

ÉLECTRICITÉ

RAPPORT ANNUEL *EXERCICE 2023*



RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

TABLEAUX DE BORD ET ANALYSES COMPLÉMENTAIRES À PARTIR
DES DONNÉES DE CONCESSION AU 31 DÉCEMBRE 2023

RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ SUR LE TERRITOIRE DU SIÉML

EXERCICE 2023

Table des matières

PRÉAMBULE	3
1. LE CONTROLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION	4
Les principaux chiffres clés	4
Les clients consommateurs et producteurs	4
Le patrimoine concédé	7
Le diagnostic qualité	12
2. LE CONTROLE FINANCIER ET COMPTABLE DE LA CONCESSION	18
Les investissements	18
Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire	20
La localisation des ouvrages et la valorisation des ouvrages	21
Les redevances de concession	23
Les autres principaux flux financiers	24
3. LE CONTROLE DE LA SATISFACTION DES USAGERS	25
Le pourcentage de satisfaction des clients	25
Gestion des réclamations	26
Délais de prestation	26
4. LE CONTROLE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE	28
Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)	28
Le montant des recettes d'EDF	29
La lutte contre la précarité énergétique	30

5. MOMENTS CLÉS 2023-2024 ET PERSPECTIVES 2025	31
Inventaire 2023 pour l'électrification rurale	31
Bilan du PPI 2020-2023 et renouvellement pour la période 2024-2027	32
Bilan et renouvellement de la convention annexe relative à la transition énergétique 2024-2027	35
Suivi des conventions Enedis-Siéml relatives à la conception-réalisation de fresques sur les transformateurs	38
Linky : le déploiement en diffus pour la régularisation des derniers clients	38
Le protocole d'accord FNCCR – Enedis du 26 juin 2024	39
Différend concernant les conditions de mise en service d'une installation EnR	40
Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2024	41
Panorama de l'électricité renouvelable : quelle dynamique en Pays de la Loire ?	42
Plan de développement des réseaux de distribution à horizon 2032	44
Etude prospective Enedis 2035-2050	46
Consultation ouverte pour PNACC 3	47
Consultation ouverte pour la PPE et la SNBC	48
Consultation ouverte pour le futur TURPE-7	50
Baromètre 2024 des fournisseurs d'énergie	51
Les fournisseurs s'engagent pour une meilleure protection des consommateurs	52
6. SYNTHÈSE ET CONCLUSION	53
Les principaux points positifs	53
Les principaux points à surveiller	55

PRÉAMBULE

Rappel du contexte

Conformément à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), le Siéml, en tant qu'autorité concédante, assure le contrôle du réseau public de distribution d'électricité exploité par les concessionnaires Enedis et EDF.

Pour rappel, la concession électrique de Maine-et-Loire regroupe toutes les communes du département à l'exception d'Epieds.

L'analyse détaillée de la concession électrique, disponible en annexe du présent rapport, est basée sur le compte rendu d'activité des concessionnaires pour l'année 2023, sur les données brutes complémentaires transmises par Enedis ainsi que sur les observations sur pièces et sur place.

L'année 2023 a été marquée par le renouvellement de la convention de « programmation pluriannuelle des investissements » pour la période 2024-2027, tel que prévu par le contrat de concession de la distribution publique d'électricité. Dans le cadre de ce renouvellement, un diagnostic technique de la concession a été élaboré conjointement entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, à partir des données et chiffres clés des cinq dernières années. Le présent rapport de contrôle s'inspire également de cette analyse partagée.

A noter que l'année 2024 a également été marquée par le renouvellement de la convention énergétique entre Enedis et le Siéml pour la période 2024-2027. Des informations complémentaires figurent dans le présent rapport.

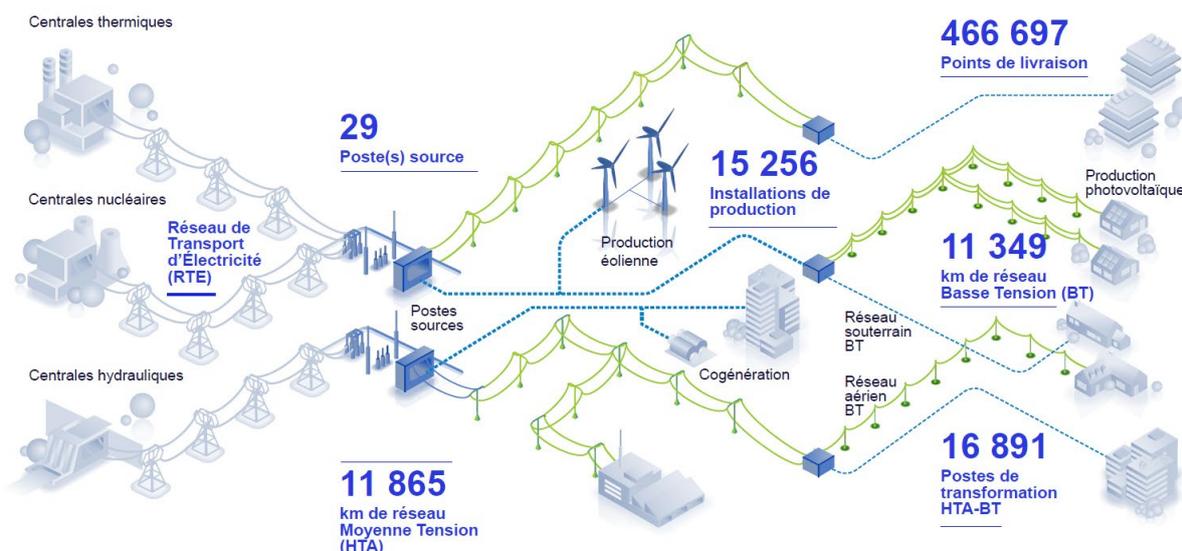
En synthèse et au titre de l'exercice 2023, l'autorité concédante relève et attire l'attention du gestionnaire de réseau sur les éléments ci-dessous.

1. LE CONTROLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION

Les principaux chiffres clés

Il s'agit d'analyser les principales évolutions de la concession en matière notamment de nombre d'usagers, de suivi des consommations d'énergie, de nombre de producteurs d'énergie renouvelable, de stock de réseaux, de nombre d'incidents et de qualité de fourniture, ainsi que de montants de travaux et d'investissements réalisés tout au long l'année. Les principaux chiffres clés à retenir pour l'année 2023 sont les suivants (*source du schéma : CRAC Enedis-EDF 2023*).

Le réseau public de distribution d'électricité



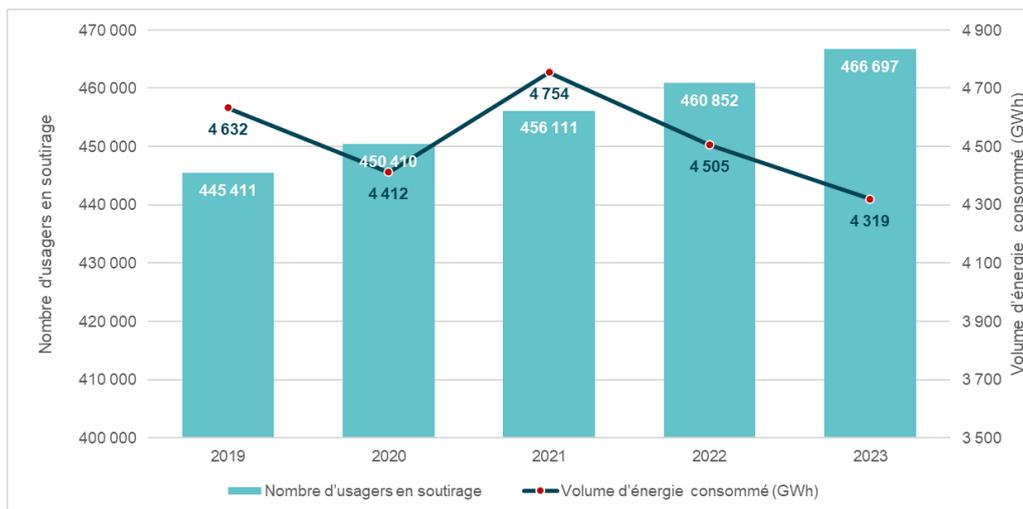
Les clients consommateurs et producteurs

→ On note une **augmentation continue du nombre de clients raccordés au réseau de distribution publique d'électricité** (+ 1,27% par rapport à 2022), pour atteindre 466 697 clients en soutirage à fin 2023. Sur les derniers exercices, on note une augmentation moyenne d'un peu plus de 4 500 clients par an, soit une hausse d'environ 1 % chaque année.

- La très grande majorité de ces clients sont des clients BT \leq 36 kVA, dits C5 (98 %).
- Une faible proportion concerne des clients BT $>$ 36 kVA, dits C4 (1,2 %).
- Le reste étant des clients HTA, dits C1, C2 ou C3 (moins de 1 %, environ 1 300 clients).

Depuis 2021, les tensions sur les marchés de l'énergie et les comportements de sobriété énergétique ont entraîné **une baisse des volumes d'énergie consommés** par les clients de la concession. Fin 2023, ce sont 4 318 GWh d'énergie qui ont été acheminés, soit - 9 % par rapport à 2021 et - 4 % par rapport à 2022. Il est encore difficile de mesurer si ces baisses de consommation sont le résultat d'une sobriété choisie ou subie. Au global, les volumes de consommation atteignent à fin 2023 un niveau inférieur à celui que nous avons rencontré lors de la crise sanitaire. Les baisses de consommations se ressentent pour l'ensemble des typologies de clients, dans des proportions légèrement différentes, entre 2022 et 2023 :

- les volumes de consommations des clients BT \leq 36 kVA ont diminué de 4 % ;
- les volumes de consommations des clients BT $>$ 36 kVA ont diminué de 5,5 % ;
- les volumes de consommations des clients HTA ont diminué de 3,8 %.



➔ Les cartographies ci-dessous permettent d'identifier le nombre de producteurs BT et HTA par commune nouvelle. **Le nombre de producteurs EnR raccordés au réseau public de distribution d'électricité en Maine-et-Loire est en augmentation globale depuis plusieurs années, conformément au tableau ci-dessous qui en retrace l'évolution par filière.** Le nombre de producteurs est de 15 256 en 2023, soit une hausse de 24,92 % par rapport à 2022 et une hausse de 62,94 % par rapport à 2019.



Figure 1 - Nombre de producteurs BT par commune (2023)



Figure 2 - Nombre de producteurs HTA par commune (2023)

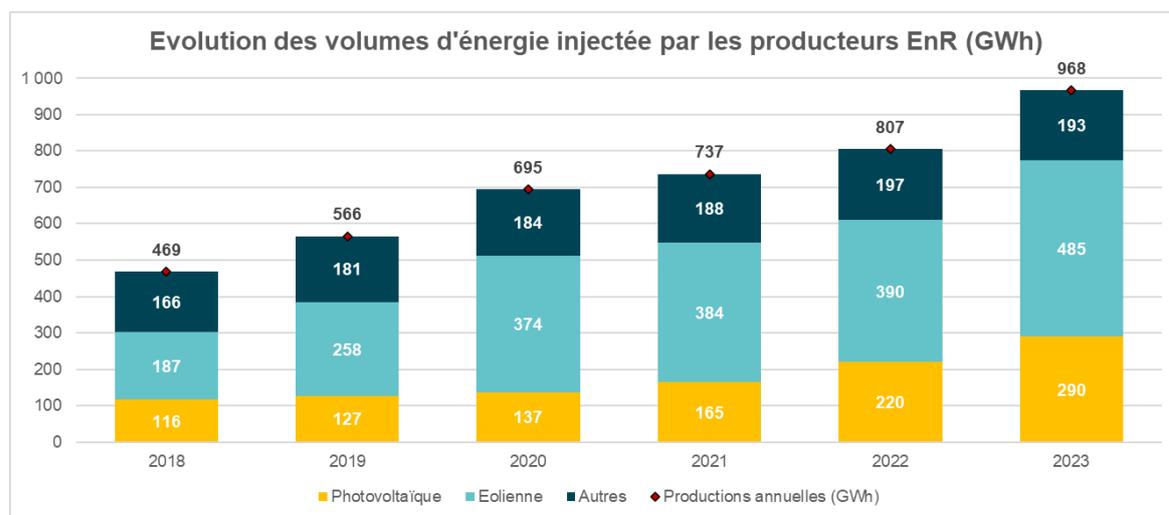
Cette augmentation est principalement portée par le **fort développement de la production photovoltaïque** avec une hausse de + 25 % par rapport à 2022. Au cours de l'année 2023, ce sont plus de 3 000 unités de production photovoltaïque qui ont été raccordées au réseau. Par rapport à 2019, cette hausse du nombre de producteurs photovoltaïque est de + 63,10 %.

Nombre de clients producteurs	2019	2020	2021	2022	2023	Évolution 2019/2023
Production photovoltaïque	9 312	9 935	10 872	12 149	15 188	+ 63 %
Production éolienne	18	21	23	24	24	+ 33 %
Production hydraulique	6	6	7	8	8	+ 33 %
Autres types production	27	29	31	32	36	+ 33 %
Total des producteurs	9 363	9 991	10 933	12 213	15 256	+ 63 %

Les producteurs photovoltaïques représentent plus de 40 % des producteurs HTA et plus de 99 % des producteurs BT en nombre. Les producteurs éoliens représentent quant à eux près de 30 % des producteurs HTA et moins de 1 % des producteurs BT (seulement 3 installations en BT).

Grâce à ce fort développement, **l'énergie injectée sur le réseau a augmenté** de 71 % entre 2019 et 2023, pour atteindre 967 GWh injecté sur le réseau public de distribution d'électricité de la concession en 2023 :

- les 24 installations éoliennes permettent l'injection de 485 GWh d'énergie sur le réseau, soit près de 50 % des volumes globaux d'énergie injectée à l'échelle de la concession ;
- grâce à la hausse du nombre d'installations photovoltaïques, ces dernières permettent l'injection de 290 GWh d'énergie sur le réseau, soit 30 % des volumes globaux injectés (+ 2,69 points par rapport à 2022).



➔ Afin de comparer les volumes de production avec les volumes de consommation, un indicateur a été créé : le taux d'autoproduction. Ce taux permet de mesurer, de manière théorique, la part des volumes d'énergie consommés qui a été produite localement par des installations EnR. **A fin 2023, l'énergie produite localement et injectée dans le réseau concédé représente 22,4 % de l'électricité consommée sur la concession en Maine-et-Loire (+ 4,5 points par rapport à 2022 où le taux d'autoproduction était de 17,9 %).**

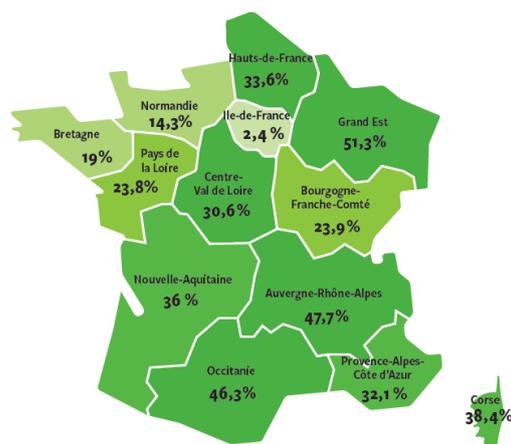
A noter toutefois qu'au niveau national, l'électricité renouvelable a couvert 30,9 % de l'électricité consommée en 2023, d'après l'édition 2023 du panorama de l'électricité renouvelable publié par l'agence ORE, Enedis, RTE et le SER. Le taux d'autoproduction du Maine-et-Loire est proche du taux d'autoproduction de la région Pays de la Loire (23,8 %).

En 2023, au périmètre national, le nombre d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA a plus que doublé, avec près de 200 000 demandes traitées, soit une hausse de près de 120 % par rapport à 2022.

Au périmètre de la concession, l'activité raccordement producteurs est également très dynamique. **A fin 2023, on comptabilise plus de 2 500 raccordements d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA sur la concession départementale**, soit une hausse de près de 130 % par rapport à 2022. Pour mémoire, en 2018 sur le département, on comptabilisait à peine 350 raccordements de producteurs BT par an.

Le nombre de raccordements BT supérieurs à 36 kVA a également doublé entre 2022 et 2023, avec 260 raccordements comptabilisés en 2023. Seuls les raccordements HTA sont en baisse sur la même période : 9 producteurs HTA ont été raccordés en 2023 sur la concession contre 11 en 2022.

Couverture de la consommation par la production renouvelable en 2023



Synthèse – Evolution des clients consommateurs et producteurs

- › **Réduction des consommations d'énergie malgré l'essor continu du nombre de clients et l'électrification des usages** : le territoire enregistre une baisse de 9 % des volumes consommés depuis 2021, conséquence des tensions énergétiques et d'une transition vers des comportements plus sobres. Cela reflète une évolution significative mais interroge sur la part de la sobriété subie.
- › **Accélération des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables (EnR)** : l'essor des raccordements d'installations de production de petite puissance (BT ≤ 36 kVA, + 130 % en un an) traduit un réel dynamisme de la filière au niveau local, portée par la filière photovoltaïque notamment. Le Siéml se doit toutefois de noter que des délais de raccordement assez importants viennent toujours contrarier la dynamique et les porteurs de projet.
- › **Augmentation du taux d'autoproduction locale** : une croissance remarquable du nombre de producteurs d'énergie renouvelable qui se traduit par une augmentation significative des volumes d'énergie injectée sur le réseau (+ 71 % entre 2019 et 2023), atteignant 967 GWh injectés sur le réseau public de distribution d'électricité de la concession départementale en 2023. L'énergie renouvelable injectée couvre désormais 22,4 % de la consommation départementale.

Le patrimoine concédé

- ➔ **Le linéaire global de réseau à l'échelle de la concession représente 23 213 km à fin 2023**, avec une répartition quasiment identique entre le linéaire de réseau HTA et BT :
 - 51 % du réseau concédé est en HTA, soit 11 865 km (+ 0,52 % par rapport à 2022) ;
 - 49 % du réseau concédé est en BT, soit 11 349 km (+ 0,55 % par rapport à 2022).
- ➔ **Le réseau HTA représente 11 865 km à fin 2023**. Sa répartition est la suivante :

- 7 338 km, soit 62 % du linéaire de réseau HTA est en aérien (- 0,4 % par rapport à 2022) ;
 - 10 km de réseaux HTA sont en aérien torsadé ;
 - 7 328 km de réseaux HTA sont en aérien nu (- 0,4 % par rapport à 2022) ;
 - 20 km environ de réseaux HTA sont en aérien nu de faibles sections.
- 4 440 km, soit 38 % du linéaire de réseau HTA en souterrain (+ 2 % par rapport à 2022) :
 - 160 km environ de réseau HTA souterrain sont en câble papier imprégné (CPI).

La moyenne nationale d'enfouissement des réseaux HTA est d'environ 52 %, soit un taux plus élevé que la moyenne départementale. Cette différence s'explique en grande partie par les caractéristiques géographiques du Maine-et-Loire qui rendent peu pertinentes l'enfouissement de longues portées HTA en zones rurales.

En revanche, les proportions de linéaires dit « sensibles » semblent meilleures en Maine-et-Loire qu'au niveau national : les lignes aériennes HTA de faibles sections représentent en Maine-et-Loire 0,3 % des réseaux aériens HTA contre 1,1 % en moyenne au niveau national ; de même, les anciennes technologies de câbles souterrains comme les câbles à isolant papier imprégné représentent en Maine-et-Loire 3,5 % des réseaux souterrains HTA contre plus de 5 % en moyenne au niveau national.

En 2023, les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage Enedis ont permis la création de :

- 75 km de réseaux HTA souterrain (- 40 % par rapport à 2022) ;
- 5 m de réseaux HTA aérien torsadé, en hausse par rapport à 2022 ;
- 2 km de réseaux HTA aérien nus (+ 30 % par rapport à 2022).

Parmi ces 77 km de réseaux HTA mis en service :

- 32 km l'ont été dans le cadre d'opérations d'extension (- 48 % par rapport à 2022 et - 58 % par rapport à 2019) ;
- 25 km dans le cadre d'opérations de renouvellement (- 26 % par rapport à 2022 et - 31 % par rapport à 2019) ;
- 20 kilomètres dans le cadre d'opérations de renforcement (- 34 % par rapport à 2022 et - 34 % par rapport à 2019).

➔ **Le réseau BT représente 11 348 km à fin 2023.** Sa répartition est la suivante :

- 53 % du linéaire de réseau BT est en aérien (- 1,5 % par rapport à 2022) :
 - 4 521 km de réseaux BT sont en aérien torsadé (+ 1 % par rapport à 2022) ;
 - 1 438 km de réseaux BT sont en aérien nu (- 8 % par rapport à 2022) ;
 - 343 km de réseaux BT sont en aérien nu de faibles sections (- 13 %) ;
- 47 % du linéaire de réseau BT est en souterrain (+ 3 % par rapport à 2022) :
 - 75 km environ des réseaux BT souterrain sont en câble papier imprégné (CPI).

La moyenne nationale d'enfouissement des réseaux BT est de 49 %, soit un taux légèrement plus élevé que la moyenne départementale.

En revanche, les réseaux BT en aérien nu représentent en Maine-et-Loire 14 % du réseau BT contre seulement 6 % en moyenne au niveau national. De même, les réseaux BT en aérien nu de faibles sections représentent en Maine-et-Loire 6,5 % du réseaux BT aérien contre 3 % en moyenne au niveau national.

En 2023, les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage Enedis ont permis la création de :

- 42 km de réseaux BT souterrain (+ 8 % par rapport à 2022) ;
- 19 km de réseaux BT aérien torsadé (- 9,8 % par rapport à 2022) ;
- aucun réseau BT aérien nu.

Parmi ces 61 km de réseaux BT mis en service :

- 34 km l'ont été dans le cadre d'opérations d'extension (+ 12,6 % par rapport à 2022 et +77 % par rapport à 2019) ;
- 24 km dans le cadre d'opérations de renouvellement (- 8,6% par rapport à 2022 et - 18,8 % par rapport à 2019) ;
- 3 kilomètres dans le cadre d'opérations de renforcement (-11, 7% par rapport à 2022 et - 66 % par rapport à 2019).

Focus – Programme de fiabilisation des inventaire fils nus

A noter qu'afin de disposer d'une bonne connaissance des réseaux fils nus sur le terrain, une démarche de fiabilisation des bases techniques sur le réseau BT fils nus a été lancée en 2023 et 2024 par le concessionnaire. Des variations de longueurs sur les technologies du réseau BT peuvent être constatées par rapport à l'exercice précédent. Le rapport annuel de fiabilité détaillera l'avancée de cette démarche et devrait être présenté au Siéml début 2025.

