



Mission de  
contrôle 2022  
Rapport  
Enedis-EDF

Données 2021

## Préambule

Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE, ont conclu le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente, pour une durée de 30 ans.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante<sup>1</sup> (le SDEC ÉNERGIE) a concédé :

- la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire),
- et la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) à la société EDF (le Concessionnaire).

Conformément aux dispositions combinées de l'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), de l'article 44 du cahier des charges annexé à la convention susmentionnée et de l'article 9 de l'annexe 1 dudit cahier des charges, le Concédant contrôle l'activité des Concessionnaires.

**Le présent rapport a pour objet de restituer la mission de contrôle 2022 sur les données d'activités des Concessionnaires au titre de l'exercice 2021.** Il compte 5 parties et a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

1. À la qualité du service aux usagers => Partie « Usagers »,
2. Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => Partie « Travaux »,
3. À l'inventaire technique des ouvrages => Partie « Ouvrages »,
4. À la qualité de fourniture et la sécurité => Partie « qualité »,
5. À l'analyse comptable et financière => Partie « Analyse comptable et financière.

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :



Le périmètre géographique de la mission de contrôle n'a pas évolué entre 2020 et 2021. Il porte sur l'ensemble des 528 communes du département Calvados.

La mission de contrôle 2022 (données 2021) a été lancée le 30 mars 2022 par le Syndicat. Enedis et EDF ont communiqué le **Compte Rendu** annuel d'ACTivité (CRAC) de l'année 2021, le 1<sup>er</sup> juin 2022. Ils ont conjointement présenté les données 2021 relatives à leur activité lors d'une réunion qui s'est tenue le 8 juin 2022. Le SDEC ÉNERGIE leur a adressé une série de questions le 14 septembre 2022. Les Concessionnaires ont communiqué leurs réponses à ces questions le 16 décembre 2022. Plusieurs réunions d'audit se sont déroulées les 11 et 12 janvier 2023. Les réponses aux questions posées par le SDEC ÉNERGIE à la suite de ces réunions ont été apportées les 17 et 23 mars 2023.

Il s'agit du troisième exercice de contrôle complet mené sous l'empire de la nouvelle convention de concession conclue le 29 juin 2018. Pour cet exercice, les dispositions du E] de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à ladite convention seront mises en œuvre :

<sup>1</sup> Le SDEC ÉNERGIE peut être dénommé dans le corps de ce rapport, Autorité concédante, le Concédant ou encore l'Autorité organisatrice de distribution d'électricité (AODE).

- Le projet de rapport de contrôle sera notifié aux Concessionnaires qui disposent d'un délai de 8 semaines pour apporter leurs observations.
- Un exemplaire du rapport de contrôle final leur sera transmis.
- Les Concessionnaires présentent le cas échéant les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'Autorité concédante dans un délai de 4 semaines.

## Les faits marquants de 2021

**1** - À fin 2021, ce sont près de **340 nouveaux contrats de concession** qui ont été renégociés (soit 92%) pour une durée moyenne d'environ 30 ans entre les Autorités concédantes et les Concessionnaires.

**2** - Le 21 janvier 2021, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT). Cette délibération définit le cadre de régulation d'Enedis sur la période 2021-2024. **Le TURPE 6** s'inscrit dans la continuité du TURPE 5. Le TURPE 6 porte une hausse tarifaire moyenne au 1<sup>er</sup> août 2021 de 0,91 %.

**3 - Reprise économique et forte hausse des demandes de raccordement** : L'essor des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, conjugué à la reprise économique, se sont traduits par une forte croissance des demandes de raccordement, qu'ils soient destinés à des consommateurs ou à des producteurs.

**4 - La flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros<sup>2</sup>**: La demande de gaz naturel a été portée par la reprise vigoureuse de l'activité industrielle mondiale en 2021. Les importations de gaz au 1<sup>er</sup> semestre 2021 ont été inférieures aux années précédentes et insuffisantes compte tenu de la demande, ce qui a entraîné une augmentation des prix du gaz. L'électricité ne pouvant être stockée et la production s'ajustant à chaque instant à la demande en conséquence, le prix de l'électricité est déterminé par les coûts de la dernière centrale appelée pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. La reprise forte de l'activité mi-2021 s'est traduite par un pic de demande d'électricité satisfaite par la mise en service de centrales à gaz, dont le coût a fortement augmenté. En fin d'année, la baisse importante de la disponibilité du parc nucléaire a contribué à renforcer la hausse des prix de gros de l'électricité. Ainsi, les prix journaliers s'établissent en moyenne en 2021 à 109,2 €/MWh, **soit un doublement** par rapport au niveau moyen constaté ces dernières années.