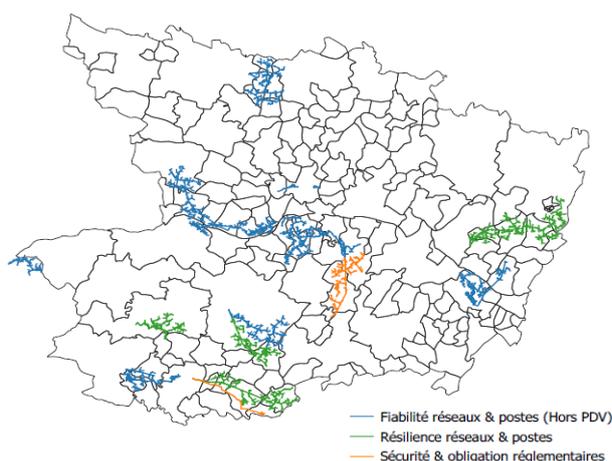


Figure 4 - Principaux travaux HTA Enedis (2023)

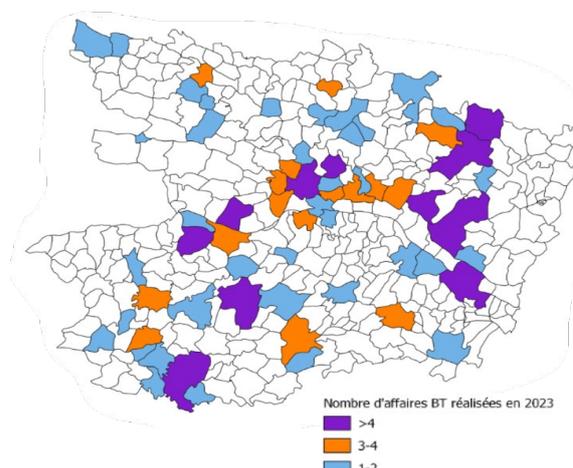
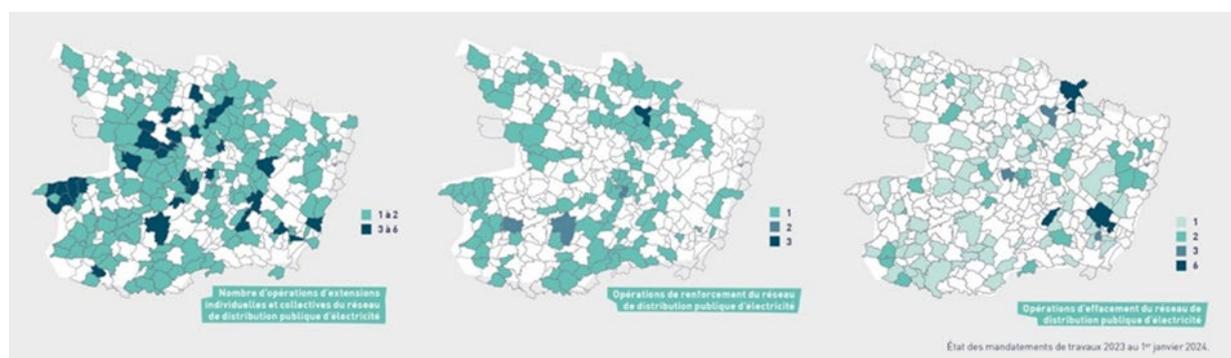


Figure 4 - Nombre d'affaires BT Enedis (2023)

Pour information et en complément des travaux réalisés par Enedis au titre de sa maîtrise d'ouvrage, la répartition des affaires réalisées par le Siéml au titre de sa maîtrise se répartissent comme suit en 2023 :



- **Le nombre de postes HTA-BT s'élève à 16 891 postes en 2023 (+ 0,8 % par rapport à 2022).** La majorité de ces postes est située sur des communes urbaines au sens de l'INSEE puisqu'ils représentent 70 % du nombre global de poste HTA-BT sur la concession départementale. La répartition des postes à fin 2023 se fait comme suit :
- 8 477 postes sur poteau ;
 - 360 postes cabines hautes ;
 - 1 041 postes cabines basses ;
 - 7 013 autres postes (dont les postes en immeuble par exemple).
- Le Siéml attache une attention et un suivi particulier des **stocks de réseaux dits « sensibles »**, c'est-à-dire pour lesquels les risques d'incident sont plus élevés que la moyenne des réseaux concédés. Il s'agit notamment des réseaux aériens en fils nus, des réseaux aériens en fils nus de faibles sections, des réseaux souterrains en câble papier imprégné, et des réseaux âgés de plus de quarante ans. Le tableau et les schémas ci-dessous synthétisent l'évolution de ces stocks.

Stock de réseaux sensibles	2019	2020	2021	2022	2023	Évolution 2019/2023
Réseaux HTA de plus de 40 ans	1 954	2 077	2 376	2 585	2 826	+ 44 %
Réseaux HTA aériens de faibles sections	29	28	25	22	16	- 42 %
Réseaux HTA souterrains CPI	189	180	167	164	-	-
Réseaux BT de plus de 40 ans	2 531	2 454	2 398	2 299	2 262	- 10 %
Réseaux BT aériens nus	1 891	1 787	1 695	1 563	1 438	- 24 %
Réseaux BT aériens de faibles sections	511	478	447	394	343	- 33 %
Réseaux BT souterrains CPI et NP	79	78	78	77	-	-

En Maine-et-Loire, les **réseaux sensibles HTA et BT** (aérien nu de faible section, isolation papier, et âgés de plus de 40 ans) ont tendance à diminuer dans le temps, conformément aux ambitions du schéma directeur des investissements (SDI) et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) signés dans le cadre du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité.

Les communes avec les stocks de réseaux BT aériens nus les plus importants sont Angers (42 km), Cholet (41 km), Saumur (30 km), Baugé-en-Anjou (26 km), Longué-Jumelles (20 km) et Doué-la-Fontaine (17 km). Les communes avec stocks de réseaux BT aériens nu de faibles sections les plus importantes sont Baugé-en-Anjou (10 km), Longué-Jumelles (8 km), Durtal (5 km), Mouliherne (4 km), Cheviré-le-Rouge (4 km) et Montreuil-Bellay (4 km).

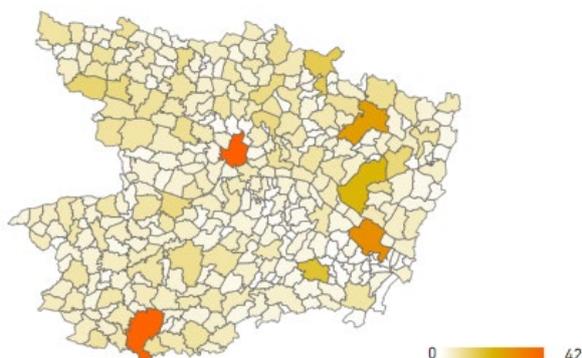


Figure 6 - Stock de réseaux BT aériens nus par commune déléguée (km) - 2023

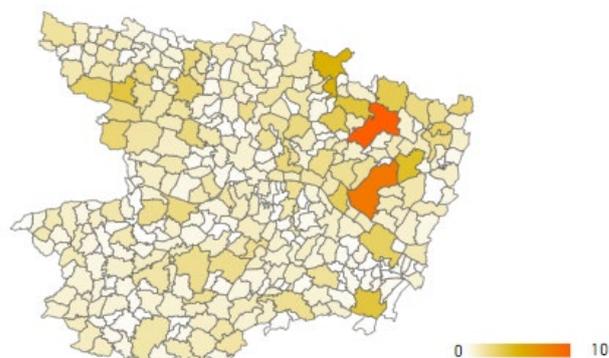


Figure 6 - Stock de réseaux BT aériens nus de faibles sections par commune déléguée (km) - 2023

Seuls les réseaux HTA de plus de 40 ans et entre 30 et 40 ans voient leurs stocks augmenter, notamment du fait de la politique de « prolongation de vie des ouvrages » menée par le gestionnaire de réseau, récemment requalifiée par Enedis de politique de « rénovation programmée ». **En 2023, plus de la moitié du réseau HTA a plus de 30 ans, et 24 % environ a plus de 40 ans.** Même si l'indicateur d'âge est suivi régulièrement dans les différents exercices de contrôle, le Siéml rappelle que l'âge moyen des réseaux ne peut constituer à lui seul un indicateur pertinent pour caractériser l'état ou le niveau d'accidentologie des réseaux. L'objectif de cet indicateur est avant tout d'identifier d'éventuelles fragilités du réseau sur lesquelles une vigilance particulière devra être opérée.

Focus – La politique Enedis de rénovation programmée des ouvrages aériens HTA

Le réseau HTA reste en grande partie aérien et sensible aux aléas climatiques. Face à ce constat, Enedis s'est fixé deux enjeux stratégiques :

- (1) réduire la vulnérabilité aux aléas climatiques majeurs en enfouissant les lignes dans les zones sensibles aux risques vent et bois, conformément à son plan aléas climatiques (PAC) ;*
- (2) améliorer la fiabilité dans la durée des lignes aériennes pérennes qui ne seront pas enfouies à court terme, en réalisant des campagnes de remplacement des éléments altérés tels que les armements, les isolateurs ou les attaches au travers d'une politique de rénovation programmée.*

Les travaux de rénovation programmée (RP) consistent ainsi à remettre à niveau des tronçons de réseau aérien en modifiant ou remplaçant des éléments identifiés lors d'un diagnostic détaillé de l'ouvrage. D'après le concessionnaire, cette action vise à maîtriser durablement la fiabilité des ouvrages aériens et ainsi contribue à l'atteinte des objectifs de continuité de la desserte électrique.

Cependant, le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

A noter toutefois que, malgré la **diminution continue des stocks de réseaux HTA et BT aérien nu**, ces derniers restent encore particulièrement présents sur la concession malgré leur caractère incidentogène :

- **le réseau BT aérien nu**, qui a baissé de 7,9 % par rapport à 2022, représente encore à fin 2023 plus de 24,13 % du linéaire BT aérien total, contre 12,3 % en moyenne au niveau national (données nationales 2022).
- **le réseau BT aérien de faible sections**, qui a baissé de 12,7 % par rapport à 2022, représente 5,76 % du réseau BT aérien de la concession contre 3 % en moyenne au niveau national (données nationales 2022). Les efforts poursuivis et notables de renouvellement de ces ouvrages doivent être poursuivis, conformément aux objectifs du schéma directeur des investissements.



Synthèse – Évolution du patrimoine concédé et des réseaux caractérisés sensibles

- › **Dynamisme et modernisation du réseau** : le patrimoine concédé continue globalement de s'étendre et de se moderniser avec une augmentation des linéaires de réseaux : la proportion des réseaux souterrains s'accroît, bien qu'elle reste en deçà de la moyenne nationale. Cependant, une attention particulière doit être portée à la résorption des réseaux aériens nus, toujours très présents sur le département.

› **Des trajectoires de résorption des réseaux sensibles cohérentes avec les objectifs contractuels et le schéma directeur des investissements.**

- *Pour les réseaux HTA aériens de faibles sections, on observe une diminution de 42 % du stock depuis 2019. L'objectif du schéma directeur des investissements Siéml-Enedis est de traiter 100 % des réseaux HTA aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes d'ici 2050, dont a minima 30 km sur les 33 km encore en concession lors de la signature du contrat. Depuis 2017, 17 km de réseaux HTA aériens de faibles sections ont déjà été traités. Les trajectoires suivies semblent conformes aux exigences.*
- *Pour les réseaux BT aériens nus, on observe une tendance à la baisse depuis plusieurs années même si les stocks en proportion du réseau BT restent toujours au-dessus de la moyenne nationale.*
- *Pour les réseaux BT aériens de faibles sections, on observe une diminution de 33 % du stock depuis 2019. L'objectif du schéma directeur des investissements Siéml-Enedis est de traiter 100 % des réseaux BT aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes d'ici 2050. Enedis et le Siéml ont ensuite pris des objectifs pour les périmètres de maîtrise d'ouvrage qui les concerne : Enedis souhaite traiter a minima 130 km sur les 137 km encore en concession en zone urbaine lors de la signature du contrat, et le Siéml souhaite traiter les 457 km encore en concession en zone rurale lors de la signature du contrat. Depuis 2017, 251 km de réseaux BT aériens de faibles sections ont été traités, soit presque la moitié du stock de l'époque en 6 ans. Les trajectoires suivies semblent conformes aux exigences.*

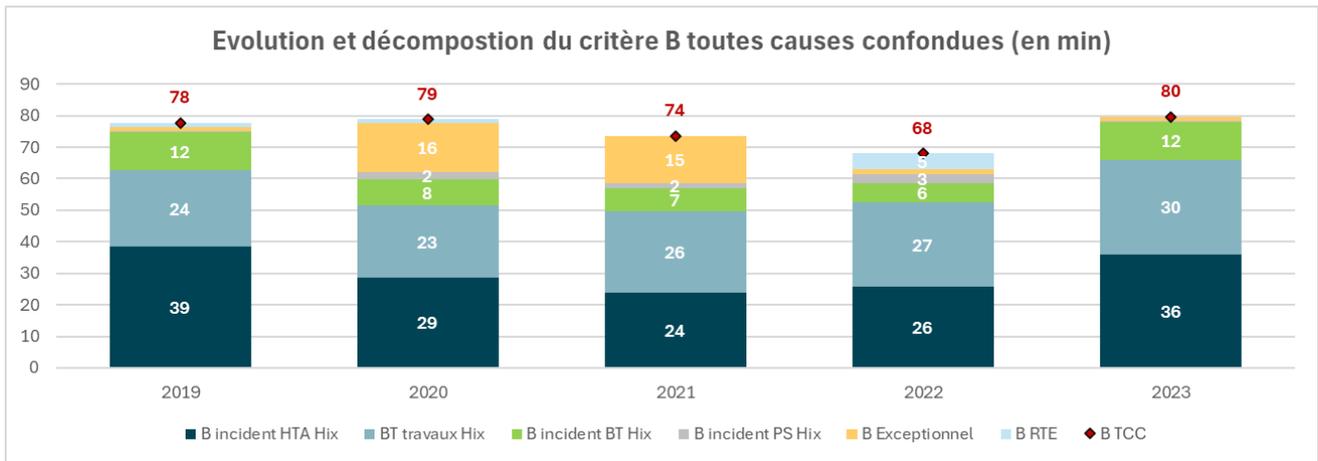
Ainsi les efforts entrepris par les deux maîtres d'ouvrages pour résorber ces stocks de réseaux sensibles et incidentogènes méritent d'être salués.

› **Un vieillissement des réseaux HTA à surveiller :** le vieillissement des réseaux HTA constitue un point de vigilance majeur, avec une part croissante de réseaux ayant plus de 30 ou 40 ans. Les mises en service de nouveaux ouvrages HTA sont en baisse constante depuis 2019, s'agissant à la fois des extensions, des renouvellements ou des renforcements. Le concessionnaire Enedis privilégie depuis plusieurs années des opérations de rénovation programmée (cf. encart) au détriment d'opérations de renouvellement plus structurelle. Le Siéml émet un point de vigilance sur cette tendance, notamment au regard de la détérioration des indicateurs qualité (cf. chapitre suivant). Le Siéml s'attachera à évaluer l'évolution de ces indicateurs dans le temps afin d'identifier s'il s'agit d'une hausse exceptionnelle ou d'une tendance plus profonde.

› **Évaluation des politiques de renouvellement et de maintenance programmée :** le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

Le diagnostic qualité

- Le graphique ci-dessous synthétise l'évolution du **critère B toutes causes confondues** à l'échelle de la concession de Maine-et-Loire. Pour rappel, le critère B correspond au temps moyen de coupure pour un usager de la concession sur un an. Cet indicateur est comptabilisé en minutes. On distingue le temps de coupure pour travaux et pour incident. Au sein des incidents, on peut également isoler les incidents exceptionnels, au sens des classifications nationales, pour identifier les événements climatiques qui sortent des conditions « normales » d'exploitation du réseau.



On remarque que le temps moyen de coupure par client BT, toutes causes confondues (TCC), atteint en 2023 son plus haut niveau sur les 5 derniers exercices, à savoir 79,6 minutes. Cette hausse s'explique en partie seulement par des événements climatiques ayant impacté notre concession en 2023. A noter que ce critère B est porté principalement par des incidents sur le réseau HTA, en forte hausse par rapport à 2022 (36 minutes en 2023 contre 26 en 2022).

Les cartographies ci-contre permettent d'identifier les communes nouvelles ayant été le plus impactées par des coupures sur le réseau de distribution publique d'électricité, que ce soit pour travaux, pour incident ou pour incident exceptionnel, sur les cinq dernières années.

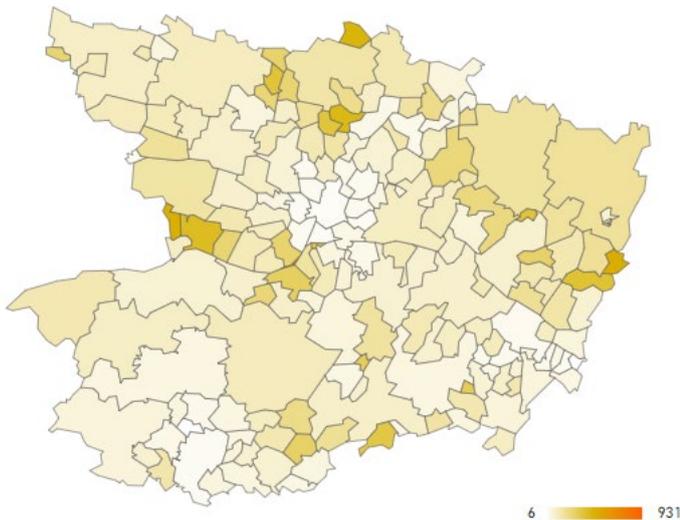


Figure 8 - Critère B TCC moyenné sur 5 ans (2019-2023)

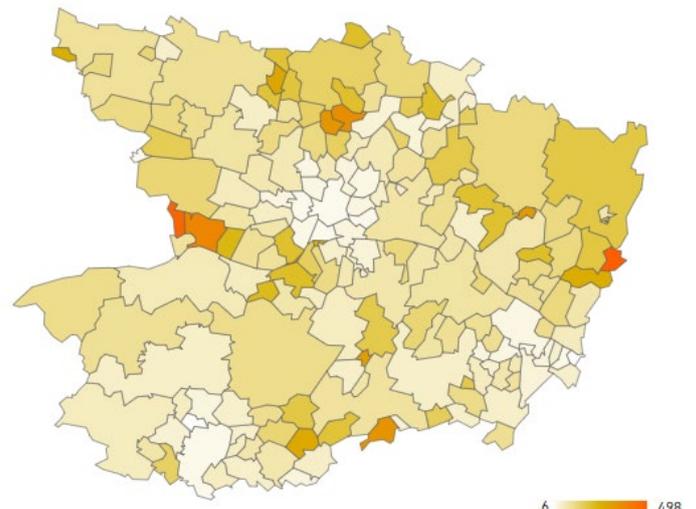
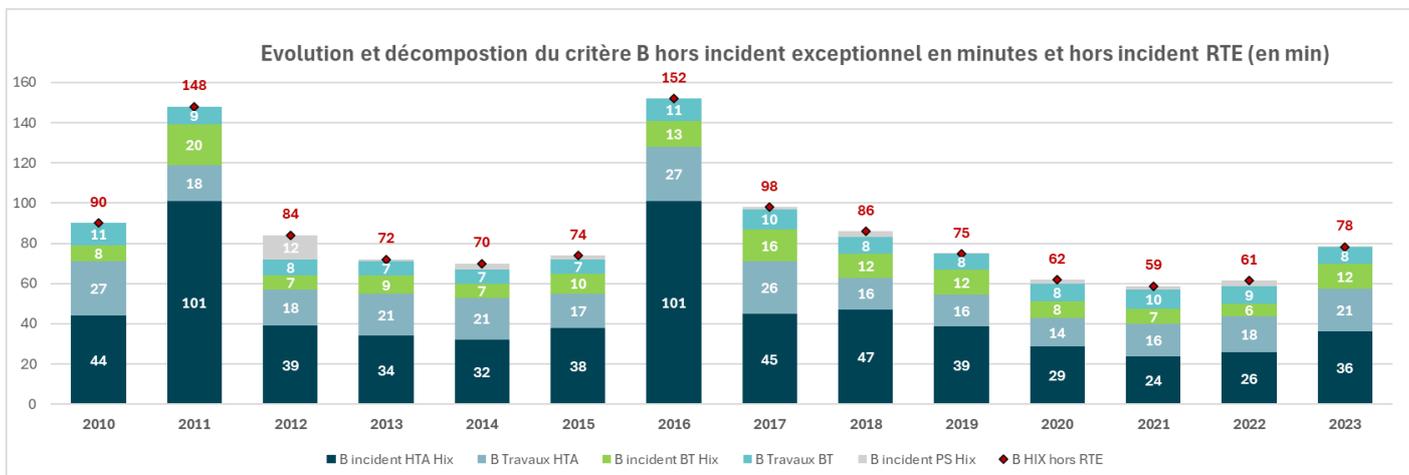


Figure 8 - Critère B HIX hors RTE moyenné sur 5 ans (2019-2023)

→ Le graphique ci-dessous synthétise l'évolution du **critère B hors incident exceptionnel** depuis 2010 sur le Maine-et-Loire. L'année 2023 a été marquée par les tempêtes Ciaran (novembre), Gérard (janvier) et Patricia (août), mais celles-ci n'ont pas été comptabilisées en événements exceptionnels. Elles sont donc diluées dans les incidents BT et HTA.

Après plusieurs années de baisse successive du critère B hors incident exceptionnel (HIX), on note une **augmentation notable de cet indicateur entre 2022 et 2023 à l'échelle de la concession, pour atteindre 78 minutes en 2023.**



- **Le critère B incident est de 48 minutes en 2023**, soit le taux le plus haut depuis 2019. Il représente plus de 60 % du critère B global. L'augmentation de ce temps de coupure pour incident est notable à la fois sur le réseau BT et le réseau HTA (respectivement + 40 % et + 100 % par rapport à 2022). Le Siéml souhaite rappeler que le suivi des stocks de linéaire de réseaux a montré un vieillissement notable des réseaux HTA. Plus de la moitié des réseaux HTA concédés ont plus de 30 ans et 24 % ont plus de 40 ans. Sans en tirer de conclusions hâtives, le Siéml souhaite attirer l'attention du concessionnaire sur le vieillissement de ces infrastructures ; des travaux de renouvellement et de fiabilisation sont à opérer pour maintenir une bonne qualité de la distribution publique d'électricité en tout point du département et disposer d'un réseau robuste, capable de survivre aux aléas climatiques.

Le Siéml prend note des événements climatiques ayant impacté la concession sans toutefois être qualifiés d'exceptionnel ; toutefois, la probable recrudescence de ces incidents impose aux maîtres d'ouvrages des efforts tout particulier sur le renforcement et la fiabilisation des réseaux de distribution. Le Siéml souhaite disposer d'une vision plus précise concernant le plan d'adaptation des réseaux aux aléas climatiques élaboré par Enedis afin d'apprécier les programmes opérationnels et les perspectives en matière d'investissements et de fiabilisation des ouvrages sur les territoires. A l'avenir, une attention toute particulière sur l'évolution de cet indicateur sera portée par le Siéml.

- **Le critère B travaux est de 30 minutes en 2023**, soit le taux le plus haut depuis 2017. Il représente un peu moins de 40 % du critère B global. L'augmentation de ce temps de coupure pour travaux est notable sur le réseau HTA uniquement, le temps de coupure pour travaux sur le réseau BT restant relativement stable depuis plusieurs années (autour de 8 minutes). Le temps de coupure pour travaux sur le réseau HTA a augmenté de 19 % entre 2022 et 2023 et atteint son taux le plus élevé depuis 2017. Le Siéml demande au gestionnaire des réseaux Enedis des efforts particuliers quant à la fiabilisation de la continuité du réseau HTA.

Compte-tenu de la hausse notable du critère B constatée entre 2022 et 2023, le Siéml sera vigilant sur les prochains exercices de contrôle, concernant l'évolution des taux d'incidents et des investissements réalisés par le concessionnaire en vue de fiabiliser le réseau et d'assurer durablement une desserte de qualité sur l'ensemble du département. Une analyse particulière sur les taux d'incidents, leur siège, leur cause, pourra utilement être engagée en 2025 afin d'évaluer

plus en détails les fragilités du réseau concédé. Ces analyses devront être partagées avec le concessionnaire Enedis et devront permettre d'alimenter les programmes d'investissements.

Les cartes ci-dessous représentent les communes avec les temps de coupure pour incidents hors exceptionnel les plus importants et le temps moyen de coupure. A gauche, la répartition géographique du critère B incident HIX sur le réseau HTA, moyenné sur la période 2018-2022. A droite, la répartition géographique du critère B incident HIX sur le réseau BT, moyenné sur la période 2018-2022. En dernier, la répartition géographique du critère B temps de coupure moyenné sur la période 2018-2022.