**5 - La hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros en 2021 s'est répercutée sur les marchés de détail<sup>3</sup>**. Plusieurs mesures ont été déployées afin de limiter l'augmentation des prix de détail de l'électricité :

- Le Gouvernement a fixé par arrêté, en janvier 2022, un barème des TRV (tarifs réglementés de vente d'électricité) en plafonnant leur hausse à 4 % TTC en moyenne. Sans cette décision du Gouvernement au 1<sup>er</sup> février 2022, l'augmentation des TRV aurait été de 45 % HT, avant abaissement de la TICFE<sup>4</sup> à son seuil minimal, ce qui aurait alors limité la hausse à 20,12 % TTC.
- Avant la mise en place du bouclier tarifaire pour la fourniture de gaz naturel au 1<sup>er</sup> novembre 2021, le Gouvernement avait mis en place plusieurs mesures de protection des consommateurs, dont un chèque énergie exceptionnel de 100 € envoyé courant décembre à 5,8 millions de ménages modestes en France. Il s'est ajouté au chèque énergie existant (150 € en moyenne) et ses bénéficiaires peuvent l'utiliser pour régler leurs factures d'énergie, leurs charges de chauffage ou des dépenses liées à la rénovation énergétique de leur logement. De plus, une indemnité inflation de 100 € a été attribuée pour les personnes ayant un revenu inférieur à 2 000 € net par mois.

**6 - la flambée des prix a entraîné l'arrêt de l'activité en France de trois fournisseurs et la disparition d'un autre**. À cette occasion, le Gouvernement a désigné le 3 novembre 2021 EDF comme « fournisseur de

<sup>2</sup> Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises). Les données de ce paragraphe sont tirées du Rapport 2021 de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>3</sup> Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité des clients finals, par opposition au marché de gros.

<sup>4</sup> Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité : En vertu de la loi de finances pour 2022, le Gouvernement a baissé cette taxe à son taux minimal.

secours en électricité à titre transitoire pour la zone de desserte d'Enedis et pour toutes les catégories de clients », afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs en cas de défaillance de leur fournisseur.

**7 - Poursuite de l'ouverture du marché de fourniture d'électricité** : À la maille nationale, 39,7% des sites résidentiels et non résidentiels du marché de détail ont choisi une offre de marché, 60,3% sont aux TRV. S'agissant des flux de consommation, 72% sont fournis en offre de marché et 28% le sont aux TRV. Par ailleurs, au 31 décembre 2021, 93 fournisseurs ont signé un contrat GRD-F<sup>5</sup> avec Enedis. Ce nombre a été multiplié par deux en cinq ans. 93% des parts de marché sont détenues par trois fournisseurs.

**8 - Fin, au 31 décembre 2021, du déploiement en masse des compteurs Linky** : 34,3 millions de compteurs posés, plus de 90% des foyers en sont désormais équipés. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) dresse un bilan positif de ce déploiement.

**9 - Raccordements des installations EnR, autoconsommation**: En 2021, Enedis a raccordé plus de 3,7 GW d'installations EnR, soit plus du double qu'en 2020 et franchi à mi-année le cap d'un demi-million de sites raccordés au réseau. À fin 2021, plus de 148 000 installations avec une composante autoconsommation sont raccordées contre 96 000 un an auparavant. L'autoconsommation représente près de 94% des nouveaux raccordements réalisés pour les petites installations (< 36 kVA), essentiellement photovoltaïques).

**10** - L'année 2021 a confirmé l'accélération de la pénétration du véhicule électrique en France. En effet, ce sont près de **276 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables qui ont été immatriculés depuis janvier 2021, soit 75% de plus qu'en 2020**. La France est le deuxième pays européen où l'on achète le plus de véhicules 100% électriques et deux véhicules électriques sur trois sont acquis par des particuliers.

**11** - En 2021, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités par la CRE dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation (critère B et critère M<sup>6</sup>). Ainsi et au principal, **l'indicateur critère B**, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de **56 min en 2021**, pour un objectif fixé à 62 min. Ce niveau est le plus faible atteint avec la méthode de calcul actuelle et représente une diminution de plus de 4 % par rapport au niveau de 2020 (58,4 min) qui était déjà lui-même le plus bas niveau atteint depuis 2010. **Cette bonne performance d'Enedis sur les indicateurs mesurant la durée moyenne de coupure en 2021 est principalement due à une année très calme sur le plan des évènements climatiques, ce qui a causé peu de perturbations sur le réseau.**

**12- Plusieurs dispositions de la loi Climat et Résilience du 22 août 2021** concernent le domaine de la distribution d'électricité, il s'agit notamment de la création dans chaque région d'un comité régional de l'énergie associant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE pour le Calvados) et les GRD (Gestionnaires de réseau de distribution) afin de favoriser la concertation sur les questions liées à l'énergie au sein des régions et de la création des zones d'accélération des installations de production d'énergie renouvelable.

**13** - EDF a pris en 2021 la **décision de mettre fin aux coupures d'alimentation pour impayés**, à compter de cette année 2022. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet en avril 2022 (c'est-à-dire en sortie de trêve hivernale), et s'applique dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

**14** - **Plusieurs textes réglementaires concernant les activités d'Enedis ont été publiés**, notamment :

---

<sup>5</sup> Contrat liant le distributeur (Enedis) et les fournisseurs d'électricité.

<sup>6</sup> L'indicateur critère M, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de 37,2 min en 2021, pour un objectif fixé de 42,1 min. Ce niveau est en diminution de 4 % par rapport au niveau atteint en 2020 (38,9 min) et est le plus faible atteint lors depuis 10 ans.

- Les arrêtés des 13 et 17 avril 2021 relatifs aux aides pour l'électrification rurale : ces textes élargissent les objectifs du CAS-Facé<sup>7</sup> afin d'accompagner des actions plus novatrices en faveur de la transition énergétique en milieu rural, rénovent les modalités de gestion du CAS FACÉ et répartissent les 360 M€ d'aides pour 2021 entre les différents programmes,
- l'arrêté du 27 avril 2021 qui a modifié les dispositions de l'arrêté du 12 mai 2020 rehaussant à 5 000 kVA le niveau de puissance de raccordement des IRVE ouvertes au public installées sur les autoroutes et routes expresses pour bénéficier de la prise en charge par le TURPE à hauteur de 75% des coûts de raccordement,
- les décrets et les arrêtés du 10 mai 2021 qui décrivent les modalités d'élaboration de validation et de suivi des schémas directeurs de développement des infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables,
- le décret du 5 juillet 2021 relatif à l'autoconsommation collective dans les habitations à loyer modéré qui précise les modalités d'information des locataires de ces habitations et de leur droit de retrait d'une opération d'autoconsommation collective,
- l'arrêté du 12 juillet 2021 qui prévoit que le GRD peut proposer aux producteurs d'énergie renouvelable des offres de raccordement alternatives en complément de l'offre de raccordement de référence,
- l'arrêté tarifaire pour les installations photovoltaïques du 6 octobre 2021, dit « S21 » relève le plafond du guichet à 500 kW pour ces installations implantées sur bâtiments, hangars ou ombrières et permet à un producteur de pouvoir injecter tout ou partie de son surplus dans le périmètre d'une opération d'autoconsommation collective et, le cas échéant, de vendre le « surplus du surplus » à EDF Obligation d'Achat (OA) à un tarif bonifié.

#### Par ailleurs sur le plan local,

**1** - Le 1<sup>er</sup> janvier 2021 est entrée en vigueur la **nouvelle répartition des communes du département du Calvados au titre du régime d'aide à l'électrification rurale** (i.e CAS Facé - Arrêtés préfectoraux du 23 décembre 2020 et 8 février 2021). Ce classement sera maintenu jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2027. Le département comptabilise 528 communes dont désormais, 438 dites rurales, 78 dites urbaines et 12 dites mixtes<sup>8</sup> (Condé-en-Normandie, Isigny-sur-Mer, Le Hom, Les Monts d'Aunay, Livarot-Pays-d'Auge, Mézidon Vallée d'Auge, Moulton-Chicheboville, Pont-l'Évêque, Rots, Saint-Pierre-en-Auge, Thue et Mue, Vire Normandie). Le nouveau régime d'électrification a entraîné le reclassement d'un nombre très limité de communes.

**2** - Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont réalisé en commun le bilan des investissements 2019/2021 et ont dressé les perspectives d'investissements 2022 dans le cadre de la **9<sup>e</sup> conférence départementale**<sup>9</sup> qui s'est tenue le 22 novembre 2021.

**3** - En 2021, Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont modifié les dispositions contractuelles les liant en concluant plusieurs avenants ou conventions :

- **L'avenant n° 3 à la convention de concession** : cet avenant a pour objet de préciser le régime de maîtrise d'ouvrage sur le territoire des communes mixtes au titre du CAS-Facé jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2027,
- les avenants n° 2 à la convention d'intervention et à la convention de branchement,
- et la convention pour un référentiel commun relatif au terme I de la redevance R2.