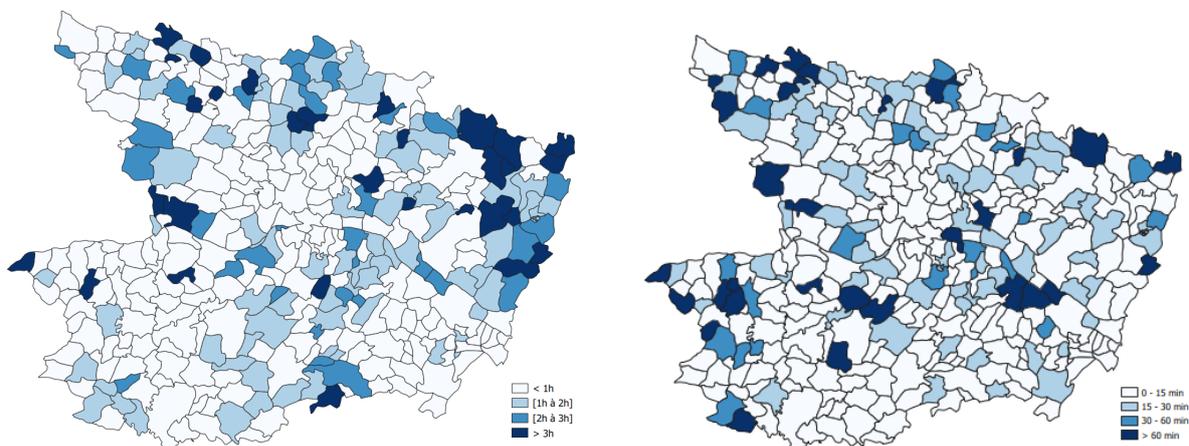


Figure 9 - Critère B incident HIX moyenné 2018-2022 - A gauche en HTA, à droite en BT

Le croisement de ces cartes permet notamment d'identifier les communes sur lesquelles des investissements prioritaires doivent être entrepris par l'autorité concédante et le concessionnaire afin de renforcer la qualité et la fiabilité de la distribution publique d'électricité. Elles constituent le périmètre géographique du second programme pluriannuels d'investissements négocié entre le Siéml et Enedis pour la période 2024-2027.

- **Les seuils du décret qualité continuent à être respectés en continuité de fourniture comme en tenue de tension.** Toutefois, malgré le respect des seuils, certains indicateurs qualité se dégradent en 2023. Ces évolutions sont détaillées ci-dessous.

	2019	2020	2021	2022	2023
Seuil continuité fourniture	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
% de CMA continuité fourniture	1,3 %	1,2 %	0,4 %	0,8 %	1,2 %
Seuil tenue de tension	3 %	3 %	3 %	3 %	3 %
% CMA tenue de tension	0,6 %	0,7 %	0,6 %	0,6 %	0,4 %

Concernant la tenue de tension : après des hausses successives de 2018 à 2020, le nombre de clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue de tension (c'est-à-dire qui connaissent au moins une fois dans l'année une tension BT en dehors des plages de variation réglementaires de +10 % ou -10 % par rapport à la tension nominale 230/400 V), continue de diminuer à l'échelle de la concession depuis 2021.

En Maine-et-Loire, on comptabilise ainsi 1 636 CMA (tenue de tension) à fin 2023, soit une baisse de 37 % par rapport à 2022. Cela correspond à 0,4 % de l'ensemble des clients raccordés de la concession, soit un taux bien en-deçà du seuil réglementaire de 3 % fixé par le décret qualité.

Au global, le nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation atteint 5 448 clients à fin 2023.

Nombre de CMA en continuité d'alimentation	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre de clients BT et HTA en dépassement	5 788	2 864	1 943	3 534	5 448
Taux de clients en dépassement	1,31 %	0,64 %	0,43 %	0,77 %	1,17 %

Concernant la continuité de fourniture : l'indicateur « nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation » (c'est-à-dire ayant subi plus de 6 coupures longues supérieures à 3 minutes ou plus de 35 coupures brèves entre 1 seconde et 3 minutes ou plus de 13 heures de coupure cumulées) constitue l'un des critères permettant à Enedis et au Siéml de définir les zones prioritaires d'investissements à l'échelle du département, par période de quatre ans.

En 2019, lors de l'élaboration du premier programme pluriannuel d'investissements (PPI) 2020-2023, quinze communes comptabilisaient un nombre moyen de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation sur la période 2013-2017 supérieur à 100. Lors de l'élaboration du nouveau PPI 2024-2027 cette année, aucune commune du département ne comptabilisait plus de 100 CMA au sens de la continuité d'alimentation en moyenne sur la période 2018-2022.

Après une amélioration en 2022 et probablement du fait des nombreuses tempêtes en 2023, on constate un nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation en hausse sur chacune des catégories contractuelles :

- plus de 6 coupures longues supérieures à 3 minutes : 1 936 clients concernés en 2023 (+ 158 % par rapport à 2022) ;
- plus de 5 heures consécutives de coupures : 31 499 clients concernés en 2023 (+ 66 % par rapport à 2022) ;
- coupures supérieures à 3 h sur l'année : 59 388 clients concernés en 2023 soit (+ 27,5 % par rapport à 2022).

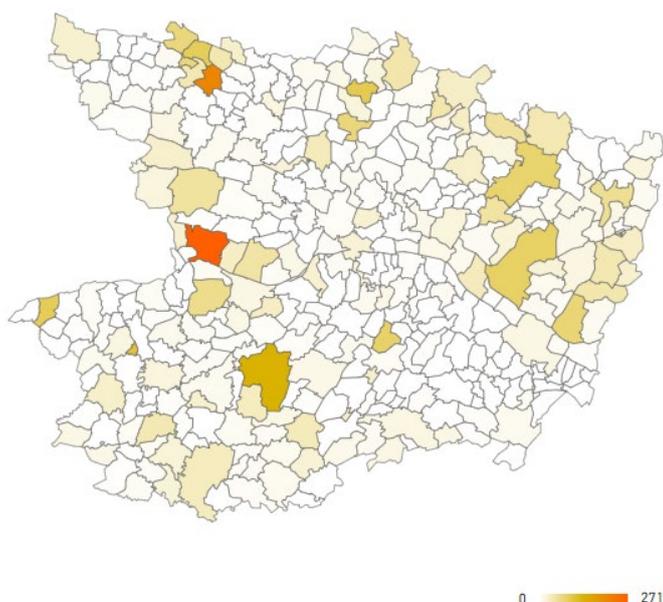


Figure 11 - Nombre de CMA en continuité d'alimentation (2023)

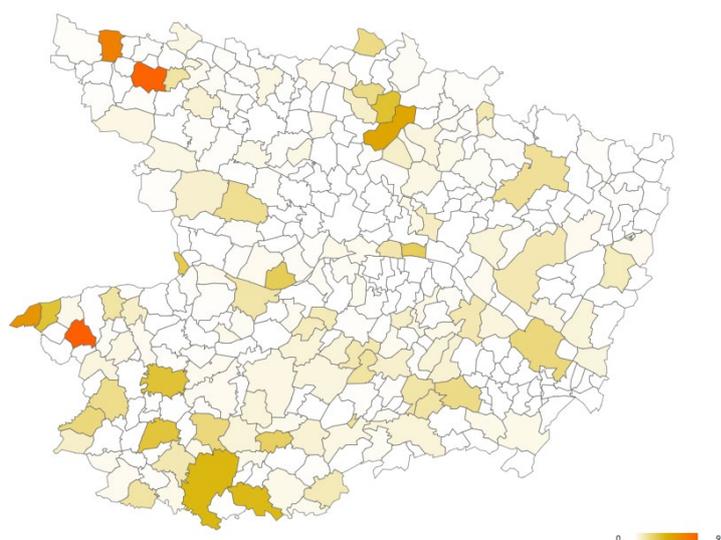


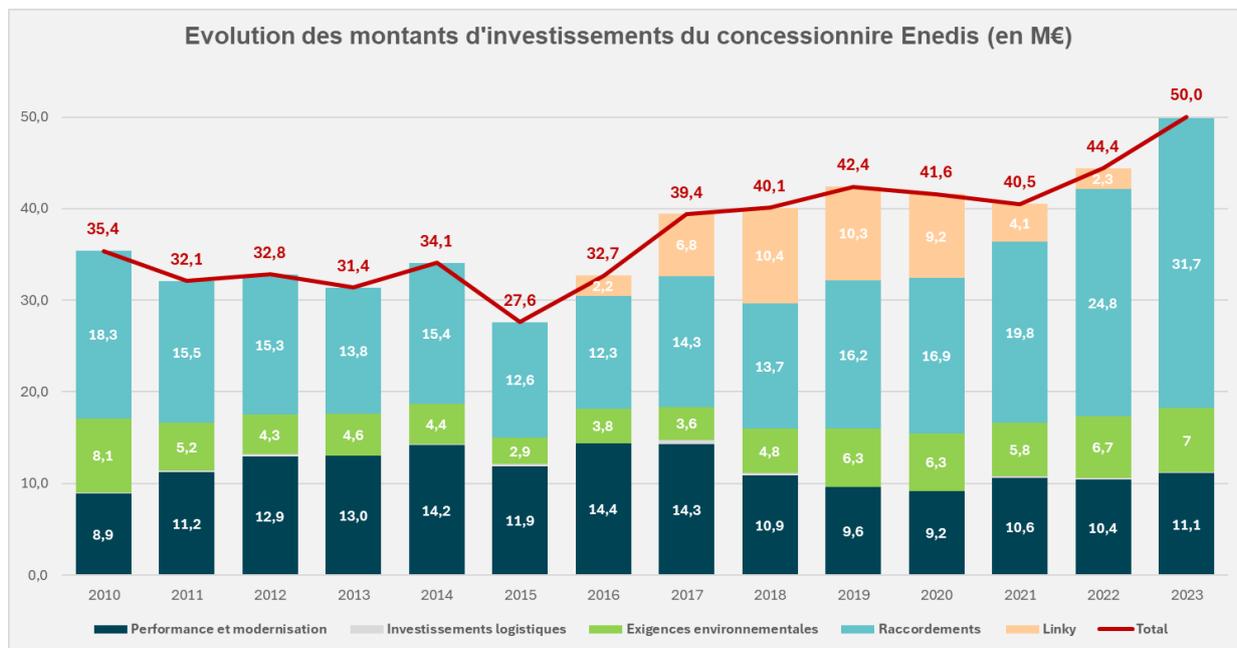
Figure 11 - Nombre de CMA en tenue de tension (2023)

- › **Augmentation globale du critère B** : en 2023, le critère B HIX (temps moyen de coupure par usager sur un an, hors incidents exceptionnels) a notablement augmenté, atteignant 78 minutes. Cette hausse met fin à une tendance à la baisse observée depuis plusieurs années et peut s'expliquer en partie par les tempêtes subies en 2023 en Maine-et-Loire et non répertoriée comme « exceptionnelle ». Toutefois cette explication reste partielle puisque le critère B toutes causes confondues (y compris incidents exceptionnels) augmente lui aussi par rapport à 2022. Globalement, l'ensemble des catégories qui composent le critère B (travaux et incident sur les réseaux BT et HTA) suivent une tendance haussière entre 2022 et 2023. Même le critère B travaux s'établit à 30 minutes, son niveau le plus élevé depuis 2017 (+ 19 % pour le HTA par rapport à 2022). Le Siéml sera particulièrement vigilant quant aux actions et investissements entrepris pour fiabiliser l'ensemble des réseaux sensibles sur la concession, notamment les réseaux de plus de 40 ans, les réseaux fils nus, les réseaux de faibles sections, et les réseaux CPI.
- › **Une hausse du critère B portée par une augmentation des incidents, notamment sur le réseau HTA** : le critère B incident représente plus de 60 % de cet indicateur, avec un temps de coupure moyen de 48 minutes en 2023, le plus élevé depuis 2019 (+ 40 % pour le BT et + 100 % pour le HTA par rapport à 2022). Cette augmentation du critère B incident HTA est corrélée au vieillissement des réseaux HTA, dont 24 % a plus de 40 ans. Le Siéml émet un point de vigilance sur cette tendance et s'attachera à évaluer l'évolution de ces indicateurs dans le temps afin d'identifier s'il s'agit d'une hausse exceptionnelle ou d'une tendance plus profonde. Quoi qu'il en soit, le Siéml sera vigilant sur les efforts entrepris par le concessionnaire pour renforcer, renouveler et fiabiliser le réseau HTA concédé, en complément des programmes de rénovation programmée plébiscités par le gestionnaire de réseau.
- › **Évaluation des politiques de renouvellement et de maintenance programmée** : le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.
- › **Une évolution contrastée des clients mal alimentés selon les critères** : le nombre de clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue de tension poursuit sa baisse continue depuis plusieurs années, atteignant 1 636 CMA en 2023 (- 37 % par rapport à 2022). Ce chiffre représente 0,4 % des clients de la concession et reste largement sous le seuil réglementaire de 3 %. Cependant, les CMA au sens de la continuité d'alimentation ont fortement augmenté : en 2023, 1 936 clients ont connu plus de 6 coupures longues (>3 min) soit une hausse de + 158 % par rapport à 2022, 31 499 clients ont connu plus de 5 heures consécutives de coupures soit une hausse de + 66 % par rapport à 2022, et 59 388 clients ont connu des coupures de plus de 3 heures cumulées sur l'année soit une hausse de + 27,5 % par rapport à 2022. Enfin, la fréquence des coupures brèves (1 s à 3 min) a progressé de 35,7 % par rapport à 2022. Ces hausses sont en partie attribuables aux nombreux aléas climatiques de 2023. Une analyse approfondie est envisagée par le Siéml en 2025 afin de mieux identifier les causes et sièges des incidents survenus le réseau concédé.

2. LE CONTROLE FINANCIER ET COMPTABLE DE LA CONCESSION

Les investissements

→ Le graphique ci-dessous synthétise l'évolution des investissements Enedis depuis 2010, par typologie d'investissements.



Dans la continuité de l'année 2022, les investissements continuent à augmenter en 2023 (+ 12,6 % par rapport à 2022) pour atteindre un peu plus de 50 M€ en 2023. Sur les cinq dernières années, de 2019 à 2023, le montant des investissements a augmenté de + 18 %. Depuis quelques années, on observe une augmentation notable des investissements d'Enedis par rapport aux volumes globaux historiques, portée notamment par le développement des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables (EnR).

Concernant le poste raccordements des consommateurs et des producteurs : il augmente de façon continue depuis plusieurs années. En 2023, ce poste est le principal poste d'investissements d'Enedis et représente plus de la moitié des investissements totaux du gestionnaire de réseau, pour un montant global d'investissements de près de 32 M€ (+ 27,8 % par rapport à 2022). Il y a encore 5 ans, ce poste représentait un volume global d'investissements moitié moindre. Cette évolution résulte d'un fort dynamisme des raccordements EnR sur le Maine-et-Loire. En 2023, Enedis a investi sur ce poste :

- 18 M€ exclusivement pour le raccordement des consommateurs HTA et BT (+ 14 % par rapport à 2022) ;
- 8 M€ exclusivement pour le raccordement des producteurs HTA et BT, dont 7,5 M€ pour le raccordement des producteurs BT (+ 116 % par rapport à 2022) et 0,5 M€ pour le raccordement des producteurs HTA (- 81 % par rapport à 2022) ;
- Ces évolutions sont en cohérence notamment avec l'essor des raccordements photovoltaïques et des raccordements d'infrastructures de recharges pour véhicules électriques (IRVE) ;

- 6 M€ de manière transversale pour les raccordements clients. Ce poste d'investissement correspond notamment aux raccordements des ZAC, aux achats de transformateurs HTA/BT, aux compteurs communicants Linky, etc.

Concernant le poste d'investissements pour la performance et la modernisation du réseau (hors compteurs communicants Linky) : il continue également d'augmenter depuis plusieurs années (+ 15 % entre 2019 et 2023). En 2023, ils s'élèvent à **11 M€ (+ 7 % de plus qu'en 2022)**. Ce poste d'investissement est le deuxième plus gros poste d'investissements d'Enedis derrière le poste « raccordements ». Il représente environ 22 % des investissements totaux du gestionnaire de réseau. En 2023, Enedis a investi sur ce poste :

- 0,3 M€ pour le renforcement des réseaux BT (+ 55 % par rapport à 2022) ;
- 0,05 M€ pour le renforcement des réseaux HTA (- 90 % par rapport à 2022) ;
- 1 M€ pour l'amélioration de la résilience des réseaux et des postes (+ 65 %) ;
- 6 M€ pour l'amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes (- 16 %) ;
- 1,5 M€ pour les programmes de prolongation de vie des ouvrages et de rénovation programmée (+ 23 % par rapport à 2022) ;
- 1,6 M€ pour les moyens d'exploitation (+ 42 % par rapport à 2022) ;
- 0,02 M€ pour les smart grids.

Cet effort est rendu en partie possible par la fin du déploiement massif des compteurs Linky. Toutefois, le niveau d'investissement en 2023 ne permet pas encore de retrouver le volume d'investissement à la période pré-Linky (autour de 14 M€ en 2017).

Le Siéml souligne et alerte Enedis sur la baisse sensible des investissements réalisés pour le renforcement des réseaux HTA, malgré leur âge vieillissant et l'augmentation du nombre d'incidents sur cette typologie d'ouvrage. Ces investissements sont en baisse continue depuis 2018 (- 74 % de 2018 à 2023). Le gestionnaire de réseau semble davantage investir dans les programmes de rénovation programmée, au détriment des renforcements plus structurants. Le Siéml n'est toutefois à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

Concernant les travaux motivés par des exigences environnementales et réglementaires : les investissements ont augmenté de 5 % par rapport à 2022 et s'élèvent à 7,036 M€.

Concernant les investissements logistiques : ils ont diminué en 2023 de 38,5 % par rapport à 2022 et s'élèvent à 0,142 M€.

Synthèse – Évolution des investissements du gestionnaire de réseau Enedis

- › **Un dynamisme des investissements porté par les raccordements** : en 2023, Enedis a investi plus de 50 M€ (+ 12,6 % par rapport à 2022, + 18 % sur cinq ans), avec une priorité donnée aux raccordements des consommateurs et producteurs d'énergies renouvelables (32 M€, + 27,8 % par rapport à 2022). Le poste « raccordements » représente plus de la moitié des investissements, marqué par une forte hausse des raccordements de producteurs BT (+ 116 % par rapport à 2022), portée par le développement du photovoltaïque et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques. Seuls les raccordements des producteurs HTA connaît une diminution en 2023 par rapport à 2022.
- › **Des investissements pour la performance et une modernisation en demi-teinte** : 11 M€ ont été consacrés à la modernisation du réseau (+ 7 % par rapport à 2022), avec un effort particulier mis sur le poste « résilience des réseaux » (+ 65 % par rapport à 2022) ainsi que sur les programmes de « prolongation de vie des ouvrages », récemment rebaptisés programmes de « rénovation programmée » (+ 23 % par rapport à 2022). Toutefois, les investissements relatifs aux renforcements HTA, cruciaux pour un réseau vieillissant, sont en forte baisse (- 90 % en un an, - 74 % depuis 2018). Cette baisse structurelle des renforcements, au profit des programmes de rénovation programmée, suscite une réelle alerte de la part du Siéml.
- › **Évaluation des politiques de renouvellement et de maintenance programmée** : le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Concernant les produits et charges d'exploitation liés à l'activité d'Enedis sur la concession du Siéml, le compte-rendu d'activité du concessionnaire expose les montants suivants :

LES PRODUITS (2023)	2023 (M€)	Taux de variation 2022-2023
Chiffres d'affaires	210,6 M€	+ 3,15 %
▪ Dont recettes d'acheminement	194,3 M€	+ 2,95 %
▪ Dont recettes de raccordements et prestations	12,7 M€	- 7,91 %
▪ Dont autres recettes	3,5 M€	- 1,24 %
Autres produits	33 M€	- 10,83 %
▪ Dont production stockée et immobilisée	23,1 M€	+ 14,85 %
▪ Dont reprises sur amortissements et provisions	8,1 M€	- 99,95 %
▪ Dont autres produits divers	1,7 M€	- 1,73 %
TOTAL DES PRODUITS	243,5 M€	+ 1,01 %

LES CHARGES (2023)	2023 (M€)	Taux de variation 2022-2023
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	146 M€	+ 55,25 %
▪ Dont accès réseau amont	48,4	+ 86,10 %
▪ Dont achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	57,5	+ 80,43 %
▪ Dont redevances de concession	4,9	+ 2,94 %
▪ Dont autres consommations externes	35,1	+ 12 %

Impôts, taxes et versements assimilés	8,6 M€	- 7 %
▪ Dont contribution au CAS FACE	5	- 1,82 %
▪ Dont autres impôts et taxes	3,6	- 13,40 %
Dotations d'exploitation	44,2	- 31,17 %
▪ Dont dotations aux amortissement DPE	31,2	- 28,20 %
▪ Dont dotations aux provisions pour renouvellement	8	- 99,58 %
▪ Dont autres dotations d'exploitation	13	- 31 %
Charges du personnel	32,1	+ 6,74 %
Autres charges	10,3	+ 20 %
Charges centrales	17,3	+ 46,69 %
TOTAL DES CHARGES	258,5 M€	+ 18,59 %

A noter que compte-tenu de l'organisation d'Enedis et de l'interconnexion du réseau de distribution publique d'électricité sur l'ensemble du territoire national, certaines activités du distributeur sont organisées à une échelle qui dépasse le périmètre de la concession. Dans ce cadre, l'affectation des données financières à chaque concession se fait à la fois via les données disponibles à la maille locale qui sont affectées directement, soit via une répartition des données supra-locales vers chaque concession selon des clés de répartition.

Ainsi, la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils lui soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'Enedis au périmètre de la concession. En particulier, le tarif d'acheminement de l'électricité étant unique sur l'ensemble du territoire du fait de la péréquation tarifaire, les recettes d'Enedis sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Cela étant rappelé, en 2023 on note un **résultat global d'exploitation déficitaire de 14,945 M€** en 2023 lié notamment à une hausse des charges de + 19 %, non compensée par la hausse des produits.

La localisation des ouvrages et la valorisation des ouvrages

- Le concessionnaire poursuit ses **efforts d'amélioration de la localisation des ouvrages**. Après la mise en place d'un suivi individualisé et localisé des compteurs Linky et des transformateurs HTA-BT, en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, Enedis a également engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir en 2018 à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients C1-C4 et en 2019 à la finalisation du dénombrement et de la localisation des colonnes montantes électriques. Le programme d'individualisation et de localisation sur les autres branchements constitués des liaisons réseau, dérivations individuelles et disjoncteurs, s'est achevé en 2022.

Enedis considère désormais avoir finalisé ses travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. Sont ainsi distingués :

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

A noter que des études ont été menées depuis 2020 par Enedis sur la tenue technique des ouvrages et ont abouti à une durée de vie de 50 ans pour les branchements aériens, au lieu de 40 ans précédemment. Elles vont se poursuivre sur les autres catégories de branchements.

Par ailleurs, des études de rapprochement des bases techniques et comptables sont également en cours concernant les réseaux fils nus. En effet, l'objectif est de supprimer la quasi-totalité du stock pour 2035. Pour y parvenir, un travail sur la fiabilisation de la base technique est nécessaire pour faciliter leur repérage et leur suppression. Les premières corrections comptables ont eu lieu en 2023 et vont se poursuivre en 2024. Les représentants d'Enedis doivent présenter les résultats de cette campagne de fiabilisation des ouvrages fils nus aux services du Siéml en 2025.

- Au 31 décembre 2023, **on estime qu'un certain nombre d'ouvrages ne sont pas encore localisés**. Ces biens autres représentent une valeur brute estimée à 5 231 K€ et pour une valeur nette de 2 429 K€.
- **Concernant la valorisation des ouvrages**, les valeurs présentées correspondent aux ouvrages concédés en exploitation, qu'ils aient été construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant ou du concessionnaire. Dans le cadre des dispositifs dits de « valorisation des remises gratuites », le concessionnaire Enedis ne valorise cependant pas les travaux de l'autorité concédante réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage au coût réel, mais selon un barème de valorisation interne. Cela peut occasionner quelques différences dans les bases techniques et comptables du concessionnaire et de l'autorité concédante.

La valeur brute correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée à leur coût d'acquisition ou de production, ou à la valeur vénale (cas des colonnes « loi ELAN » notamment). Au 31 décembre 2023, elle est de 1 524 366 k€. La valeur brute mesure l'investissement historique dans le patrimoine, tandis que la valeur nette illustre la valeur résiduelle après prise en compte de la dépréciation due à l'usage et au temps.

La valeur nette comptable correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages. Au 31 décembre 2023, elle est de 850 918 k€.

La valeur de remplacement représente l'estimation, à fin 2023, du coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre 2023, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette estimation prend en compte l'évolution des prix et des technologies pour évaluer le besoin financier en cas de renouvellement complet. Au 31 décembre 2023, elle est de 2 044 379 k€.

Concernant l'amortissement, les ouvrages sont amortis selon un mode linéaire sur des durées d'utilité spécifiques (vérifier les chiffres) :

- **canalisations HTA/BT** : 40 ou 50 ans ;
- **compteurs Linky et disjoncteurs** : 20 ans ;
- **colonnes montantes électriques** : 60 ans ;
- **génie civil des postes** : 45 ans ;
- **postes de transformation** : 30 ou 40 ans ;
- **autres installations de montage** : 20 à 30* ans.