<sup>7</sup> Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) a été instauré en 1936. Le CAS Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les AODE dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales. Schématiquement, les communes rurales sont celles de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Ce classement est revu l'année qui suit les élections municipales (renouvellement général des conseils municipaux).

<sup>8</sup> Une commune est dite mixte au titre du CAS Facé lorsqu'elle intègre des territoires urbains et ruraux.

<sup>9</sup> La loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME impose aux deux maîtres d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité à savoir sur le périmètre du département du Calvados Enedis et le SDEC ÉNERGIE établir un bilan ainsi qu'un compte rendu de leur politique d'investissement et de développement des réseaux. La loi du 17 août 2015 (dite loi TECV, loi de transition énergétique pour la croissance verte) a renforcé les enjeux de ce rendez-vous annuel en instituant un cadre national et un formalisme à la présentation des décisions locales.

**4** - Conformément aux dispositions relatives à la **qualité de la distribution d'électricité**, Enedis a communiqué au Syndicat les 13 mai 2022 et le 30 juin 2022, les évaluations de la tenue globale de la tension et de la continuité au titre de l'exercice 2021. Ces résultats de ces évaluations sont présentés en détail dans la 4<sup>e</sup> partie du présent rapport.

**5** - Monsieur Jean-Olivier MARTIN, Directeur Régional Poitou-Charentes, a pris ses fonctions de **Directeur Régional d'Enedis en Normandie le 6 avril 2021**. Il a succédé à Monsieur **Philippe GUILLEMET**, nommé Directeur Opérations et Patrimoine au siège de la Direction Technique d'Enedis.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>I - LES USAGERS .....</b>	<b>9</b>
1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé.....	9
2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance.....	10
3. Les volumes consommés par segment de puissance .....	11
4. Les usagers en injection, les producteurs .....	12
5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence .....	13
6. La relève des compteurs et le compteur Linky™ .....	17
7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements) .....	21
8. Les raccordements.....	23
9. Les indemnités versées par Enedis .....	25
10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis .....	27
11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF.....	28
12. EDF et les réclamations écrites.....	30
13. EDF et la solidarité .....	31
14. EDF et le chèque énergie.....	31
15. La satisfaction des usagers .....	32
16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV .....	33
17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis.....	34
18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF .....	35
<b>II - LES TRAVAUX.....</b>	<b>36</b>
1. La répartition des travaux.....	36
2. Les travaux mis en concession par Enedis.....	37
3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis.....	38
4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis .....	38
5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques .....	39
6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes .....	40
7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV.....	42
8. Les travaux d'élargissement .....	43
9. Le contrôle des programmes annuels.....	44
10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022.....	45
11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE.....	46
12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage.....	47
13. Les travaux et l'environnement.....	49
14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	51
<b>III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION .....</b>	<b>52</b>
1. Le réseau de distribution d'électricité 2021 .....	52
2. Les canalisations HTA et BT.....	53
3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT.....	54
4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus .....	55
5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques.....	57
6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP.....	59
7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources.....	60
8. Les départs HTA et BT et les OMT .....	62
9. Les branchements collectifs .....	62
10. L'âge moyen des réseaux BT .....	63
11. L'âge moyen des réseaux HTA.....	64
12. La concordance globale des bases techniques et comptables.....	66
13. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES .....	69
<b>IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ .....</b>	<b>70</b>
1. La qualité de fourniture.....	70
2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale.....	70