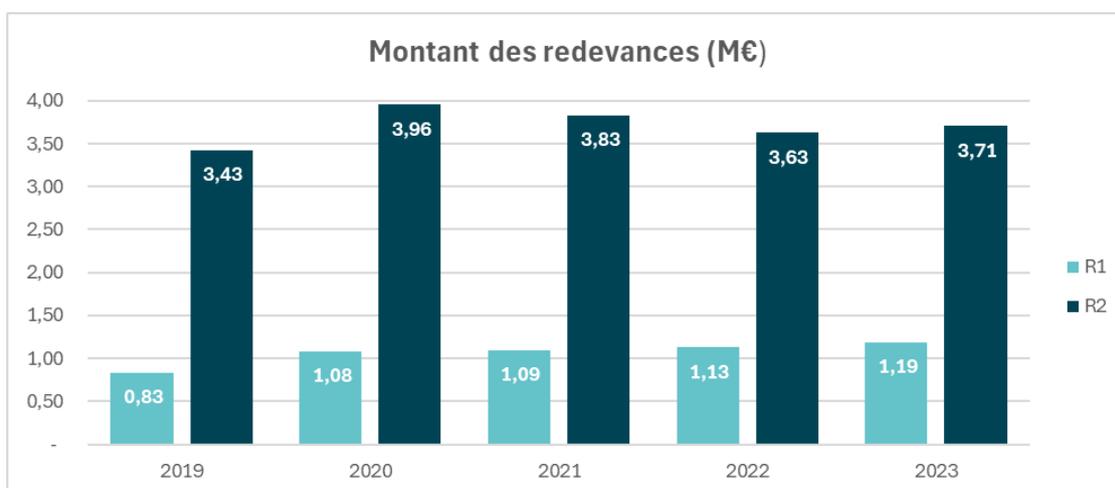
**Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré.*

Valeur des ouvrages concédés au 31 décembre 2023 (en k€)					
	Valeur brute comptable	Amortissement	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provisions de renouvel.
Canalisation HTA	436 950	211 207	255 743	608 147	32 639
<i>don aérien</i>	142 672	99 938	42 734	229 872	22 663
<i>don souterrain</i>	294 278	111 269	183 009	378 275	9 976
Canalisation BT	536 852	202 650	334 203	706 881	14 723
<i>don aérien</i>	132 752	62 152	70 600	195 998	5 407
<i>don souterrain</i>	404 101	140 498	263 603	510 883	9 315
Postes HTA-BT	128 989	78 575	20 414	177 935	9 406
Transformateurs HTA-BT	55 479	27 145	30 552	87 921	6 435
Comptage	45 749	12 942	32 537	45 479	-
Branchements	274 748	124 744	150 004	366 209	12 562
Ouvrages collectifs de branchements	28 375	8 244	20 131	35 022	646
Autres bien localisés	10 045	5 139	4 906	11 036	79
Autres bien non localisés	5 231	2 802	2 429	5 750	21
Total	1 524 366	673 448	850 918	2 044 379	76 511

Les redevances de concession

→ En 2023, la redevance R1 a augmenté de + 5,2 % par rapport à 2022 pour atteindre 1 188 k€. Pour mémoire, cette redevance dite de « fonctionnement » couvre notamment les dépenses relatives au contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, aux conseils donnés aux clients pour l'utilisation rationnelle de l'électricité, au règlement des litiges entre les clients et le concessionnaire.

La redevance R2, quant à elle, a augmenté de 2,3 % entre 2022 et 2023 pour atteindre 3 707 k€ alors qu'elle était en baisse de 5,3 % entre 2022 et 2021. Pour mémoire, cette redevance dite « d'investissement » représente chaque année N une fraction de la différence entre certaines dépenses d'investissement effectuées par l'autorité concédante et certaines recettes perçues par celle-ci durant l'année N-2.



Les autres principaux flux financiers

- Les travaux de raccordement réalisés par le Siéml et qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrage au concessionnaire sont éligibles à la **part couverte par le tarif** (PCT). En 2023, Enedis a versé au titre de la PCT pour la concession du Siéml, un montant de 2 322 k€ soit une baisse de 26 % par rapport à 2022.
- Conformément aux dispositions de **l'article 8 du cahier des charges**, le concessionnaire participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Pour mémoire, la convention validée entre le Siéml et Enedis permet le report de certaines affaires d'une année sur l'autre, selon des conditions bien précises, afin de pouvoir se conformer aux programmes de travaux des collectivités. Certaines affaires identifiées dans une convention année N peuvent donc être réalisées en année N+1 et réglées en année N+1. Au titre de l'année 2023, la participation d'Enedis au titre de l'article 8 s'élève à 509 k€.
- L'aide à l'électrification rurale dans le cadre du **CAS - Facé** s'est élevé en 2023 à 8 322 K€ soit une hausse de + 2% par rapport à 2022.

3. LE CONTROLE DE LA SATISFACTION DES USAGERS

Le pourcentage de satisfaction des clients

Enedis continue d'afficher des taux de satisfaction client global élevé en 2023, sans qu'il soit véritablement possible pour le Siéml d'objectiver et d'apprécier ces niveaux de satisfaction client.

Le pourcentage de satisfaction hors raccordement et hors qualité de la fourniture

Le pourcentage de satisfaction hors raccordement et hors qualité de la fourniture est en hausse d'un point et s'élève à 86,16 % en 2023. Il reste toutefois en dessous de la moyenne nationale (- 3,84 points). Sa répartition est la suivante :

- **client particuliers** : 90,5 % de satisfaction (+ 1,9 point par rapport à 2022 mais inférieur de 0,4 point par rapport au national) ;
- **client professionnels ≤ 36 KVA** : 87,4 % (+ 4,3 points par rapport à 2022 mais inférieur de 2,1 points par rapport au national) ;
- **client entreprise > 36 KVA** : 80,6 % (- 3,7 points par rapport à 2022 et inférieur de 9,1 points par rapport au national).

Le Siéml s'étonne de la dégradation des taux de satisfaction au niveau des entreprises. Une analyse plus détaillée pourrait utilement être menée en 2025 pour évaluer la provenance de ces insatisfactions.

A noter qu'Enedis indique avoir prévu la mise en place de solutions dès 2024 pour améliorer la satisfaction des usagers, comme l'ouverture d'un nouvel espace clients pour les entreprises et la mise en œuvre d'un nouveau service pour l'information des clients en cas de coupure électrique.

Le pourcentage de satisfaction pour le raccordement au réseau

Le pourcentage de satisfaction pour le raccordement au réseau est en baisse de 6,9 points et s'élève à 77,46 % à l'échelle de la concession départementale. Il se situe en dessous de la moyenne nationale de 6,9 points. Sa répartition est la suivante :

- **client particuliers** : 75,6 % de satisfaction (- 7,1 points par rapport à 2022 et inférieur de 7,1 point par rapport au national) ;
- **client professionnels ≤ 36 KVA** : 80,6 % (- 9,7 points par rapport à 2022 et inférieur de 5,5 points par rapport au national) ;
- **client entreprise > 36 KVA** : 76,20 % (+ 2,3 points par rapport à 2022 mais inférieur de 8,1 points par rapport au national).

De même, Enedis indique avoir mis en place les solutions suivantes pour améliorer la satisfaction des usagers. Pour la clientèle professionnelle, un interlocuteur raccordement a été mis en place fin 2023 afin d'améliorer la satisfaction des usagers qui manquent d'information technique, qui souffrent du nombre d'interlocuteurs et de la difficulté de coordination des acteurs. Pour la clientèle entreprise, une simplification de la procédure de mise en ou hors exploitation des ouvrages et une réunion de coordination à distance seront mises en œuvre pour ce segment, qui connaît une forte hausse des raccordements producteurs et de nombreuses contraintes concernant la disponibilité des postes.

Le pourcentage de satisfaction pour la qualité de fourniture au niveau régional

Le pourcentage de satisfaction pour la qualité de fourniture au niveau régional est en baisse de 2,2 points et s'élève à 91,8 % en 2023. Il se situe légèrement au-dessus de la moyenne nationale (+ 1,1 point). Sa répartition est la suivante :

- **client particuliers** : 92,7 % de satisfaction (- 5,7 points par rapport à 2022 mais supérieur de 1,5 point par rapport au national) ;
- **client professionnels ≤ 36 KVA** : 95,1 % (+ 1,8 points par rapport à 2022 mais inférieur de 3,2 points par rapport au national) ;
- **client entreprise > 36 KVA** : 87,7 % (- 2,7 points par rapport à 2022 et inférieur de 1,4 points par rapport au national).

Enedis déclare également avoir mis en place un nouveau service de prévenance des coupures en 2024 pour améliorer la satisfaction des usagers.

Le Siéml note la dégradation de la satisfaction des entreprises au niveau de la concession, ce qui a pour effet de produire un niveau de satisfaction inférieur à la moyenne nationale. Une analyse plus détaillée pourrait utilement être menée en 2025 pour évaluer la provenance de ces insatisfactions. Le Siéml sera également attentif à ce que les autres segments particuliers et professionnels < 36 KVA restent au-dessus de la moyenne nationale.

Gestion des réclamations

Le volume global des réclamations reste stable en 2023, tandis que les délais de traitement en net progrès. Près de 94,3 % des réclamations ont été traitées sous 15 jours, soit une amélioration de 6,1 points par rapport à l'année précédente. Les réclamations se répartissent principalement entre les problématiques de relève et facturation (44,8 %), de qualité de la fourniture (28,3 %), d'interventions techniques (16,4 %) et de raccordements (9,1 %).

Les saisines du Médiateur national de l'énergie, d'EDF ou d'Engie sont également en baisse (- 6,5 % en 2023). La durée moyenne de traitement baisse, 13,8 jours pour un objectif de 21 jours. Pour 97,2 % des saisines, le dossier est clôturé dans un délai de 21 jours (+ 1,5 point).

Délais de prestation

Enedis respecte largement les délais liés aux prestations techniques et administratives. Ainsi, près de 95 % des devis sont envoyés dans les délais impartis. Au niveau de la concession départementale, le délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires) est de trois jours pour les clients consommateurs BT ≤ 36 kVA et d'un jour pour les producteurs BT ≤ 36 kVA.

Le délai moyen (en jours calendaires) de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, sans extension de réseaux, est de 64 jours en 2023 contre 84 en 2022. Pour les travaux de raccordement nécessitant une extension de réseau, le délai moyen de réalisation des travaux est de 177 jours, un délai réduit de 7,3 % par rapport à 2022. Les efforts de modernisation des processus et de simplification des parcours clients contribuent directement à ces améliorations.

En Maine-et-Loire	2022	2023	Variation
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement de consommateurs individuels BT ≤ à 36 kVA sans extension	84	61	- 23,4 %
Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement de consommateurs individuels BT ≤ à 36 kVA sans extension	191	177	- 7,3 %

A noter que depuis cette année, les données de contrôle ont évolué et permettent de suivre les raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicules électrique réalisés par Enedis. À la maille

nationale, la volumétrie des raccordements dédiés à l'alimentation des infrastructures de recharge de véhicules électriques a augmenté de 33 % par rapport à l'an passé. Il s'agit d'équipements installés dans des immeubles résidentiels collectifs, sur le domaine public ou privé (parkings, aires d'autoroutes, etc.).

Au périmètre de la concession départementale, l'activité de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) est caractérisée par un fort dynamisme, en cohérence avec les ambitions du schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques validé par le comité syndical du Siéml du 28 mars 2023.

A noter d'ailleurs que dans le cadre d'une nouvelle étape de déploiement d'IRVE par le Siéml en Maine-et-Loire, Enedis a mis en place un interlocuteur dédié pour faciliter le raccordement de 200 nouvelles bornes de recharge sur domaine public dans les prochaines années.

En Maine-et-Loire	2022	2023	Variation
Nombre de raccordement des IRVE BT ≤ à 36 kVA	27	37	37 %
Nombre de raccordements des IRVE BT > 36 kVA et HTA	25	47	88 %

Synthèse – Évolution des réclamations et des taux de satisfaction des usagers	
<ul style="list-style-type: none"> <p>› Des taux de satisfaction relativement élevés bien qu'en baisse sur le segment « entreprises » : Enedis présente des taux de satisfaction client globalement élevés, mais certains segments montrent des fragilités. La satisfaction hors raccordement et hors qualité de la fourniture s'établit à 86,16 %, légèrement en deçà de la moyenne nationale. Si les particuliers et professionnels se disent majoritairement satisfaits, les taux de satisfaction des entreprises sont légèrement moins bons (80,6 %, en 2023) et en recul par rapport à 2022. Le Siéml note la dégradation de la satisfaction des entreprises au niveau de la concession et évoque l'idée de mener une analyse plus détaillée en 2025 afin d'évaluer la provenance de ces insatisfactions. Le Siéml sera également attentif à ce que les autres segments particuliers et professionnels < 36 KVA restent au-dessus de la moyenne nationale.</p> <p>› Des délais de prestations à suivre : les délais de prestation, notamment pour les raccordements, se sont réduits entre 2022 et 2023. Les travaux sans extension de réseau sont réalisés en 64 jours en moyenne, contre 84 jours l'année précédente, et les raccordements avec extension affichent également une amélioration. Ces résultats reflètent les efforts d'Enedis pour répondre à la demande et au marché. Le dynamisme observé dans le raccordement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques témoigne également d'une adaptation proactive aux nouveaux enjeux énergétiques du territoire. En 2024 toutefois, les délais de raccordement se sont tendus sur certains territoires du Maine-et-Loire. Le Siéml reste donc en veille sur ce sujet pour ne pas détériorer le service public de la distribution d'électricité sur le département.</p> 	

4. LE CONTROLE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Au niveau national, Enedis et EDF bénéficient d'un monopole légal dans leur zone de desserte, respectivement, pour l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité et pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV). Ces missions s'effectuent dans le cadre d'une péréquation tarifaire et d'une régulation nationale sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Au niveau local, Enedis et EDF exercent leurs missions dans les conditions fixées par la loi et le contrat de concession signé avec chaque autorité concédante pour son territoire. EDF assure ainsi la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des tarifs réglementés de vente. Au titre de l'année 2023, les principaux indicateurs sont les suivants.

Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

La concession de fourniture d'électricité concerne exclusivement des sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA répondant aux critères d'éligibilité fixés par le code de l'énergie. La très grande majorité des sites en concession sont au « tarif bleu ». Quelques sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA subsistent au « tarif jaune » ou au « tarif vert », mais dans une moindre mesure.

Pour mémoire, ces tarifs « bleu », « jaune », et « vert » sont les noms choisis auparavant pour désigner les tarifs réglementés de l'électricité en France. Aujourd'hui, ils sont encore couramment utilisés bien que le tarif réglementé de l'électricité ait disparu. Une nouvelle segmentation a été définie, laissant désormais apparaître une segmentation par compteurs C1, C2, C3, C4, C5.

Le « tarif jaune » est l'ancien nom du tarif réglementé d'EDF pour les petites et moyennes entreprises notamment. Il concerne les compteurs d'une puissance comprise entre 37 kVA et 250 kVA. Il a disparu en 2016 avec la réforme des TRV, mais le profil de client « tarif jaune » reste utilisé.

Le « tarif vert » est l'ancien nom donné au tarif réglementé de l'électricité pour les industriels, les grandes collectivités et le grand tertiaire. Il concerne les organismes dont le compteur électrique disposait d'une puissance supérieure à 250 kVA. Comme le « tarif jaune », il a disparu en 2016 avec la réforme des TRV, mais le profil de client « tarif vert » reste utilisé.

Le « tarif bleu » est proposé aux consommateurs finaux pour leurs sites situés en France métropolitaine et raccordés en basse tension, dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. C'est le tarif de la quasi-totalité des clients bénéficiaires des TRV (particuliers et petits professionnels notamment). Depuis le 1^{er} janvier 2021, en application de l'article L.337-7 du code de l'énergie, ce tarif n'est accessible que pour :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
- les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation sans condition,

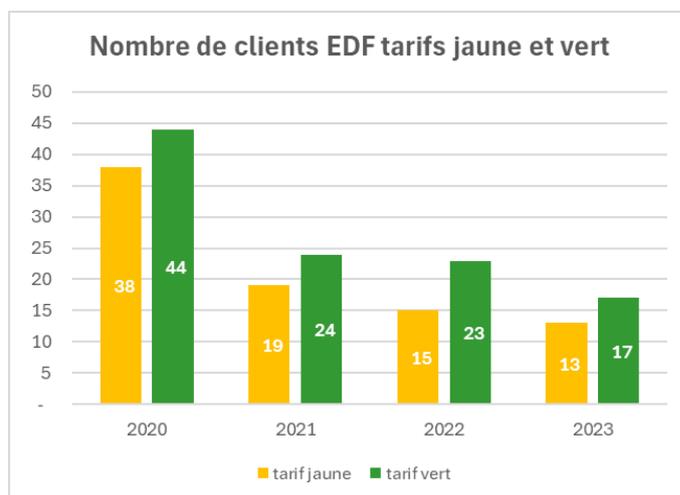
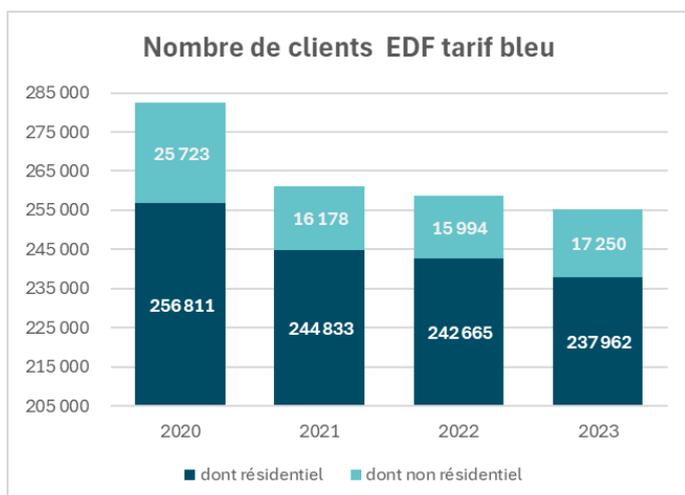
pour leur(s) site(s) de consommation situé(s) en France métropolitaine continentale et alimenté(s) en basse tension pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Les clients finaux non domestiques disposant d'un contrat au « tarif bleu » sont tenus de le résilier dès lors qu'ils ne remplissent plus ces conditions.

A noter que la loi n°2024-330 du 11 avril 2024 a élargi l'éligibilité des tarifs réglementés de vente (TRVE) à compter du 1^{er} février 2025 en supprimant le plafond de 36 kVA pour la puissance souscrite des sites.

- ➔ **Le nombre de clients toutes catégories** s'élève en 2023 à 255 242 clients (- 1,3 % par rapport à 2022 et - 10 % par rapport à 2020). Le volume d'énergie facturée à l'ensemble des clients de la concession s'élève à 1,3 TWh en 2023 (- 7 % par rapport à 2022 et - 17 % par rapport à 2020).
- ➔ **Le nombre de clients tarif bleu** toutes catégories, c'est-à-dire les clients résidentiels et non-résidentiels, est en baisse en 2023. Il s'élève à 255 212 clients, (- 1,3 % par rapport à 2022 et - 10% par rapport à 2020). A noter que cette évolution globale masque une forte différence par typologie de clients :
 - le nombre de clients résidentiels au tarif bleu baisse de 1,9 % par rapport à 2022 ;
 - le nombre de clients non-résidentiels au tarif bleu augmente de 7,9 % par rapport à 2022.

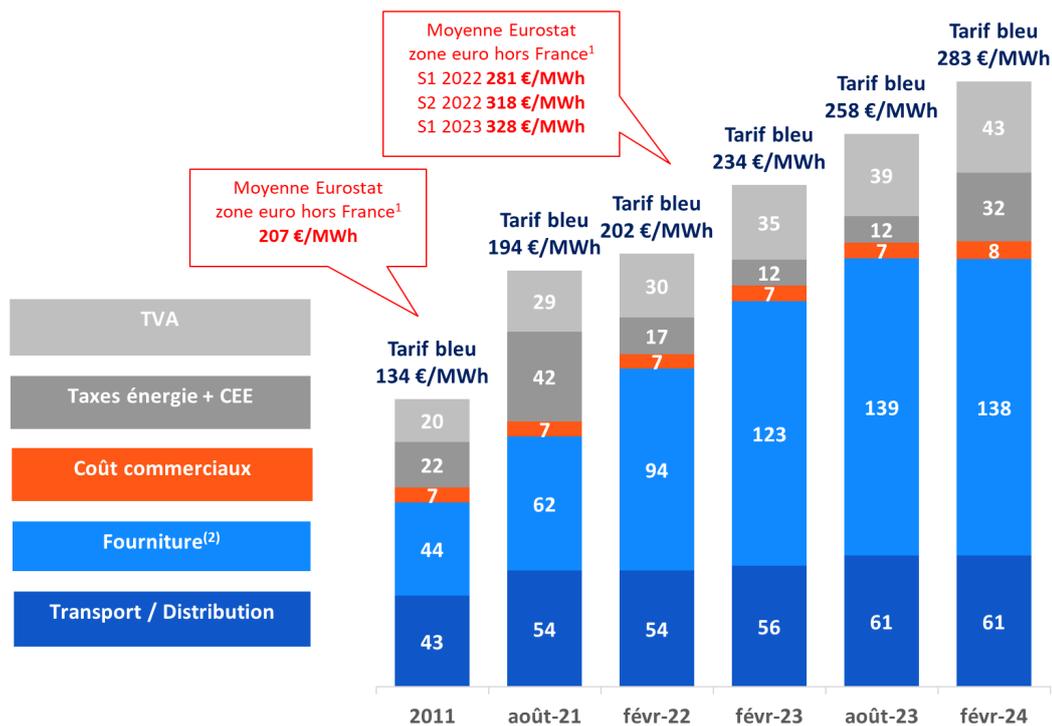
A noter le développement du tarif Tempo, incité par le gouvernement, est en hausse de 47 % par rapport à 2022. Ce tarif permet aux clients de disposer de prix du kWh changeant en fonction de la couleur du jour (bleu, blanc ou rouge) et du moment de la journée (heures pleines ou heures creuses). La couleur du jour est seulement connue la veille pour le lendemain. Ce tarif incite ainsi les clients à diminuer leur consommation électrique lors des pics de consommation en hiver.

- ➔ **Le nombre de clients au tarif jaune et vert** est en baisse constante depuis 2020 (- 65,7% et - 61,3 %), conformément à la fin de ces tarifs réglementés.



Le montant des recettes d'EDF

- ➔ Le montant des recettes continue à augmenter et s'élève en 2023 à **271,552 M€** (+ 18 % par rapport à 2022). Bien que le volume d'énergie facturé baisse, cette croissance s'explique notamment par une hausse moyenne des prix des tarifs réglementés de 27 % en 2023, conformément aux mesures prises par l'État pour faire face à la crise des prix de l'énergie.
- ➔ Le graphique ci-dessous montre l'évolution des prix TTC de l'électricité au tarif réglementé de vente pour les clients résidentiels entre 2021 et 2024. Après une augmentation liée principalement aux taxes entre 2011 et 2021, la période 2022-2024 est marquée par une forte augmentation de la part fourniture, du fait de la crise énergétique et de l'envolée des prix de marché. A noter que cette augmentation a toutefois été amortie par le bouclier tarifaire.



(1) Le prix zone euro hors France est établi par EDF à partir du prix zone euro (Eurostat : 189 €/MWh en 2011, 261 €/MWh en S1 2022, 291 €/MWh en S2 2022 et 301 €/MWh en S1 2023) et de la proportion de la consommation de la France dans la zone euro.
 (2) La part fourniture de février 2022 tient compte du report en 2023 d'une partie de la hausse. Les parts fourniture de février et août 2023 tiennent compte de la décote appliquée dans le cadre du bouclier tarifaire 2023.

La lutte contre la précarité énergétique

- ➔ Les indicateurs liés aux **difficultés de paiement des clients résidentiels** sont en hausse en 2023. Ces augmentations s'expliquent en partie par la hausse du tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE) de 27 % en 2023 et par la fin des chèques énergie exceptionnels.
- ➔ Depuis avril 2022, Enedis a remplacé les coupures pour impayés par une limitation de puissance à 1 kVA pour les particuliers en dehors de la période de la trêve hivernale. Au cours de l'année 2023, on recense ainsi **2 275 opérations de réduction de puissance**, soit une hausse de 1,3 % par rapport à 2022.
- ➔ Le nombre de **conseils tarifaires** délivrés par EDF au téléphone par les conseillers clients, à la mise en service et dans le cadre de la relation courante avec le client, a augmenté de 24,3 % par rapport à 2022. On recense ainsi 36 739 conseils tarifaires réalisés en 2023. En revanche le nombre d'« accompagnement énergie » plus structurant pour lutter contre des situations de précarité énergétique a baissé de 12 % entre 2022 et 2023. On recense ainsi 2 808 clients bénéficiaires d'une accompagnement énergie en 2023 à l'échelle de la concession départementale. Le nombre de ces accompagnements plus structurants est en baisse constante depuis plusieurs années alors même que le nombre de clients rencontrant des difficultés à honorer leurs factures augmente. EDF explique en partie cette évolution par le développement d'outils numériques permettant aux clients de suivre leurs consommations et de bénéficier de conseils en économie d'énergie de manière dématérialisée, sans faire appel à un conseiller. Ainsi, pour 2023, le service « accompagnement énergie » a principalement été porté par les conseillers solidarité d'EDF, qui réalisent notamment des appels sortants pendant la trêve hivernale. EDF est en cours de réflexion pour adapter cette offre de service et répondre aux besoins de clients en situation de précarité énergétique.

- Il est à noter que le **nombre de clients qui ont bénéficié d'un chèque énergie** a baissé de 0,8 % par rapport à 2022. En 2023, les chèques exceptionnels n'ont pas été reconduits. Le nombre de clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte au cours de l'année 2023, à l'échelle de la concession départementale, est de 22 525 clients.
- Enfin, la participation d'EDF au **Fonds solidarité logement (FSL)**, qui traite l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement a augmenté de 3,3 % sur le département de Maine-et-Loire. Elle s'élève en 2023 à 155 k€ contre 150 k€ en 2022.

Cette participation d'EDF a contribué prioritairement à financer les factures d'électricité d'usagers en difficulté de paiement. D'autre part, elle a contribué à financer des actions dites « préventives », concertées avec le Conseil départemental de Maine-et-Loire :

- 10 000 € pour 20 forums organisés par SOLIHA sur le Maine-et-Loire,
 - 3 500 € pour l'achat de kits « maîtrise de l'énergie » pour le CCAS de Saumur,
 - 7 000 € pour l'achat de kits « maîtrise de l'énergie » à la suite du Forum de l'énergie organisé par le Siéml le 24 novembre 2023.
- Le Siéml poursuivra lors des prochains exercices le renforcement de son contrôle sur la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente. Il poursuivra également la coopération avec les concessionnaires Enedis et EDF pour renforcer les actions communes pouvant être engagées pour lutter contre la précarité énergétique en Maine-et-Loire.

5. MOMENTS CLÉS 2023-2024 ET PERSPECTIVES 2025

Inventaire 2023 pour l'électrification rurale

2023 est l'année du traditionnel exercice bisannuel d'inventaire pour l'électrification rurale. Cet inventaire permet à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) de collecter les données utiles afin de déterminer les besoins en financement pour la répartition annuelle des aides du Facé. Le recensement concerne le patrimoine et le service associé de la distribution publique d'électricité, et doit être rempli à la fois par le concessionnaire et l'autorité concédante.

Enedis et le Siéml se sont réunis à plusieurs reprises au cours de l'année 2023 pour compiler les données demandées par la Mission du financement de l'électrification rurale.

- **Caractéristiques de la concession** : nombre de communes, nombre de points de livraison, longueur du réseau BT et HTA, nombre de postes HTA/B, ...
- **Liste des communes** du département et répartition urbain / rural.
- **Caractéristiques des réseaux de la zone « électrification rurale »** du département : longueur des différentes typologies de réseaux BT (aérien, fils nus, torsadé, souterrain...), nombre de départ BT et fils nus, nombre de départs en contrainte, longueur cumulée des départs en contrainte, nombre de postes en contrainte, nombre de clients mal alimentés, ... ;
- **Suivi du stock et des flux de départs mal alimentés** en zone « électrification rurale ».
- **Caractéristiques des travaux de réseaux BT** réalisés par les collectivités maîtres d'ouvrage en zone « électrification rurale » : longueurs de réseaux et coûts associés par typologie de travaux (extension, renforcement, sécurisation, enfouissement), avec et sans aide du Facé.

Après concertation et validation commune entre Enedis et le Siéml, l'inventaire 2023 pour l'électrification rurale a été adressé aux services de l'État le 9 juin 2023.

Bilan du PPI 2020-2023 et renouvellement pour la période 2024-2027

Conformément aux dispositions du cahier des charges de concession et à la **convention dédiée au programme pluriannuel d'investissement (PPI) pour la période 2020-2023**, un suivi annuel technique et financier du PPI est réalisé chaque année entre le Siéml et Enedis.

A noter que l'année 2023 a été marquée par la réalisation d'un bilan commun entre Enedis et le Siéml du premier programme pluriannuel d'investissements pour la période 2020-2023 et de la formalisation d'un nouveau programme pour la période 2024-2027. Ce nouveau programme a été présenté et validé en comité syndical du Siéml lors de sa séance du 17 octobre 2023.

A fin 2023, l'engagement financier du concessionnaire a été atteint et dépassé pour cette première période de PPI : **13 012 k€** ont été investis par Enedis sur les zones et programmes prioritaires d'investissements co-définis contractuellement, pour un engagement global fixé à 9 400 k€. Cela représente plus de 3 500 k€ investis en plus sur les zones prioritaires par le concessionnaire.

Concernant les objectifs techniques, tous les items ont été atteints pour la période 2020-2023, à **l'exception des investissements pour le renouvellement des réseaux BT fils nus de faible section**. Le delta est de 600 m.

Les deux tableaux ci-dessous synthétisent le suivi du PPI 2020-2023, à la fois d'un point de vue financier (tableau 1) et technique (tableau 2).

		Suivi du PPI 2020-2023						
Dépenses d'investissements pour l'amélioration du patrimoine	Total prévisions d'investissements PPI 2020-2023 (K€)	réalisé 2020	réalisé 2021	réalisé 2022	réalisé 2023	réalisé cumulé à fin 2022 (K€)	écart par rapport à l'objectif (K€)	
Investissements pour la performance du réseau								
Climatique-sécurisation	1 575 K€	605	859	495	487	2 446	+ 871 K€	✓
Modernisation des réseaux	7 175 K€	1 560	3 370	2 281	2 879	10 090	+ 915 K€	✓
Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes								
Sécurité et obligations réglementaires	650 K€	85	56	224	111	476	- 174 K€	✓

		Suivi du PPI 2020-2023						
Ouvrages et finalités des investissements	Périmètre	Quantité pour la période 2020-2023	Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023	Réalisé cumulé à fin 2023	écart par rapport à l'objectif
Réseau BT								
Renouvellement BT fils nus	Zones prioritaires	45 km	8,8	13,3	10,1	15,15	47,35	+ 2,35 km ✓
dont BT nus faible section	Zones prioritaires	dont 25 km	2,9	6,6	6,2	8,7	24,4	- 600 m ✓
Réseau HTA								
Renouvellement HTA aérien de faible section	Zones prioritaires	3 km	0,9	0,4	2	0,87	4,17	+ 1,17 km ✓
Travaux de structure HTA risque bois	Zones prioritaires	4 km	2	1,1	2,6	2,34	8,04	+ 4,04 km ✓
Travaux PDV HTA aérien	Zones prioritaires	90 km	23,6	39,4	46,4	75,52	184,92	+ 94,92 km ✓
Renouvellement HTA souterrain CPI	Concession	16 km	2,7	10,9	1,8	5,43	20,83	+ 4,83 km ✓
Ajout de points de coupure télécommandé	Concession	40 u	19	24	9	18	70	+ 30 u ✓
Traitement transformateurs HTB/HTA	Concession	7 u	1	2	1	3	7	+ 0 u ✓

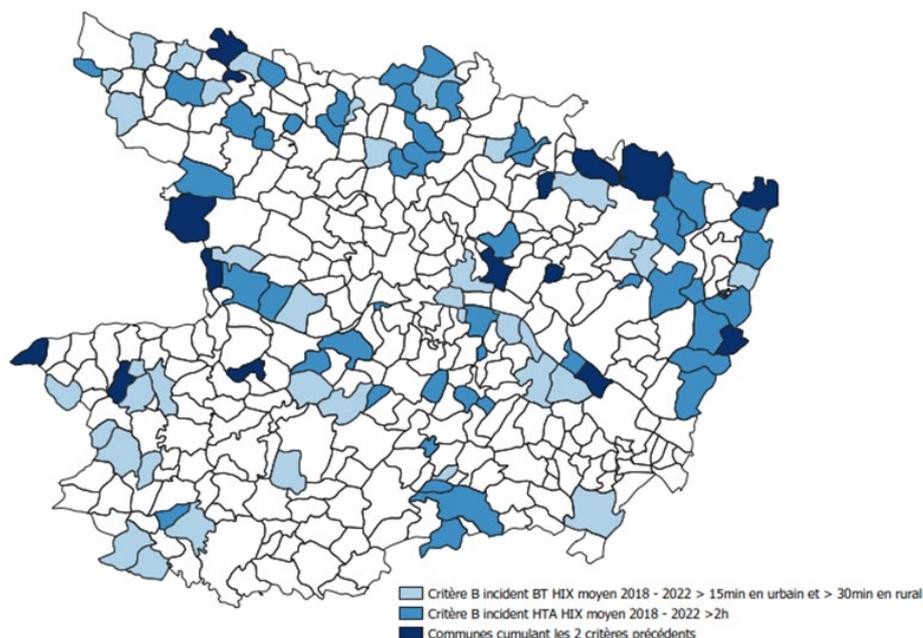
Globalement, le Siéml tire un bilan positif de cette période puisque les investissements réalisés par le concessionnaire sur les zones prioritaires d'investissements semblent permettre d'améliorer et de

fiabiliser les réseaux concédés. En effet, l'évolution des zones prioritaires d'investissements entre le premier et ce second PPI attestent de cette dynamique positive puisque, à critères équivalents, on recense sur ce second programme 22 % de communes prioritaires en moins, et aucune commune avec plus de 100 clients mal alimentés sur le département, ainsi que 31 % de départs HTA prioritaires en moins.

A noter toutefois que les indicateurs « qualité » étudiés dans le présent rapport montre notamment une dégradation du critère B à l'échelle de la concession. Le Siéml sera vigilant dans le suivi et l'évaluation des PPI ainsi que dans l'élaboration des prochains rapports de contrôle à l'évolution de cet indicateur.

Pour le nouveau programme d'investissements portant sur la période 2020-2024, Enedis et le Siéml ont fait le choix de se concentrer de nouveau sur des actions ciblées d'amélioration de la qualité de fourniture, de la performance et de la modernisation du réseau. Les critères de définition des zones prioritaires n'ont pas changé afin de pouvoir mener une évaluation de long terme des évolutions. A la suite de demandes du Siéml, les parties ne s'interdisent toutefois pas de revoir ces critères à la fin de la présente période afin d'évaluer l'opportunité de définir de nouveaux indicateurs de sélections des zones prioritaires d'investissements, portés par des enjeux complémentaires aux enjeux de qualité (comme les investissements en faveur des énergies renouvelables et de la transition énergétique par exemple).

La cartographie ci-dessous recense les nouvelles zones prioritaires d'investissements pour la période 2020-2024.



Le PPI 2024-2027 définit de quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau électrique. Le détail des ambitions techniques est présenté ci-dessous.

Ouvrages et finalités des investissements	Périmètre	Stock à fin 2017	Quantité pour la période 2020-2023	Stock à fin 2022	Quantité pour la période 2024-2027
Réseau BT					
Renouvellement BT fils nus	Zones prioritaires		45 km		22 km
dont BT nus faible section	Zones prioritaires		dont 25 km		
Réseau HTA					
Renouvellement HTA aérien de faible section	Zones prioritaires		3 km		10 km
Travaux de structure HTA risque bois	Zones prioritaires		4 km		
Travaux PDV HTA aérien	Zones prioritaires		90 km		150 km
Renouvellement HTA souterrain CPI	Concession	206 km	16 km	164 km	12 km
Ajout de points de coupure télécommandé	Concession	1 031	40	1 130	45
Traitement transformateurs HTB/HTA	Concession		7		3

La distinction entre les réseaux BT fils nus et réseaux BT fils nus de faibles sections n'étant plus opérée par les services de l'État et notamment par la mission Facé, Enedis et le Siéml ont également fait le choix de regrouper ces deux familles d'ouvrages en une seule et même finalité d'investissements.

Le volume technique associé au **renouvellement BT fils nus** était relativement ambitieux pour le premier PPI compte tenu de la priorité mise par Enedis et le Siéml sur cette typologie d'ouvrage particulièrement incidentogène. L'ambition du SDI est de renouveler 290 km de réseaux BT fils nus, à l'échelle de la concession, sur 30 ans. Les 45 km inscrits dans le premier PPI représentent donc à eux seuls, 15 % de l'objectif global alors qu'ils ne concernent que les zones prioritaires et que d'autres renouvellements BT fils nus sont réalisés par ailleurs sur la concession. De plus, la diminution du nombre de communes prioritaires, rend les opportunités de travaux techniquement et économiquement pertinentes moins nombreuses. Enedis et le Siéml ont donc fait le choix de diminuer l'objectif technique associé à cette typologie d'ouvrage pour les zones prioritaires du présent PPI, sans pour autant renier leurs objectifs sur le reste de la concession par ailleurs.

Concernant les renouvellements HTA aériens de faible section et les travaux de structure HTA « risque bois », Enedis et le Siéml se sont également mis d'accord pour regrouper ces deux typologies d'investissement en une seule et même famille dédiée à la « **sécurisation des lignes aériennes HTA à risques aléas climatique** » (risque vent et risque bois). Les investissements associés à cette famille augmentent de 25 %, passant de 8 à 10 km sur les zones prioritaires du second PPI.

L'accent est mis sur la **fiabilisation des lignes aériennes HTA** par des travaux de rénovation programmée. Ces travaux consistent à remettre à niveau des tronçons de réseau aérien en modifiant ou remplaçant des éléments identifiés lors d'un diagnostic détaillé de l'ouvrage. Ils doivent permettre, selon le concessionnaire Enedis, de maîtriser durablement la fiabilité des ouvrages aériens et de contribuer à l'atteinte des objectifs de continuité de la desserte électrique. La fiabilisation des réseaux HTA aériens sur les zones prioritaires du PPI augmentent de 66 %, passant de 90 à 150 km de réseaux fiabilisés.

Concernant les **renouvellements de réseau HTA souterrains CPI**, les objectifs du PPI diminuent légèrement en passant de 16 à 12 km à renouveler ; ils restent toutefois dans des rythmes relativement cohérents avec les objectifs du schéma directeur.

Enfin, Enedis se fixe comme objectif d'ajouter 45 nouveaux **organes de manœuvres télécommandés** d'ici 2027. Manœuvrés à distance depuis une agence de conduite régionale (ACR), ces appareils sont installés par Enedis sur les réseaux souterrains et aériens haute tension et permettent de réduire

considérablement le temps de coupure pour une majorité des clients en cas d'incident, grâce à une bien meilleure réactivité.

L'engagement du concessionnaire est financier, c'est-à-dire qu'il porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel d'investissement 2024-2027 et non sur le volume technique de travaux réalisés.

Pour le PPI 2024-2027, le total de l'engagement financier du concessionnaire est de 11 M€, soit une augmentation du volume global d'environ 17 % par rapport au précédent PPI, malgré un nombre de communes prioritaires à la baisse.

Dépenses d'investissements pour l'amélioration du patrimoine	Total prévisions d'investissements PPI 2020-2023 (en k€)	Total prévisions d'investissements PPI 2024-2027 (en k€)
Investissements pour la performance du réseau		
Climatique-sécurisation	1 575 k€	2 760 k€
Modernisation des réseaux	7 175 k€	8 040 k€
Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes		
Sécurité et obligations réglementaires	650 k€	200 k€
TOTAL	9 400 k€	11 000 k€

Il convient de noter que chaque programme pluriannuel porte sur des zones ou des objets d'investissements identifiés par le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante comme prioritaires. Il ne représente pas l'intégralité des investissements réalisés ou à venir sur la concession, en termes de localisation, de volume et de finalités. Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement des consommateurs ou des producteurs.

Enfin, le Siéml tient à souligner la qualité des échanges avec Enedis tout au long de l'année 2023. La confiance réciproque a permis de renouveler sereinement ce programme pluriannuel et d'aboutir à une vision partagée des priorités d'investissements pour la concession départementale.

Les partages des programmes annuels de travaux entre le concessionnaire et l'autorité concédante, les conférences départementales de l'énergie organisées sous l'égide du préfet, ainsi que les suivis annuels réalisés par le Siéml dans le cadre de ses missions de contrôle, permettent de faire vivre dans la durée cette gouvernance locale et partagée des investissements sur le réseau de distribution publique d'électricité.

Bilan et renouvellement de la convention annexe relative à la transition énergétique 2024-2027

Dans le cadre du contrat de concession de la distribution publique d'électricité et afin de répondre aux enjeux énergétiques des territoires, le Siéml et Enedis ont souhaité dès 2019 mettre en place des conventions de partenariat de quatre ans sur les enjeux de la transition énergétique. La première convention étant arrivée à son terme, l'année 2023 a été marquée par le renouvellement d'une convention ad hoc pour la période 2024-2027. Cette nouvelle convention a été présentée et validée en comité syndical lors de la séance du 26 mars 2024.

Le bilan de la première période de convention (2020-2023) fait état des actions suivantes.

1. Axe 1 – Maîtrise de la consommation et de la pointe électrique

- › Coordination et pédagogie sur les différents projets portés par les parties (service « mon éclairage public » Enedis, Territoire connecté Siéml...).
- › Sensibilisation des élus sur les tensions survenues à l'hiver 2022-2023 concernant les déséquilibres du système électrique et les risques de délestage et intervention en Bureau du Siéml.
- › Communication commune sur la politique de délestage et les réponses des gestionnaires de réseaux face aux éventuels déséquilibres et organisation d'une table-ronde spécifique lors du forum départemental de l'énergie du Siéml du 18 novembre 2022.

2. Axe 2 – Intégration des énergies renouvelables

- › Renforcer du dialogue et de la coopération entre les équipes techniques du Siéml et d'Enedis sur le développement des énergies renouvelables, les impacts réseaux et la répartition de la maîtrise d'ouvrage.
- › Lancement d'une expérimentation nationale Enedis – Siéml – Hespul sur le raccordement groupé des producteurs d'énergie renouvelable (EnR) photovoltaïque, associé à la coordination des travaux de raccordement des producteurs EnR et des travaux délibérés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution ou de l'autorité concédante :
 - organisation d'une dizaine de comités de pilotage et comités techniques ;
 - organisation d'un webinaire d'information à destination des porteurs de projet photovoltaïque intéressés par l'expérimentation ;
 - réalisation d'analyses partagées et d'études de cas pratiques théoriques entre les équipes techniques du Siéml et d'Enedis pour visualiser les impacts d'une telle solution.

3. Axe 3 – Développement vertueux et cohérent des nouveaux usages

- › Collaborations opérationnelles sur divers projets portés et pilotés par le Siéml :
 - établissement d'une convention de partenariat dans le cadre de l'établissement du schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIRVE) en Maine-et-Loire ;
 - partenariat dans le cadre du projet d'autoconsommation collective sur la ZAC de Beuzon porté par le Siéml.

A noter que dans le cadre de son rapport d'observations définitives de 2023 relatif au contrôle des comptes et de la gestion du Siéml, la Chambre régionale des comptes a recommandé au syndicat de « *se rapprocher d'Enedis pour élaborer une convention transition énergétique comportant des objectifs à la hauteur des enjeux, associés à des indicateurs précis et des moyens identifiés* ». Le Siéml et Enedis se sont ainsi rapprochés dès 2023 pour travailler sur le bilan de la précédente convention et la construction d'un nouveau partenariat plus ambitieux et plus opérationnel.

Pour cette nouvelle période 2024-2027, Enedis et le Siéml ont souhaité conserver les 3 axes de travail prioritaires définis dans la première convention afin de pouvoir approfondir les actions déjà engagées sur la première période :

1. la maîtrise de la consommation et de la pointe électrique ;
2. l'intégration des énergies renouvelables ;
3. le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages.

Ils ont également souhaité élargir leur coopération sur quatre autres thématiques prioritaires :

4. la planification énergétique et la prospective énergétique ;
5. le bilan carbone de la concession ;
6. la lutte contre la précarité énergétique ;
7. les opportunités d'expérimentations.

Pour chacun des axes de travail prioritaires identifiés ci-dessus, Enedis et le Siéml ont défini un certain nombre d'actions qu'ils souhaitent pouvoir engager sur la période 2024-2027. Toutes les actions identifiées comportent un périmètre de travail, un objectif cible, un détail des sous-actions potentielles et jalons nécessaires, ainsi que des indicateurs de suivi et de réalisation.

Au total, vingt actions ont été identifiées pour la nouvelle période 2024-2027. Un arbitrage annuel sera réalisé par le comité de pilotage qui validera les actions retenues annuellement. Chaque programme annuel ainsi validé fera l'objet d'un bilan et d'une actualisation en comité de pilotage.

En synthèse, Enedis et le Siéml s'accordent pour travailler ensemble sur les actions suivantes :

1. Axe 1 – La planification énergétique et la prospective énergétique

- › Favoriser la connaissance et l'appropriation des politiques énergétiques nationales et locales.
- › Contribuer aux différents documents de planification territoriale.

2. Axe 2 – La maîtrise de la consommation et de la pointe électrique

- › Sensibiliser au passage de l'hiver et aux risques de déséquilibre offre-demande.
- › Poursuivre les actions de maîtrise des consommations du parc d'éclairage public.
- › Renforcer les actions de maîtrise des consommations et de rénovation énergétique.
- › Anticiper conjointement les enjeux liés au pilotage de la recharge des véhicules électriques pour le passage de la pointe électrique.
- › Aider à l'analyse de l'impact de l'électrification des modes de chauffage sur le réseau.

3. Axe 3 – L'intégration des énergies renouvelables

- › Réaliser un bilan partagé de l'expérimentation Enedis-Siéml-Hespul.
- › Construire un tableau de bord partagé des énergies renouvelables (EnR).
- › Renforcer l'accompagnement du Siéml auprès des collectivités pour le raccordement EnR

4. Axe 4 – Le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages

- › Accompagner le développement de la mobilité électrique.
- › Partager les analyses des impacts du développement de la recharge en résidentiel collectif.
- › Suivre les expérimentations liées aux nouveaux usages (flexibilités, stockage, etc...).
- › Faciliter le développement de l'autoconsommation collective.
- › Mener une veille partagée sur les usages des projets de stockage sur le département.

5. Axe 5 – Le bilan carbone de la concession

- › Initier le bilan carbone de la concession départementale sur la partie travaux.
- › Construire un plan d'actions visant à réduire l'empreinte carbone de la concession.

6. Axe 6 – La lutte contre la précarité énergétique

- › Participer conjointement à l'élaboration d'un diagnostic de la précarité énergétique.
- › Renforcer les actions en faveur de la lutte contre la précarité énergétique.

7. Axe 7 – Les opportunités d'expérimentations

- › Répondre à des appels à projets nationaux ou européens pour faire du Maine-et-Loire un terrain d'expérimentation de nouveaux outils ou services en faveur de la transition énergétique.

Les détails pour chacune des actions évoquées ci-dessus sont disponibles dans la convention transition énergétique 2024- 2027.

A noter que pour la première année de cette convention de partenariat, Enedis et le Siéml ont établi des priorités communes et ont choisi de commencer prioritairement les groupes de travail sur le bilan carbone de la concession, sur le raccordement des énergies renouvelables au réseau, et sur la planification et la prospective énergétique.

Suivi des conventions Enedis-Siéml relatives à la conception-réalisation de fresques sur les transformateurs

Par délibération du comité syndical du 26 mars 2024, le Siéml et Enedis ont renouvelé leur modèle de convention tripartite avec les communes souhaitant réaliser des fresques afin d'embellir les postes de distribution publique d'électricité.

Initié depuis 2014, ce partenariat entre Enedis et le Siéml est de plus en plus connu par les collectivités de Maine-et-Loire. En 2023, 11 fresques ont pu être réalisées à l'échelle de la concession pour améliorer le cadre de vie, réduire les incivilités et permettre à des jeunes de participer à la vie de leur commune dans le cadre d'une structure socio-éducative ou d'une association.

Linky : le déploiement en diffus pour la régularisation des derniers clients

Dans le cadre de ses missions de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, Enedis a réalisé, depuis fin 2015, le déploiement généralisé des compteurs Linky, conformément à la directive européenne 2009/72 et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015. Cette phase initiale s'est achevée fin 2021.

Depuis lors, une nouvelle organisation s'est mise en place pour continuer le déploiement en diffus du compteur Linky, en adéquation avec la délibération de la CRE du 24 février 2022. Cette nouvelle phase devrait permettre de régulariser la majorité des situations.

Depuis 2023, conformément à cette même délibération de la CRE, le relevé des consommations fait l'objet d'une facturation des clients non encore équipés d'un compteur Linky et ne fournissant pas d'auto-relevé.

Ainsi en 2023, Enedis a posé à l'échelle nationale 1,38 million de compteurs Linky, soit une dynamique quasi équivalente à celle de l'année 2022. Ce volume est réparti à hauteur de 54 % par le remplacement de compteurs anciennes générations, à 30 % par le raccordement de nouveaux clients et à 16 % par la maintenance des compteurs Linky. Cette dernière activité est en progression pour tenir compte du maintien de la performance de la chaîne communicante. En complément, il a été posé 17 267 concentrateurs pour accompagner l'équipement des nouveaux clients et optimiser encore cette performance.

A l'échelle de la concession départementale, et depuis le démarrage du déploiement des compteurs Linky, on recense les indicateurs suivants :

Compteurs Linky en Maine-et-Loire	2023
Taux de PDL équipé d'un compteur Linky	95,3 %
Nombre de PDL équipés d'un compteur Linky	454 327
Nombre de PDL ouverts à tous les services Linky	448 499
Nombre de PDL ouverts à tous les services Linky et associés à compte client lui permettant de visualiser les données de consommation et de production	25 483

Le protocole d'accord FNCCR – Enedis du 26 juin 2024

A l'issu congrès national de la FNCCR qui s'est tenu à Besançon du 26 au 28 juin 2024, les représentants de la fédération et d'Enedis ont signé un nouveau protocole d'accord permettant de conforter le socle contractuel édifié en 2017. Neufs thématiques ont été identifiées dans ce protocole d'accord. Elles devraient permettre de faciliter la mise en œuvre des nouveaux modèles contractuels sur les territoires.

- 1. Clarifier les conséquences comptables et financières du terme des contrats de concession**
Un nouveau modèle de rédaction de l'article 49 B du cahier des charges de concession relatif au « renouvellement ou expiration de la concession » est proposé. Cette reformulation doit permettre de sécuriser juridiquement les stipulations contractuelles encadrant la fin de la concession, en garantissant le droit du concessionnaire d'obtenir réparation des préjudices liés à la fin de contrat, sans que cette indemnité constitue une libéralité de la part de l'autorité concédante. Le déploiement de cette nouvelle rédaction doit donner lieu à la conclusion d'un avenant au contrat de concession par chaque autorité concédante.
- 2. Engager des travaux sur la maîtrise d'ouvrage des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables**
La FNCCR et Enedis se sont accordés sur le lancement d'une expérimentation nationale avec la réalisation de 50 tests sur l'ensemble du territoire dans lesquels, en zone d'électrification rurale, la maîtrise d'ouvrage pour des travaux d'extension dans le cadre d'un raccordement producteur d'une puissance inférieure ou égale à 120 KVA sur un bâtiment public existant, serait confiée à l'autorité concédante. Par courrier du 17 juillet 2024, le Siéml s'est porté candidat auprès de la FNCCR. A ce jour, aucune réponse n'a été apportée par la fédération.
- 3. Renouveler en temps utile les programmes pluriannuels d'investissements**
La FNCCR et Enedis proposent une note méthodologique relative aux modalités de négociation et de renouvellement des PPI. A noter que le Siéml et Enedis ont d'ores et déjà renouvelé leur programme pour la période 2024-2027 dans des conditions satisfaisantes de coopération.
- 4. Inciter davantage à la sécurisation au travers des programmes de travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8A)**
La FNCCR et Enedis proposent également des pistes d'amélioration des conventions article 8 signées localement entre le concessionnaire et les autorités concédantes. A noter que le Siéml et Enedis disposent d'ores et déjà de modèles de conventions article 8 satisfaisants.
- 5. Clarifier la prise en compte dans la redevance de concession des dépenses liées à la transition énergétique**
La FNCCR et Enedis proposent de signer un nouvel avenant à l'accord-cadre national relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession, conclu le 28 juin 2019 entre la FNCCR, France Urbaine et Enedis. Une annexe précisera les conditions d'éligibilité des investissements et la nature des dépenses prises en compte. Le Siéml se satisfait de cette évolution qui permettra de faciliter les échanges entre l'autorité concédante et le concessionnaire lors de la validation des montants de redevance.
- 6. Mettre à disposition des autorités concédantes des données pertinentes pour accélérer la transition énergétique** : la FNCCR et Enedis s'accordent sur un ensemble de bonnes pratiques devant permettre de faciliter l'accès aux services de données d'Enedis par les autorités concédantes.

7. **Soutenir ensemble les démarches sociétales et environnementales dans les territoires**

La FNCCR et Enedis souhaitent inciter les territoires à prendre en compte les enjeux sociétaux et environnementaux dans leurs politiques d'aménagement du territoire, via notamment la mise en œuvre d'achats responsables, la réduction de l'empreinte carbone des chantiers, la promotion des métiers de la transition énergétique dans les territoires, etc. Ces enjeux sont traités en local dans le cadre de la démarche RSO du Siéml et de la convention transition énergétique 2024-2027 signée entre le Siéml et Enedis.

8. **Accompagner la certification des comptes des autorités concédantes**

La FNCCR a engagé des travaux en matière d'élaboration des comptes des autorités concédantes en vue de la certification des comptes publics et de la fiabilisation des immobilisations comptables. Enedis s'engage ainsi à accompagner la FNCCR dans cette démarche. Le Siéml participe aux groupes de travail de la FNCCR et se tient prêt à mettre en œuvre toute méthodologie qui pourrait être proposée.

9. **Mettre à disposition des autorités concédantes des données de consommation en vue du reversement à leurs communes membres d'une fraction de la part communale de l'accise sur l'électricité**

Afin de répondre aux préoccupations exprimées par la FNCCR et les autorités concédantes, et dans l'attente qu'une solution pérenne puisse être apportée par les services de l'État, Enedis s'engage à transmettre à chaque autorité concédante concernée des données de consommation complémentaires de celles annexées à chaque arrêté préfectoral. Par courrier du 16 juillet 2024, le Siéml a formalisé auprès d'Enedis une demande officielle de mise à disposition de données complémentaires.

Différend concernant les conditions de mise en service d'une installation EnR

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) est composé de quatre membres titulaires et quatre membres suppléants, issus du Conseil d'Etat et de la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics de l'électricité et du gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs des réseaux. Ils sont également chargés de sanctionner les infractions au code de l'énergie.

En 2023-2024, le CoRDIS a été saisi par la commune d'Angrie. Il s'est prononcé le 27 mars 2024 sur une demande de règlement de différend présentée par la société d'exploitation éolienne Angrie (SEE Angrie) à l'encontre d'Enedis concernant les conditions de mise en service d'une installation éolienne.

La SEE Angrie a signé avec Enedis un contrat d'accès au réseau de distribution d'électricité (CARD-I) et une convention de raccordement pour son parc éolien composée de cinq éoliennes. Toutefois, à la date des premières injections théoriques par la SEE Angrie, seules quatre éoliennes étaient construites.

Enedis a ainsi refusé de constater la prise d'effet du contrat CARD-I à la date à laquelle ces quatre éoliennes ont commencé à injecter leur production sur le réseau, l'installation de production ne correspondant pas à ce qui avait été renseigné dans le formulaire de demande de raccordement ni dans la convention de raccordement. La SEE Angrie, estimant que les contrats signés avec Enedis n'exigeaient pas l'achèvement complet du parc, a alors saisi le CoRDIS.

Dans son analyse, le comité a relevé les points suivants.

- **Caractère contractuel de la mise en service et absence de tranches** : selon les termes du contrat CARD-I et les stipulations de la convention de raccordement, la mise en service de l'installation de production ne peut s'entendre que comme la mise en service de l'ensemble des

unités de production. Dès lors, il apparaît impossible d'invoquer une mise en service par tranches sans que celle-ci ne soit prévue par les stipulations contractuelles ;

- **Alertes du gestionnaire de réseau** : Enedis aurait indiqué à plusieurs reprises à la SEE Angrie que la mise en service de son installation de production nécessitait l'achèvement de la construction des cinq éoliennes. Dès lors, il apparaît impossible d'invoquer une méconnaissance du cadre contractuel en vigueur.

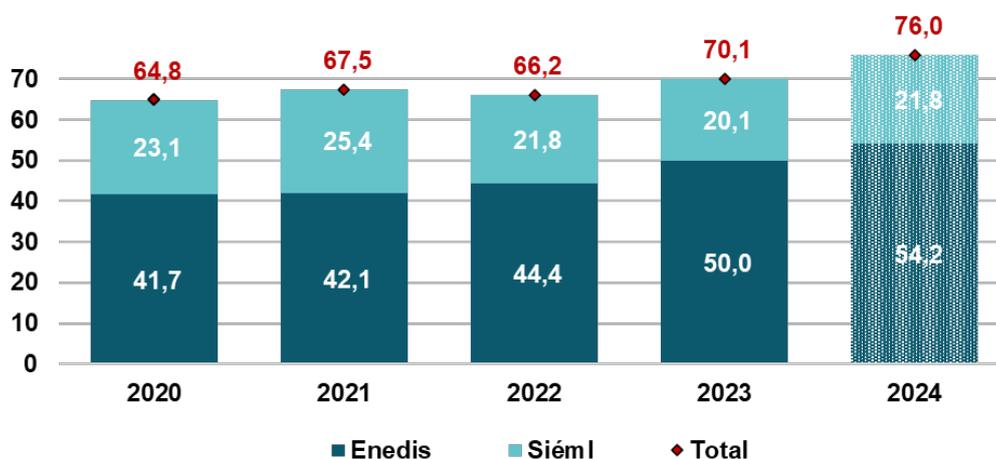
En définitive, le CoRDIS a rejeté les demandes de la SEE Angrie. Cette décision permet au Siéml de rappeler l'importance du dialogue territorial autour du développement des projets d'énergies renouvelables et l'accompagnement des porteurs de projet dans leurs relations avec les gestionnaires de réseau.

Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2024

Les **conférences instituées par l'article 21 de la loi NOME** de 2010 sont un lieu de partage et de dialogue entre les deux maîtres d'ouvrage en vue de répondre aux objectifs de sécurisation et d'amélioration de la qualité du réseau. Elles permettent d'établir une vision partagée des programmes prévisionnels d'investissements annuels de chaque maître d'ouvrage à l'échelle de la concession départementale. Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2020, les services d'Enedis et du Siéml se sont réunis tous les ans, sous l'égide du préfet.

La dernière conférence s'est tenue tout récemment, le 4 décembre 2024. Elle a permis de faire le point sur les politiques d'investissement des deux maîtres d'ouvrage et sur certains dossiers de coopération. Globalement, les investissements sont en hausse sur le réseau de distribution publique d'électricité. A noter que les investissements Siéml 2024 renseignés correspondent aux montants prévisionnels et non aux montants réels. L'état des mandatements fin octobre s'élève à 12,4 M€. Les montants réels d'investissements seront connus lors de la prochaine Conférence départementale loi NOME.

Depuis quelques années, on note un essor tout particulier des investissements d'Enedis par rapport aux investissements Siéml, notamment portés par les investissements pour le raccordement des clients, consommateurs et producteurs. Pour les autres typologies d'investissements, on note des montants globaux de dépenses relativement similaires entre maîtres d'ouvrages : environ 9 M€ d'investissements pour les investissements « performance et modernisation des réseaux », et environ 7 M€ d'investissements pour les investissements « exigences environnementales », pour chaque MOA.

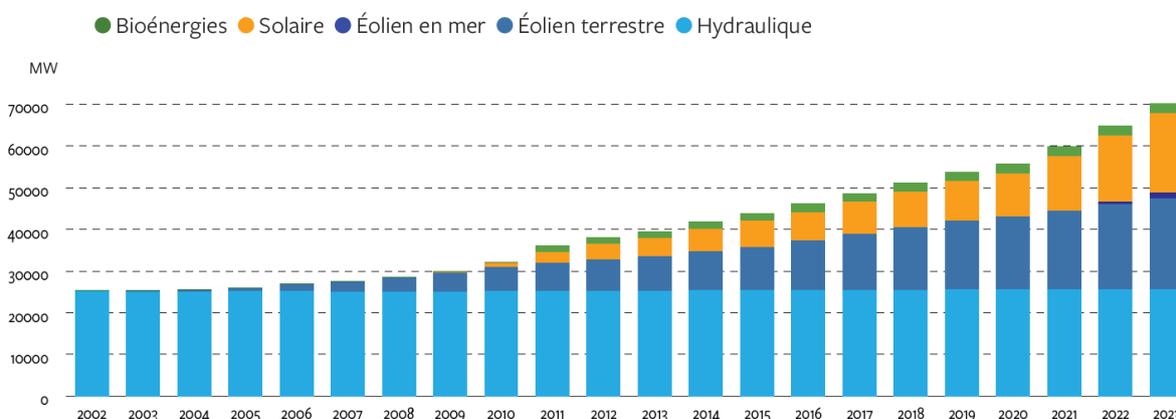


Panorama de l'électricité renouvelable : quelle dynamique en Pays de la Loire ?

Depuis plusieurs années, le SER, l'agence ORE, Enedis et RTE publient un état des lieux détaillé des principales filières de production d'électricité renouvelable (éolien, solaire, hydraulique, bioénergies), à l'échelle nationale et régionale. Cet état des lieux permet d'évaluer les dynamiques qui s'opèrent en matière de développement des énergies renouvelables sur les territoires et de mesurer les avancées par rapport aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

A fin 2023, la puissance totale du parc électrique renouvelable s'élève à plus de 70 GW, soit une hausse de plus de 5 GW par rapport à l'année précédente. Ce sont les filières éoliennes et solaires qui contribuent le plus à la croissance des énergies renouvelables électriques en France. A fin 2023, ces deux filières représentaient à elles seules une puissance installée de 42,3 GW. La filière hydraulique reste toutefois la première des énergies renouvelables électriques en France avec près de 25 GW installés sur le territoire national.

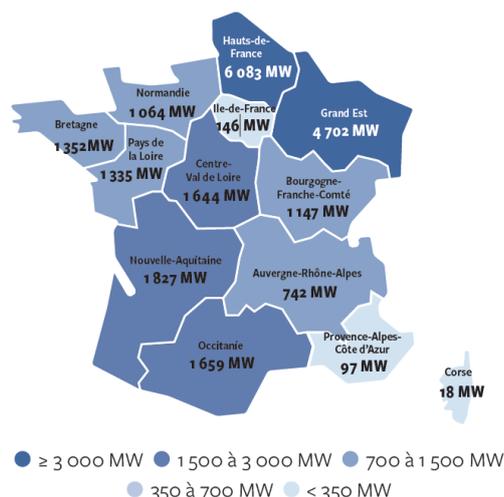
Évolution de la puissance installée*



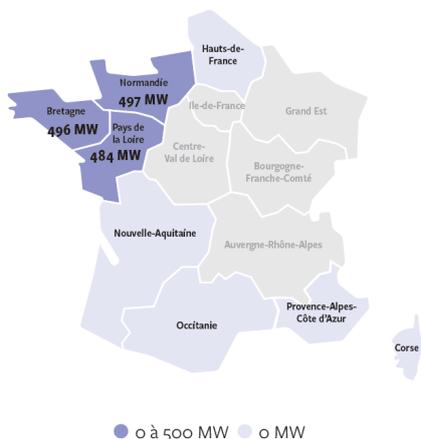
L'éolien terrestre est une composante essentielle du mix énergétique renouvelable en France, avec une puissance installée totale de 21,8 GW en 2023. Cette filière a produit 48,9 TWh sur l'année, soit une hausse significative par rapport à l'année précédente, grâce à des conditions de vent favorables et une augmentation progressive des installations. Toutefois, le rythme de raccordement a marqué un ralentissement, traduisant les difficultés liées aux autorisations et à l'acceptabilité locale.

Les Hauts-de-France et le Grand Est dominent la production nationale, cumulant près de la moitié des capacités installées. Les Pays de la Loire, avec une capacité de 1,8 GW, contribuent de manière notable mais restent en retrait par rapport aux grandes régions productrices. La production éolienne couvre environ un quart de la consommation électrique régionale, illustrant l'importance stratégique de cette filière pour le territoire.

Puissance raccordée par région au 31 décembre 2023

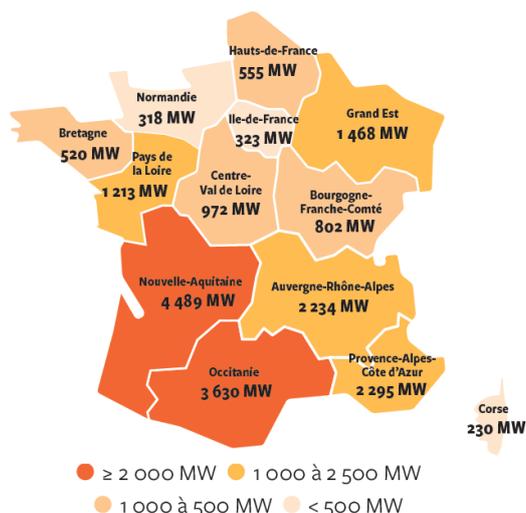


Puissance raccordée par région au 31 décembre 2023*



L'éolien en mer poursuit son développement en 2023 avec des parcs récemment raccordés, notamment en Bretagne et en Normandie. Bien que cette filière représente encore une part modeste du mix électrique, son potentiel est immense. L'objectif fixé par la PPE pour 2023 n'a été atteint qu'à 61 %, en raison de retards dans la mise en service des projets. Les Pays de la Loire, avec un site expérimental au large du Croisic, participent à cette dynamique.

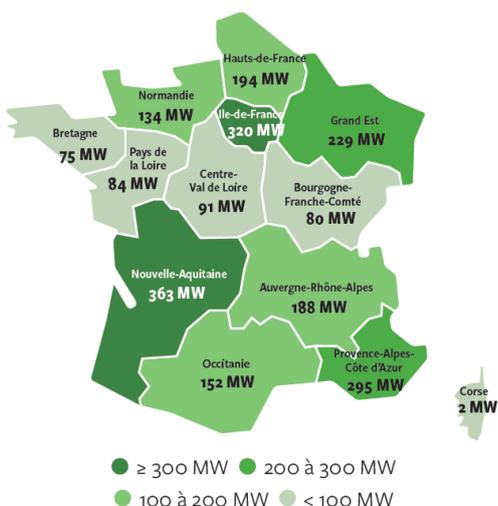
Puissance solaire raccordée par région au 31 décembre 2023



Le solaire photovoltaïque enregistre une forte croissance en 2023, avec une capacité installée atteignant 19 GW au niveau national. Cette filière a produit 21,6 TWh sur l'année, marquant une hausse notable par rapport à 2022. Les régions du sud de la France, comme la Nouvelle-Aquitaine et l'Occitanie, restent en tête grâce à des conditions climatiques favorables et des infrastructures bien développées.

En Pays de la Loire, le solaire continue de se développer, avec une capacité installée de 1,2 GW. Le solaire couvre environ 14 % de la consommation électrique régionale, reflétant un dynamisme prometteur.

Puissance bioénergies raccordée par région au 31 décembre 2023



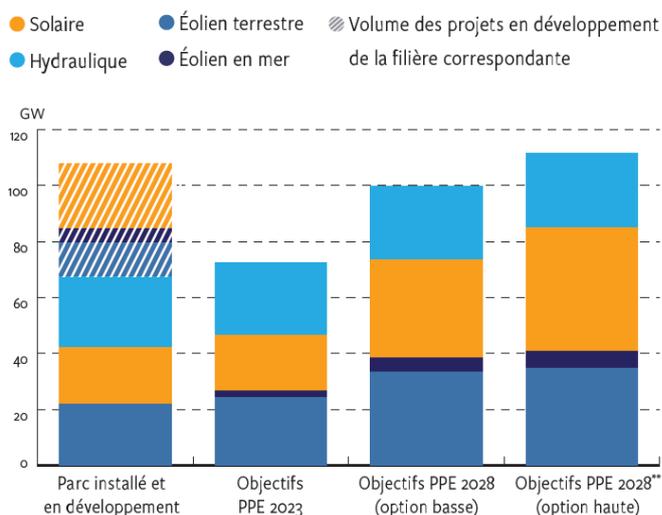
Les bioénergies continuent de jouer un rôle complémentaire dans la production renouvelable, avec une capacité nationale de 2,2 GW en 2023. Les Pays de la Loire disposent d'un potentiel intéressant pour renforcer cette filière.

In fine, la production d'électricité renouvelable atteint 135,6 TWh en 2023 en hausse de 22,8 % par rapport à 2022 du fait de l'effet combiné de plusieurs facteurs dont la croissance des capacités installées, le rétablissement des stocks hydrauliques et les meilleurs vents.

L'augmentation des volumes d'énergies renouvelables produits sur le territoire national est notamment portée par le développement important des filières éolienne terrestre et solaire dont les volumes produits ont augmenté respectivement de 27,7 % et de 16,5 % entre 2022 et 2023. A cela s'ajoutent les 1,9 TWh d'éolien en mer, filière qui dépasse pour la première fois 1 TWh injecté par an.

Au cours de l'année 2023, l'électricité renouvelable a couvert 30,9 % de l'électricité consommée à l'échelle du territoire nationale, en hausse de plus de 6 points par rapport à 2022.

Puissance installée et projets en développement, objectifs PPE 2023 et 2028*



* pour l'éolien, l'hydraulique et le solaire, hors Corse

** objectifs en cours de révision dans le cadre de la nouvelle Stratégie Française Énergie-Climat

Le développement des parcs EnR sur le territoire national permet de répondre en partie aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Voici les taux d'atteinte de l'objectif 2023 définis dans la PPE :

- Pour l'éolien terrestre : 90 %.
- Pour l'éolien en mer : 62 %.
- Pour le solaire photovoltaïque : 93 %.
- Pour la filière hydraulique : 99 %.

Ces éléments de panorama permettent au Siéml de rappeler le potentiel régional fort de développement des énergies renouvelables et la nécessaire poursuite des dynamiques actuelles. Le Siéml poursuivra son accompagnement auprès des porteurs de projets et des collectivités territoriales, dans le cadre

des schémas de planification énergétique notamment. Le Siéml poursuivra également la mise en œuvre de son plan d'actions 2024-2027 avec Enedis pour renforcer la coopération entre le gestionnaire de réseau et l'autorité concédante au service de la transition énergétique (résilience des réseaux, capacités d'intégration des EnR, planification et prospective énergétique, accompagnement des filières innovantes, etc.).

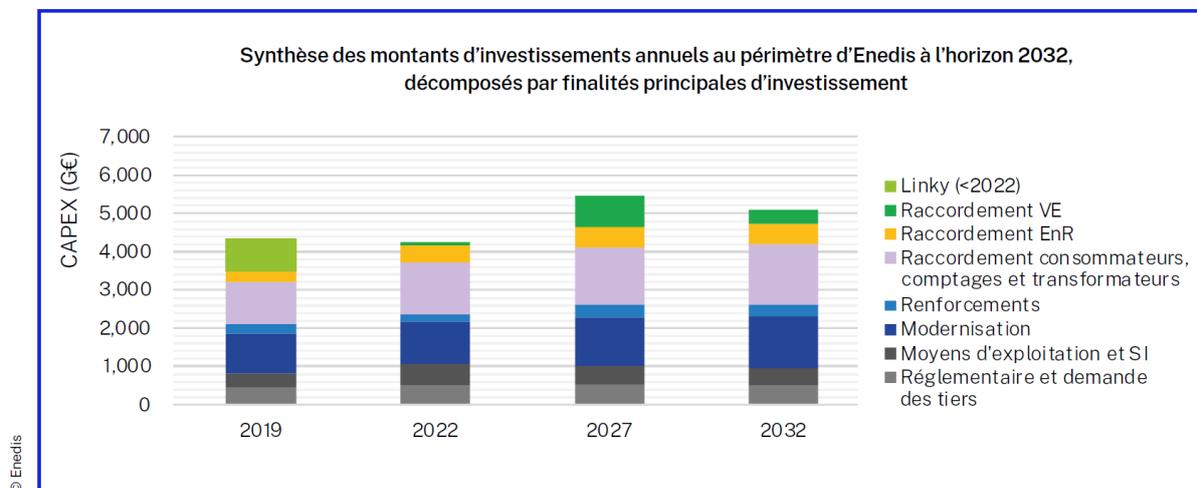
Plan de développement des réseaux de distribution à horizon 2032

Le **plan de développement de réseau (PDR)** est une nouvelle obligation réglementaire qui s'applique aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, conformément à l'article L 322-11 du code de l'énergie. Cet article enjoint Enedis à décrire notamment les investissements pour les cinq à dix prochaines années dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage. Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) doit consulter tous les utilisateurs du réseau concernés, les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, ainsi que les gestionnaires de réseau de transport concernés. Il soumet ensuite les résultats de la consultation et le PDR définitif à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ainsi qu'au Comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE). Ce document a vocation à être mis à jour tous les deux ans au moins.

En amont de la publication du document finalisé, Enedis a publié en 2023 un document préliminaire présentant les grandes orientations de son plan de développement des réseaux de distribution publique d'électricité. Le plan de développement de réseau proposé par Enedis, en accord avec les objectifs fixés notamment par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), repose sur trois fondamentaux.

1. **Stabilité du raccordement des clients consommateurs (ralentissement de la croissance démographique, diminution du nombre moyen d'habitants par logement...).**
2. **Fort développement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE).**
3. **Fort développement des installations de production d'énergie renouvelable (EnR).**

Pour répondre à ces trois fondamentaux tout en assurant la performance et la qualité du réseau de distribution publique d'électricité, Enedis prévoit d'augmenter ses investissements sur les dix années à venir. **D'après son document préliminaire, le gestionnaire de réseau prévoit de faire passer ses dépenses d'investissements globales de 4 milliards d'euros en 2022 à plus de 5 milliards d'euros en 2023.**



- ➔ **Raccordements EnR et IRVE** : d'après Enedis, les postes d'investissements qui seront amenés à évoluer le plus seront ceux liés aux raccordements EnR et aux raccordements IRVE, conformément aux scénarios et objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la stratégie nationale bas climat (SNBC).
- ➔ **Renforcements des réseaux** : à l'horizon 2027 et 2032, les besoins de renforcement sont prévus à la hausse par Enedis, sous l'effet du développement des EnR et de l'électrification des usages, en particulier les installations de recharge de véhicules électriques et les pompes à chaleur. Cependant, d'après le GRD, cette croissance restera maîtrisée, en particulier grâce au pilotage intelligent des recharges électriques et au foisonnement des usages.
- ➔ **Modernisation des ouvrages** : les investissements consacrés à la modernisation des ouvrages représentent en 2022 un peu plus de 1 milliard d'euros par an. Ces investissements sont en croissance depuis 2008 et continueront à croître. Les besoins d'investissement les plus importants portent sur les réseaux HTA aériens ainsi que les principaux réseaux exposés à des risques climatiques. Dans ce cadre, Enedis envisage notamment d'industrialiser son programme de rénovation programmée par cycle de 25 ans.

Afin de disposer d'une vision partagée sur les différents scénarii prospectifs envisagés pour le développement du réseau de distribution et sur leurs impacts au niveau local, Enedis et le Siéml se sont engagés dans le cadre de leur nouvelle convention transition énergétique pour la période 2024-2027 à organiser des temps de présentation de ces plans stratégiques. **Le document définitif du PDR Enedis devrait être publié début 2025. Enedis et le Siéml souhaitent ainsi pouvoir se rencontrer à la rentrée pour partager les enjeux en matière d'investissements sur le réseau de distribution, y compris en matière d'adaptation au changement climatique.** Ils souhaitent également étudier la faisabilité de mener conjointement un travail d'identification des conséquences locales, sur le département de Maine-et-Loire, de ces plans nationaux afin de pouvoir construire des programmes travaux départementaux à la hauteur des enjeux.

Etude prospective Enedis 2035-2050

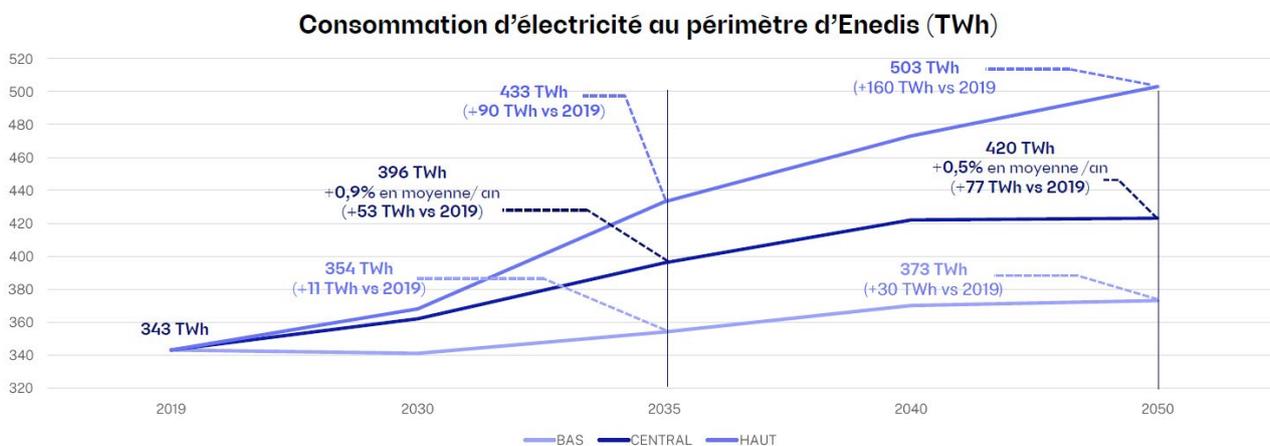
Enedis a publié fin 2024 les résultats d'une **étude prospective visant à anticiper l'évolution de la consommation électrique et les besoins d'investissements pour le réseau public de distribution d'électricité à horizon 2050**. Alignée sur la Stratégie française énergie et climat (SFEC) et le scénario de référence du dernier bilan prévisionnel (BP) de RTE, cette étude intègre des hypothèses sur la démographie, l'électrification des usages, l'efficacité énergétique et la sobriété, afin d'esquisser les futurs possibles pour le réseau. Les principales conclusions sont les suivantes.

- ➔ **Une consommation globale d'électricité en hausse à moyen et long termes** : Enedis propose différents scénarii d'évolution des consommations dans le temps, mais tous prévoient une tendance haussière des consommations d'électricité sur le périmètre Enedis, sous l'effet notamment de l'électrification des usages.

Scénario bas : un scénario caractérisé par une consommation électrique plus faible dans un contexte socioéconomique dégradé, et cohérent avec le scénario C du BP RTE. Il prévoit une hausse de 3 % des consommations électriques d'ici 2035 et + 11 TWh en 2050 par rapport à 2019.

Scénario central : un scénario construit en cohérence avec les éléments mis à disposition par le gouvernement à date (projet de PPE 3 notamment) et cohérent avec le scénario A-ref du BP RTE. Il prévoit une hausse de 15 % des consommations électriques d'ici 2035 et + 53 TWh en 2050 par rapport à 2019.

Scénario haut : un scénario caractérisé par une consommation électrique élevée et un développement technologique important. Cette électrification volontariste est alignée avec le scénario A-haut du BP RTE. Il prévoit une hausse de 26 % des consommations électriques d'ici 2035 et + 90 TWh en 2050 par rapport à 2019.



- ➔ **La mobilité électrique, principal moteur de la croissance des consommations** : selon Enedis, le secteur des transports représente le facteur clé de l'augmentation des consommations d'ici 2050, poussé par la forte croissance de la mobilité électrique avec 18 millions de véhicules électriques prévus en 2035 (contre 1,7 million en 2023). L'évolution de la consommation d'électricité est estimée pour le scénario central à + 57 TWh en 2035 et + 94 TWh en 2050 par rapport à 2019.
- ➔ **Les autres facteurs d'évolution dans le secteur résidentiel, industriel et tertiaire** : l'étude Enedis propose également des simulations d'évolutions des consommations dans les secteurs résidentiels, industriels et tertiaires.

- Pour le secteur industriel : la réindustrialisation et l'électrification des procédés industriels devraient stimuler la demande électrique avec des évolutions de consommation d'électricité du secteur industriel estimées pour le scénario central à + 6 TWh en 2035 et + 14 TWh en 2050 par rapport à 2019.
- Pour le secteur résidentiel hors mobilité électrique : la consommation de ce secteur devrait rester stable ou s'inscrire en baisse dans la plupart des scénarii, du fait notamment des effets combinés de la conversion des modes de chauffage, du développement de la climatisation, et des actions de sobriété et d'efficacité énergétique. Les évolutions de consommations d'électricité du secteur résidentiel sont ainsi estimées pour le scénario central à – 11 TWh en 2035 et – 27 TWh en 2050 par rapport à 2019.
- Pour le secteur tertiaire : la baisse des consommations du secteur tertiaire pourrait être compensée par le développement des data centers, même si leurs volumes de consommations restent difficiles à comptabiliser. Malgré l'électrification des usages et le développement de la climatisation, Enedis estime les évolutions de consommations d'électricité du secteur tertiaire pour le scénario central à – 18 TWh en 2035 et – 28 TWh en 2050 par rapport à 2019.

En conclusion, quel que soit le scénario, la hausse de la consommation d'électricité se confirme à moyen et long terme, venant conforter les conclusions du plan de développement de réseau présenté précédemment. La forte croissance de la mobilité électrique devrait être le principal moteur d'augmentation de la consommation électrique en France à horizon 2035 et 2050. Pour répondre aux défis de l'évolution de la consommation électrique et plus globalement aux enjeux d'intégration des énergies renouvelables, les réseaux de distribution publique d'électricité devront poursuivre leur développement et leur adaptation. Le Siéml et Enedis souhaitent ainsi, dans la continuité de leur convention transition énergétique, poursuivre les échanges sur ces différents scénarii prospectifs afin de pouvoir construire des programmes travaux départementaux à la hauteur des enjeux.

Consultation ouverte pour PNACC 3

Le 3^{ème} plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC3) a été ouvert consultation publique début novembre 2024 par le ministère de la Transition écologique. La consultation est ouverte jusqu'au 27 décembre 2024.

Le plan prévoit l'inscription dans la loi d'une trajectoire de réchauffement de + 4°C d'ici à 2100, à prendre en compte systématiquement dans les projets et les planifications. Cependant, peu de financements spécifiques sont prévus pour pouvoir concrétiser les mesures envisagées.

Concernant le volet énergie, le PNACC propose quatre mesures clés pour adapter la consommation et la production d'énergie face aux nouveaux enjeux climatiques :

Deux mesures mettent en avant l'importance d'intégrer le confort d'été dans la construction et la rénovation des logements et bâtiments publics, pour améliorer l'adaptation des bâtiments dans un scénario de réchauffement climatique à + 4°C. La RE2020 impose déjà un seuil de confort d'été pour les logements neufs ; pour les logements existants, le PNACC propose d'intégrer le financement d'équipements de confort d'été dans le dispositif MaPrimeRénov' d'ici 2030.

Une mesure propose un soutien au déploiement des réseaux de froid renouvelable afin de répondre aux besoins accrus de climatisation dans les logements et bâtiments publics. Ce déploiement repose sur deux leviers présentés dans le PNACC : l'identification des zones à fort potentiel et le financement de ces projets via le Fonds chaleur. À cet effet, le Cerema a lancé en décembre 2023

la cartographie nationale EnRezo, qui aide les collectivités à identifier les zones propices au développement de réseaux de chaleur et de froid.

Une autre mesure préconise le renforcement de la résilience du système énergétique : dès 2027, les études de danger des infrastructures de transport pétrolier et gazier devront être adaptées aux risques liés au changement climatique. Pour le système électrique, le PNACC souligne la nécessité d'intégrer les évolutions des niveaux de production et des profils de consommation, qui devront être prises en compte dans les prochains plans de programmation énergétique dès 2025. Le Siéml et Enedis vont travailler sur cette dernière question.

A noter que le Siéml et Enedis souhaitent travailler sur cette dernière mesure au niveau de la concession départementale, dans le cadre notamment de la mise en œuvre de leur nouvelle convention transition énergétique pour la période 2024-2027.

Consultation ouverte pour la PPE et la SNBC

Après plusieurs mois d'attente et depuis le 4 novembre 2024, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) sont enfin ouvertes à la consultation publique pour leur nouvelle période de mise en œuvre 2031-2035. La PPE a vocation à définir un mix énergétique de la France d'ici 10 ans, partagée en deux périodes de 5 ans ; la SNBC vise quant à elle à fixer la trajectoire de décarbonation d'ici 2030 afin d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. La date de clôture de la consultation est fixée au 15 décembre 2024.

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) couvre deux périodes successives : 2025-2030 et 2030-2035. Pour chacune de ces périodes, plusieurs objectifs sont définis :

- réduire la consommation énergétique finale de la France de 28,6 % sur la période 2012-2030 et de 36,8 % sur la période 2012-2035 ;
- réduire la consommation primaire d'énergie fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) de la France environ de moitié entre 2010 et 2035 ;
- atteindre une consommation finale d'énergie à 71 % décarbonée en 2035.

	2022	2030	2035
SORTIE DES FOSSILES	60% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE	42% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE	29% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE	390 TWh	Au moins 560 TWh	Au moins 640 TWh
RELANCE DU NUCLÉAIRE	56 réacteurs 279 TWh	57 réacteurs en service 360 TWh (400 TWh « ambition managériale » d'EDF)	
PHOTOVOLTAÏQUE	16 GW 19 TWh	54-60 GW ~65 TWh	75-100 GW ~93 TWh
EOLIEN TERRESTRE	21 GW 38 TWh	33-35 GW ~64 TWh	40-45 GW ~80 TWh
EOLIEN EN MER	0,6 GW 1 TWh	4 GW ~14 TWh	16 GW ~70 TWh
HYDRO-ÉLECTRICITÉ	26 GW (avec STEP) 43 TWh ¹⁸ (hors STEP)	26 GW (avec STEP) ~54 TWh (hors STEP)	29 GW (avec STEP) ~54 TWh (hors STEP)

	2022	2030	2035
CHALEUR ET FROID RENOUVELABLE ET DE RÉCUPÉRATION	172 TWh chaleur 1 TWh froid livré par les réseaux	276-326 TWh chaleur 2 TWh froid livré par les réseaux	330-419 TWh 2,5 - 3 TWh froid livré par les réseaux
BIOGAZ	17,7 TWh dont 7 TWh injecté dans les réseaux de gaz naturel	50 TWh dont 44 TWh injecté dans les réseaux de gaz naturel (soit environ 15 % de biogaz injecté dans les réseaux de gaz)	50-85 TWh
BIOCARBURANTS	38,5 TWh	Entre 50 et 55 TWh	Entre 70 et 90 TWh
HYDROGÈNE (capacité d'électrolyse installée)	0 GW	Jusqu'à 6,5 GW (9-19 TWh _{so})	Jusqu'à 10 GW (16-40 TWh _{so})
CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE	1556 TWh	1243 TWh	ENVIRON 1100 TWh

Scénario structurant du projet de PPE n°3 soumis à la concertation – Novembre 2024

Quant à la stratégie nationale bas-carbone (SNBC), elle constitue l'outil de planification pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'ensemble des secteurs. Cette feuille de route comprend :

- un objectif de long terme : la neutralité carbone en 2050 et la réduction de l'empreinte carbone ;
- une trajectoire de décarbonation cible pour y parvenir, fondée sur un ensemble de mesures et d'hypothèses par secteur ;
- des plafonds d'émissions de gaz à effet de serre à ne pas dépasser par période de cinq ans, dits « budgets carbone ».

Le projet de SNBC 3 révisé à la baisse les budgets carbone des différents secteurs concernés par rapport à la précédente SNBC, tout en étant moins ambitieux quant aux puits de carbone (9 MtCO₂e/an absorbés sur la période 2024-2028 au lieu des 42 MtCO₂e/an initiaux).

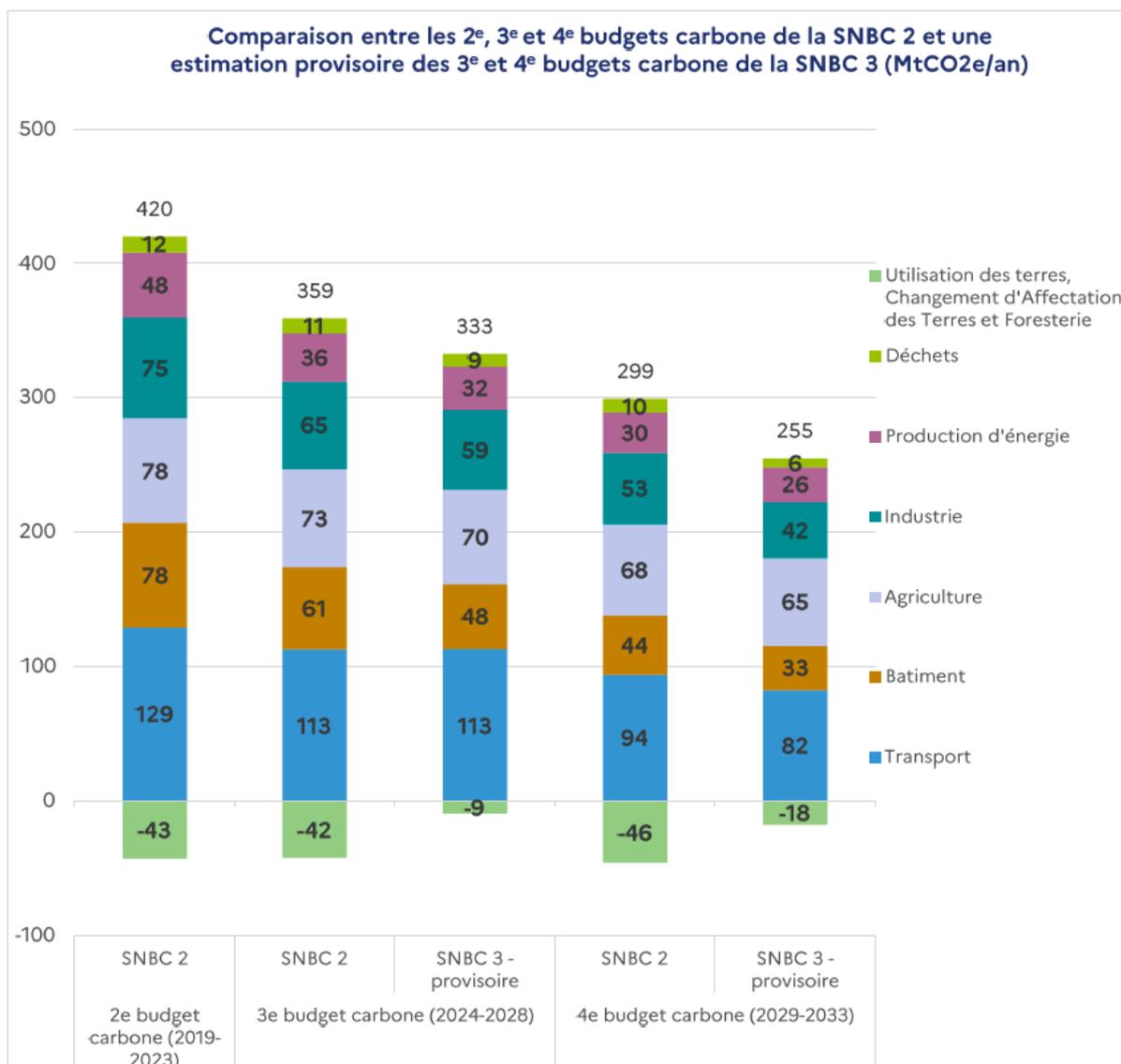


Figure 9 : Comparaison entre les 2^e, 3^e et 4^e budgets carbone (ajustés techniquement à titre indicatif et provisoire en 2024 – voir note de bas de page supra) de la SNBC 2 et une estimation provisoire des 3^e et 4^e budgets carbone de la SNBC 3 calculés à partir du scénario de référence (source : DGEC).

A noter que le Siéml étudie actuellement la possibilité et la faisabilité d'élaboration d'une réponse collective au niveau de l'entente régionale Territoire d'énergie Pays de la Loire à la consultation nationale pour ces deux documents de planification énergétique, PPE et SNBC,

Par ailleurs, le Siéml rappelle que dans le cadre de son plan d'actions 2024-2027 en faveur de la transition énergétique signé avec Enedis, il souhaite pouvoir disposer d'une vision partagée entre autorité concédante et concessionnaire sur les scénarii prospectifs identifiés et leurs impacts sur le territoire en matière de transition énergétique (vision globale nationale, régionale, voire départementale). Dans la mesure du possible, le Siéml souhaite également pouvoir étudier la possibilité de territorialiser une partie de ces scénarii afin d'identifier, à l'échelle du département, les investissements à réaliser et objectifs à atteindre pour pouvoir respecter les trajectoires nationales instituées. Des points d'étapes réguliers sur la mise en œuvre de cette convention transition énergétique 2024-2027 entre le Siéml et Enedis seront réalisés.

Consultation ouverte pour le futur TURPE-7

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dit TURPE, est le tarif payé, via leur facture d'électricité, par tous les utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution. Il sert à financer l'acheminement de l'électricité jusqu'au point de consommation final et vise à couvrir les coûts du distributeur dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Il couvre ainsi les coûts d'entretien et de développement du réseau électrique de distribution. Ce tarif unique comporte trois composantes principales : le soutirage, la gestion de la clientèle et le comptage. Il reflète ainsi les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux et inclut une rémunération de leurs investissements.

Le TURPE obéit aux règles suivantes.

- (1) **La péréquation tarifaire** : le tarif est identique sur l'ensemble du territoire national, conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le Code de l'énergie.
- (2) **Le principe du « timbre-poste »** : le tarif est indépendant de la distance parcourue par l'énergie entre le point d'injection et le point de soutirage (soit entre le site producteur et le site consommateur).
- (3) **La tarification en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée** : le tarif dépend du domaine de tension de raccordement, de la puissance souscrite et des flux physiques mesurés au(x) point(s) de connexion des utilisateurs du réseau.
- (4) **L'horosaisonnalité** : les prix sont différenciés selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée.

Tous les quatre ans, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) révisé les principes du TURPE. La dernière révision date de 2021 avec l'entrée en vigueur du TURPE 6 jusqu'en 2025. Pour un client résidentiel, ce tarif représente actuellement environ 0,06 €/kWh HT, soit environ 20 à 30 % d'une facture d'électricité TTC moyenne, en fonction du prix de l'électricité.

Le 17 octobre 2024, la CRE a mis en ligne une consultation sur les grandes orientations du futur tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, le TURPE 7. Le nouveau tarif, qui couvrira la période 2025-2028, sera fixé au plus tard en janvier 2025 par la CRE et devrait augmenter de l'ordre de 10 %.

RTE avait demandé une hausse de son tarif de 12,2 %, et Enedis de 18,9 %. Les deux gestionnaires anticipent une forte croissance de leur activité et de leurs investissements. La CRE décidera du « juste montant » des différents postes de hausse, afin de concilier les besoins des gestionnaires et la protection des consommateurs.

Le TURPE 7 vise à répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2025-2028), mais aussi à préparer les réseaux de transport et de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique. En effet, la période tarifaire sera marquée par des politiques volontaristes d'électrification des usages, notamment dans la mobilité et l'industrie, et par la croissance de la production d'électricité renouvelable, avec pour conséquence la poursuite du développement significatif du nombre de raccordements. Il sera également nécessaire, dans le même temps, d'améliorer la résilience des réseaux pour faire face au changement climatique et de pallier leur vieillissement. Ces enjeux impliquent de lourds investissements tant pour le réseau de transport que pour le réseau de distribution.

Baromètre 2024 des fournisseurs d'énergie

Il pourrait être opportun de relayer les résultats du baromètre 2024 des fournisseurs d'énergie réalisés par le Comité de liaison des entreprises consommatrices d'électricité (CLEEE) et la FNCCR. Depuis huit ans, ces deux instances réalisent une enquête de satisfaction relative aux fournisseurs présents sur le marché. L'enquête ne vise pas le prix mais seulement les aspects qualitatifs et administratifs de la relation contractuelle entre clients et fournisseurs. Les principaux résultats sont les suivants.

L'enquête a été menée en 2024 auprès des grands acheteurs professionnels d'électricité et de gaz. Les contributions proviennent pour 58 % des acheteurs privés membres du CLEEE et des acheteurs publics membres du groupe de travail de la FNCCR. Ouverte à tous, l'enquête s'est en outre enrichie de contributions d'un large panel de consommateurs industriels, tertiaires et publics. Au global, 31 % des contributions proviennent cette année de consommateurs industriels, 27 % d'acheteurs publics et 42 % du secteur tertiaire. Les résultats sont donc représentatifs du marché.

Une très faible mobilité des consommateurs : seulement 17 % des répondants ont changé de fournisseur entre 2023 et 2024. Cette faible propension à changer de fournisseur s'explique notamment par la complexité de la démarche d'appel d'offres au regard du potentiel gain limité, les offres de prix étant souvent peu différenciées d'un fournisseur à l'autre.

Une tension dans la relation clients fournisseurs qui perdure depuis la crise énergétique : cette tension est causée par les prix qui restent élevés dans les contrats de 2024, à plus de deux fois leurs niveaux d'avant crise, mais aussi par la complexité de la facturation, notamment celle des dispositifs de soutien mis en œuvre en 2023 pour faire face à la crise énergétique. La note moyenne accordée aux fournisseurs, tous confondus (électricité et gaz) était de 7,7/10 en 2021. Elle a chuté à 6,9/10 en 2024.

Un tiercé de tête inchangé pour les fournisseurs d'électricité par rapport à 2023 : la première place du palmarès revient cette année à Octopus Energy, avec une disponibilité de l'équipe très appréciée et un espace client de grande qualité. Octopus est talonné par Alpiq, qui parvient à figurer dans le trio de tête pour la huitième année consécutive. EDF est de nouveau en dernière position du classement, à cause principalement d'une facturation très défectueuse. À noter le contraste entre des clients industriels qui sont plutôt satisfaits (20 % d'avis négatifs seulement) et les clients multisites, en particulier publics, qui semblent particulièrement remontés (80 % d'avis négatifs).

Et pour le gaz ? Pour la deuxième année consécutive, SEFE ENERGY ressort en tête du classement, apprécié notamment pour la disponibilité de son équipe. En deuxième et troisième position, Gaz de Bordeaux et SAVE, restent encore une fois bien placés. En revanche, EDF s'enfonce en dernière position malgré une relation commerciale satisfaisante. La facturation, l'espace client et le reporting restent sérieusement défectueux.

Les fournisseurs s'engagent pour une meilleure protection des consommateurs

Depuis le début de l'année 2024, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) travaille sur trois chantiers visant à renforcer le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs :

- (1) le suivi de la cohérence des offres des fournisseurs,
- (2) la mise en place de règles prudentielles,
- (3) le renforcement du cadre de protection des consommateurs.

Après plusieurs mois de concertation avec le Médiateur national de l'énergie (MNE), la CRE a annoncé le 11 juillet 2024 la mise en place de nouvelles lignes directrices relatives aux pratiques des fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces lignes directrices doivent permettre de renforcer l'information et la protection des consommateurs, sur l'ensemble du parcours client.

Les fournisseurs avaient jusqu'au 30 septembre 2024 pour s'engager auprès de la CRE. Au total, 24 fournisseurs nationaux et plus de 50 fournisseurs locaux, représentant plus de 99 % des consommateurs résidentiels, ont formellement confirmé leur engagement auprès de la Commission. La CRE contrôlera la bonne exécution de ces engagements dans les années à venir. La liste des fournisseurs s'étant engagés à respecter les 13 lignes directrices de la CRE est publiée sur le site internet de la Commission. Les rapports de contrôle seront également publics.

Les lignes directrices définies par la CRE se synthétisent comme suit.

Mesures visant le parcours de souscription

- 1) Mesure 1 : le fournisseur s'engage à appliquer la typologie des offres selon un modèle proposé par la CRE afin que les consommateurs puissent caractériser clairement la nature et les modalités d'évolution de l'offre.
- 2) Mesure 2 : le fournisseur s'engage à mettre à disposition des consommateurs sur son site internet, pour chacune de ses offres, une fiche descriptive respectant le modèle établi par la CRE.
- 3) Mesure 3 : le fournisseur s'engage à afficher, parmi les informations communiquées au client avant souscription, une estimation des mensualités et de la facture annuelle sur des bases transparentes et précisées au consommateur.
- 4) Mesure 4 : le fournisseur s'engage à ne pas proposer d'offres dont le prix n'est pas connu au moment de la consommation.
- 5) Mesure 5 : au moment de la souscription du contrat par le client, le fournisseur s'engage à l'orienter vers l'offre qu'il propose la mieux adaptée à ses caractéristiques et à sa consommation.
- 6) Mesure 6 : pour chacune de ses offres, le fournisseur s'engage à présenter la formule d'évolution du prix au cours des douze premiers mois de contrat ou, à défaut, un plafond de prix sur cette période.

Mesures en cours de contrat

- 7) Mesure 7 : en cas d'évolution du prix en cours de contrat, le fournisseur s'engage à présenter l'impact sur la facture annuelle du client et sur le montant estimé des mensualités.
- 8) Mesure 8 : pour les consommateurs dont les paiements sont mensualisés, si les données de consommation ou les évolutions du prix en cours de contrat permettent d'anticiper un montant de régularisation de la facture annuelle dépassant un certain seuil, le fournisseur s'engage à proposer un échancier de paiement révisé au consommateur.
- 9) Mesure 9 : le fournisseur s'engage à respecter pleinement et de bonne foi le droit applicable concernant toute promesse commerciale sur la formule de prix. En particulier, s'il existe une période au cours de laquelle le fournisseur s'est engagé sur le prix ou sur ses modalités de détermination,

le fournisseur s'engage à ne pas les modifier ni à résilier le contrat à son initiative sans faute ni défaut de paiement avérés du client, avant le terme de cette période.

- 10) Mesure 10 : le fournisseur s'engage à rendre facilement accessible à tout moment au client le prix de son offre, à travers le support de communication privilégié par ce dernier.
- 11) Mesure 11 : le fournisseur s'engage à mettre à disposition de ses clients les informations sur sa consommation qui peuvent lui être utiles pour adapter ses usages et maîtriser sa facture.

Mesures en fin du contrat

- 12) Mesure 12 : si le fournisseur souhaite renouveler un contrat à son échéance, il s'engage à en informer le consommateur selon le support de communication privilégié par celui-ci et à envoyer au client une proposition de renouvellement dans le respect des dispositions existantes. Cette proposition présente l'évolution du prix, de la facture annuelle et des mensualités le cas échéant résultant de l'application du nouveau contrat par rapport au prix et à la facture annuelle du contrat en vigueur. Le fournisseur s'engage à présenter au consommateur l'offre de son catalogue correspondant le mieux à son profil de consommation, en particulier si ce profil a évolué depuis le moment de la souscription du contrat en cours. A cette occasion, le fournisseur s'engage à présenter la formule d'évolution du prix au cours des douze premiers mois du contrat renouvelé ou, à défaut, un plafond de prix sur cette période.
- 13) Mesure 13 : en l'absence de renouvellement du contrat, le fournisseur s'engage à présenter, avec un préavis d'au moins deux mois, les informations relatives à la fin de contrat.

6. SYNTHÈSE ET CONCLUSION

Globalement, il est proposé de constater que pour chacun des concessionnaires le service public de la distribution d'électricité sur le département a été exécuté dans de bonnes conditions. Dans le cadre de ce rapport de contrôle, le Siéml tient toutefois à souligner ci-après les principaux points positifs, points de vigilance et perspectives pour les prochaines années concernant notre concession départementale.

Les principaux points positifs

- ➔ **Accélération des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables (EnR)** : l'essor des raccordements d'installations de production de petite puissance ($BT \leq 36 \text{ kVA}$, + 130 % en un an) traduit un réel dynamisme de la filière au niveau local, portée par la filière photovoltaïque notamment. Le Siéml note toutefois que des délais de raccordement assez importants viennent toujours contrarier la dynamique et les porteurs de projet.
- ➔ **Augmentation du taux d'autoproduction locale** : la croissance remarquable du nombre de producteurs d'énergie renouvelable se traduit par une augmentation significative des volumes d'énergie injectée sur le réseau de la concession (+ 71 % entre 2019 et 2023), atteignant 967 GWh injectés en 2023. L'énergie renouvelable injectée couvre désormais 22,4 % de la consommation électrique départementale.
- ➔ **Dynamisme et modernisation du réseau** : le patrimoine concédé continue globalement de s'étendre et de se moderniser avec une augmentation des linéaires de réseaux : la proportion des réseaux souterrains s'accroît, bien qu'elle reste en deçà de la moyenne nationale. Au global, les réseaux de distribution publique d'électricité présentent des caractéristiques satisfaisantes, avec des parts de linéaires sensibles (aériens nus de faible section, isolation papier et réseaux âgés de plus de 40 ans) relativement faibles par rapport à d'autres concessions similaires. Cependant, une

attention particulière doit être portée à la résorption des réseaux aériens nus, toujours très présents sur le département.

→ **Des trajectoires de résorption des réseaux sensibles cohérentes avec les objectifs contractuels et le schéma directeur des investissements.**

- Pour les réseaux HTA aériens de faibles sections, on observe une diminution de 42 % du stock depuis 2019. L'objectif du schéma directeur des investissements Siéml-Enedis est de traiter 100 % des réseaux HTA aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes d'ici 2050, dont a minima 30 km sur les 33 km encore en concession lors de la signature du contrat. Depuis 2017, 17 km de réseaux HTA aériens de faibles sections ont déjà été traités. Les trajectoires suivies semblent conformes aux exigences.
- Pour les réseaux BT aériens nus, on observe une tendance à la baisse depuis plusieurs années même si les stocks en proportion du réseau BT restent toujours au-dessus de la moyenne nationale.
- Pour les réseaux BT aériens de faibles sections, on observe une diminution de 33 % du stock depuis 2019. L'objectif du schéma directeur des investissements Siéml-Enedis est de traiter 100 % des réseaux BT aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes d'ici 2050. Enedis et le Siéml ont ensuite pris des objectifs pour les périmètres de maîtrise d'ouvrage qui les concerne : Enedis souhaite traiter a minima 130 km sur les 137 km encore en concession en zone urbaine lors de la signature du contrat, et le Siéml souhaite traiter les 457 km encore en concession en zone rurale lors de la signature du contrat. Depuis 2017, 251 km de réseaux BT aériens de faibles sections ont été traités, soit presque la moitié du stock de l'époque, en 6 ans. Les trajectoires suivies semblent conformes aux exigences.

Votre rapporteur salue ainsi les efforts entrepris par les deux maîtres d'ouvrages pour résorber ces stocks de réseaux sensibles et incidentogènes.

- **Une amélioration de la localisation des ouvrages** : sur le plan financier, l'échéance de la loi ELAN en novembre 2020 a permis de poursuivre la fiabilisation de la localisation des ouvrages et de faire entrer en concession l'intégralité des colonnes montantes qui n'ont pas été revendiquées par les co-propriétaires. En 2023, Enedis a finalisé ses travaux de localisation des ouvrages. En revanche, des études de rapprochement des bases techniques et comptables sont en cours sur les fils nus et vont se poursuivre en 2024.
- **Un dynamisme des investissements porté par les raccordements** : en 2023, Enedis a investi plus de 50 M€ (+ 12,6 % par rapport à 2022, + 18 % sur cinq ans), avec une priorité donnée aux raccordements des consommateurs et producteurs d'énergies renouvelables (32 M€, +27,8 % par rapport à 2022). Le poste « raccordements » représente plus de la moitié des investissements, marqué par une forte hausse des raccordements de producteurs BT (+ 116 % par rapport à 2022), liée au développement du photovoltaïque et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques. Seuls les raccordements des producteurs HTA connaît une diminution en 2023 par rapport à 2022.
- **Les investissements dédiés à la performance et à la modernisation des réseaux** s'élèvent à 11 M€, soit une hausse de 7 % par rapport à 2022 et de 15,6 % par rapport à 2019. Cependant, ce poste de dépenses ne retrouve pas encore les montants d'investissements qu'ils connaissaient avant la période de déploiement des compteurs Linky (14 M€ d'investissements pour la performance et la modernisation des réseaux en 2017), et ce malgré la fin du déploiement en masse des compteurs communicants. Ces investissements ont notamment profité au renforcement du réseau BT (+ 54, 7 % par rapport à 2022).

- Un niveau d'équipements en **organes de manœuvre télécommandés** qui a largement dépassé l'objectif fixé par le PPI 2020-2023 et qui améliore la réactivité face aux incidents HTA. Ce niveau d'équipement doit continuer à être consolidé dans la durée pour assurer durablement une desserte de qualité sur le département.
- Les objectifs du **programme pluriannuel d'investissement (PPI)** pour la période 2020-2023 ont globalement été atteints et la nouvelle convention PPI pour la période 2024-2027 a été signée en 2023. Elle prévoit 11 M€ d'investissements d'Enedis.
- **Des taux de satisfaction, bien que relativement élevés, en baisse sur le segment « entreprises »** : Enedis présente des taux de satisfaction client globalement élevés, mais certains segments montrent des fragilités. La satisfaction hors raccordement et hors qualité de la fourniture s'établit à 86,16 %, légèrement en deçà de la moyenne nationale. Si les particuliers et professionnels se disent majoritairement satisfaits, les taux de satisfaction des entreprises sont légèrement moins bons (80,6 %, en 2023) et en recul par rapport à 2022. Le Siéml note la dégradation de la satisfaction des entreprises au niveau de la concession et évoque l'idée de mener une analyse plus détaillée en 2025 afin d'évaluer la provenance de ces insatisfactions. Le Siéml sera également attentif à ce que les autres segments particuliers et professionnels < 36 KVA restent au-dessus de la moyenne nationale.
- **Des délais de prestations à suivre** : les délais de prestation, notamment pour les raccordements, se sont réduits entre 2022 et 2023. Les travaux sans extension de réseau sont réalisés en 64 jours en moyenne, contre 84 jours l'année précédente, et les raccordements avec extension affichent également une amélioration. Ces résultats reflètent les efforts d'Enedis pour répondre à la demande et au marché. Le dynamisme observé dans le raccordement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques témoigne également d'une adaptation proactive aux nouveaux enjeux énergétiques du territoire. En 2024 toutefois, les délais de raccordement se sont tendus sur certains territoires du Maine-et-Loire. Le Siéml reste donc en veille sur ce sujet.

Les principaux points à surveiller

- **Un réseau HTA majoritairement aérien avec des longueurs importantes à pérenniser (zones bois et faibles sections)** : cette organisation de la distribution publique d'électricité, bien qu'en cohérence avec les caractéristiques géographiques de la concession, fait peser plus de la moitié des incidents HTA sur le réseau aérien du fait de sa vulnérabilité aux aléas climatiques. Le risque climatique sur ces réseaux est pris en compte et des actions (par enfouissement, renforcement, abatage ou mise en œuvre d'organes de manœuvre télécommandés – OMT) sont mis en œuvre pour limiter son impact.
- **Un stock important de réseau BT aérien nu en Maine-et-Loire** : cette typologie d'ouvrage représente encore à fin 2023 encore 24 % du linéaire BT aérien total, contre 12,3 % en moyenne au niveau national. 6,4 % du réseau BT aérien de la concession est notamment composé de faibles sections aériennes contre 3 % en moyenne au niveau national. Ce réseau est considéré comme cinq fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrain. Les programmes travaux d'Enedis et du Siéml devront continuer à prioriser les investissements de nature à renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau aérien face aux aléas climatiques.
- **Une augmentation globale du critère B** : en 2023, le critère B HIX (temps moyen de coupure par usager sur un an, hors incidents exceptionnels) a notablement augmenté, atteignant 78 minutes. Cette hausse met fin à une tendance à la baisse observée depuis plusieurs années et peut s'expliquer en partie par les tempêtes subies en 2023 en Maine-et-Loire et non répertoriées comme « exceptionnelles ». Toutefois cette explication reste partielle puisque le critère B toutes causes

confondues (y compris incidents exceptionnels) augmente lui aussi par rapport à 2022. Globalement, l'ensemble des catégories qui composent le critère B (travaux et incidents sur les réseaux BT et HTA) suivent une tendance haussière entre 2022 et 2023. Même le critère B travaux s'établit à 30 minutes, son niveau le plus élevé depuis 2017 (+ 19 % pour le HTA par rapport à 2022). Le Siéml sera particulièrement vigilant quant aux actions et investissements entrepris pour fiabiliser l'ensemble des réseaux sensibles sur la concession (notamment les réseaux de plus de 40 ans, les réseaux fils nus, les réseaux de faibles sections et les réseaux CPI).

- **Une hausse du critère B travaux** : en 2023, il est supérieur de 16 % à celui de 2021. Il est de 29,80 minutes et représente 38 % du critère B global. Cette hausse s'explique en grande partie par l'augmentation de 20 % du critère B travaux HTA, qui a pu être causé par un fort programme d'élagages et de rénovations programmées au cours de ces dernières années.
- **Une hausse du critère B portée par une augmentation des incidents, notamment sur le réseau HTA** : le critère B incident représente plus de 60 % de cet indicateur, avec un temps de coupure moyen de 48 minutes en 2023, le plus élevé depuis 2019 (+ 40 % pour le BT et + 100 % pour le HTA par rapport à 2022). Les incidents HTA représentent environ 75 % du temps de coupure moyen sur incident. Près de 60 % de ces incidents surviennent sur le réseau HTA aérien et plus de la moitié de ceux-ci concernent les accessoires aériens (armements, attaches, isolateurs, raccords, ponts, ...). Cette augmentation du critère B incident HTA est corrélée au vieillissement des réseaux HTA, dont 24 % a plus de 40 ans. Le Siéml émet un point de vigilance sur cette tendance et s'attachera à évaluer l'évolution de ces indicateurs dans le temps afin d'identifier s'il s'agit d'une hausse exceptionnelle ou d'une tendance plus profonde. Quoi qu'il en soit, le Siéml analysera avec une particulière attention les efforts entrepris par le concessionnaire pour renforcer, renouveler et fiabiliser le réseau HTA concédé, en complément des programmes de rénovation programmée privilégiés par le gestionnaire de réseau.
- **Une évolution contrastée des clients mal alimentés selon les critères** : le nombre de clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue de tension poursuit sa baisse continue depuis plusieurs années, atteignant 1 636 CMA en 2023 (- 37 % par rapport à 2022). Ce chiffre représente 0,4 % des clients de la concession et reste largement sous le seuil réglementaire de 3 %. Cependant, les CMA au sens de la continuité d'alimentation ont fortement augmenté : en 2023, 1 936 clients ont connu plus de 6 coupures longues (> 3 minutes) soit une hausse de + 158 % par rapport à 2022, 31 499 clients ont connu plus de 5 heures consécutives de coupures soit une hausse de + 66 % par rapport à 2022, et 59 388 clients ont connu des coupures de plus de 3 heures cumulées sur l'année soit une hausse de + 27,5 % par rapport à 2022. Enfin, la fréquence des coupures brèves (1 seconde à 3 minutes) a progressé de 35,7 % par rapport à 2022. Ces hausses sont en partie attribuables aux nombreux aléas climatiques de 2023. Une analyse approfondie est envisagée par le Siéml en 2025 afin de mieux identifier les causes et sièges des incidents survenus le réseau concédé.
- **Un vieillissement des réseaux HTA à surveiller** : le vieillissement des réseaux HTA constitue un point de vigilance majeur, avec une part croissante de réseaux ayant plus de 30 ou 40 ans. Les mises en service de nouveaux ouvrages HTA sont en baisse constante depuis 2019, touchant à la fois l'extension, le renouvellement et le renforcement. Le concessionnaire Enedis privilégie depuis plusieurs années des opérations de rénovation programmée au détriment d'opérations de renouvellement plus structurelle. Le Siéml émet un point de vigilance sur cette tendance et sera particulièrement vigilant quant à l'évolution des indicateurs qualité de la concession.
- **Des investissements pour la performance et une modernisation en demi-teinte** : 11 M€ ont été consacrés à la modernisation du réseau (+ 7 % par rapport à 2022), avec un effort particulier mis sur le poste « résilience des réseaux » (+ 65 % par rapport à 2022) ainsi que sur les

programmes de « prolongation de vie des ouvrages », récemment rebaptisés programmes de « rénovation programmée » (+ 23 % par rapport à 2022). Toutefois, les investissements relatifs aux renforcements HTA, cruciaux pour un réseau vieillissant, sont en forte baisse (- 90 % en un an, - 74 % depuis 2018). Cette baisse structurelle des renforcements, au profit des programmes de rénovation programmée, suscite une réelle alerte de la part du Siéml.

- **Évaluation des politiques de renouvellement et de maintenance programmée** : le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis plusieurs années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé en 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.
- A noter que le Siéml a entrepris depuis quelques temps un travail de **fiabilisation de son inventaire patrimonial et d'intégration de la valeur de ce patrimoine concédé à l'actif du bilan**. Le Siéml souhaite ainsi poursuivre les réflexions, en coordination avec le gestionnaire de réseau Enedis.
 - Concernant la fiabilisation des inventaires : ce travail concerne à la fois la fiabilisation des inventaires parcellaires, des inventaires des supports aériens en identifiant ceux utilisés pour le déploiement d'équipements tiers (fibre, télérelève, vidéoprotection...).
 - Concernant l'intégration et la valorisation comptable de la valeur de ce patrimoine : ce dossier fait notamment suite aux recommandations de la Chambre régionale des comptes et aux conclusions des groupes de travail organisés par la FNCCR au niveau national sur ce sujet. En effet et pour mémoire, la CRC a enjoint le Siéml à réaliser un effort tout particulier pour mieux retracer dans ses comptes les immobilisations concédées. Le syndicat doit ainsi s'efforcer d'intégrer dans son inventaire comptable, à l'actif comme au passif, non seulement les travaux qu'il réalise en tant que maître d'ouvrage, mais aussi ceux réalisés par le concessionnaire Enedis. Un important travail de coordination avec le gestionnaire de réseau devrait donc être opéré dans les prochaines années pour s'accorder sur les montants à intégrer comptablement. Le Siéml a intégré le groupe de travail dédié au niveau de la FNCCR et ne manquera pas de retracer l'évolution de ces échanges dans le cadre des prochains rapports de contrôle. A ce stade, aucune méthodologie n'a pu être validée par l'ensemble des membres du groupe de travail national.
- **Concernant la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente** : les indicateurs liés aux difficultés de paiement des clients résidentiels sont en hausse en 2023, du fait en partie de la crise énergétique, de l'augmentation du tarif réglementé de vente d'électricité, et de la fin des chèques énergie exceptionnels pour l'année 2023. Le nombre de clients en situation de réduction de puissance en fin d'année a notamment augmenté en 2023 : au total, 2 275 opérations de réduction de puissance ont été recensées au cours de l'année 2023. Enfin, le nombre de clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte au cours de l'année 2023, à l'échelle de la concession départementale, est de 22 525 clients. Le Siéml poursuivra dans le cadre des prochains exercices son travail de cartographie de la précarité énergétique avec notamment l'Agence d'urbanisme de la région angevine, Enedis et GRDF. L'objectif de cette étude est de bénéficier d'une connaissance fine (maille IMU) des secteurs où la précarité énergétique est plus importante pour envisager des dispositifs de soutien adaptés, permettant d'accompagner les collectivités dans leurs politiques publiques et les acteurs de l'énergie dans une stratégie coordonnée d'aide aux ménages en précarité énergétique (information, aide au changement d'installation, déploiement d'énergies renouvelables...).