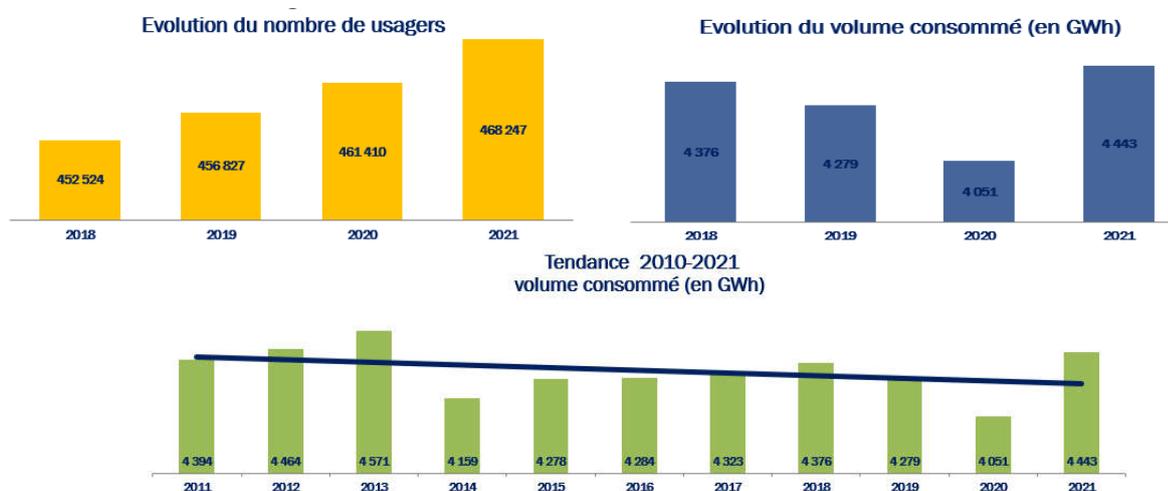
3.	L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département en 2021 .....	72
4.	L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département .....	73
5.	Les départs en contrainte de tension .....	73
6.	La qualité de la continuité d'alimentation .....	75
7.	L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département .....	75
8.	L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation.....	76
9.	La continuité d'alimentation : évolution du critère B .....	77
10.	Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal.....	79
11.	Le critère B HIX hors RTE communal 2021 .....	80
12.	La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT .....	81
13.	La continuité d'alimentation : critères D et M .....	82
14.	Les fréquences de coupures .....	82
15.	Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021.....	83
16.	BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ.....	87

## **V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES..... 88**

1.	La valeur brute d'actif : montant et évolution .....	88
2.	La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages.....	88
3.	La localisation des ouvrages .....	90
4.	L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité .....	92
5.	Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021.....	92
6.	Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux).....	93
7.	Les origines de financement des ouvrages (stock).....	94
8.	Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis.....	96
9.	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE.....	99
10.	Les différentes valeurs comptables en k€.....	101
11.	Les pratiques d'amortissements.....	102
12.	Les taux d'amortissements.....	104
13.	Les provisions pour renouvellement (PR) .....	105
14.	L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices	106
15.	L'évolution des droits du Concédant.....	108
16.	L'évolution du ticket de sortie .....	110
17.	Le compte d'exploitation : qualité de l'information.....	111
18.	Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non.....	111
19.	Le compte d'exploitation : évolution des produits.....	112
20.	Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre.....	114
21.	Le compte d'exploitation : évolution des charges .....	114
22.	Le compte d'exploitation : le résultat.....	116
23.	Les flux financiers.....	117
24.	BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE.....	118

# I - LES USAGERS

## 1. Le nombre d'utilisateurs en soutirage et le volume consommé



Enedis communique dans le cadre des missions de contrôle le nombre de Points De Mesure (PDM) actifs en soutirage sur le périmètre de la concession au 31 décembre de l'année N.

Le PDM est un point de mesure placé au niveau du compteur. Il est dit **actif** lorsqu'il est rattaché un contrat de fourniture (que ce contrat ait enregistré de la consommation ou non au cours de l'année).

**Par simplification, au titre du présent rapport, le nombre de PDM actifs représente le nombre d'utilisateurs en soutirage<sup>10</sup>.**

Enedis communique également, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. Il faut différencier ce volume d'énergie du volume d'énergie consommée puisqu'une part de cette énergie peut ne pas avoir été facturée.

Par ailleurs, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. n'est pas strictement égal au volume d'énergie acheminée, car il ne prend pas en compte les pertes techniques (les pertes techniques sont liées notamment à échauffement des ouvrages ou à certaines conditions climatiques).

**Par simplification, au titre du présent rapport, le volume d'énergie acheminée et facturée est dénommé volume consommé.**

**En 2021, le nombre d'utilisateurs en soutirage du réseau de distribution continue d'augmenter à un rythme similaire à celui observé les années précédentes (+ 1,5%).** La croissance du nombre d'utilisateurs autour de 1% est récurrente depuis 2004.

**Le nombre d'utilisateurs en soutirage du réseau de distribution s'établit à 468 247 usagers.**

**Le volume consommé par ces usagers s'établit à 4 443 GWh. Il progresse fortement en 2021 (9,7%).**

Cette hausse importante intervient après deux exercices où la consommation était en retrait. En valeur absolue, c'est la plus forte évolution constatée depuis 2014. Il est à noter, cependant, que l'évolution du volume consommé reste sur une tendance baissière sur une chronologie de 10 ans.

L'augmentation du volume consommé à la maille de la Concession est supérieure à celle constatée à la maille nationale.

<sup>10</sup> Usagers qui soutirent de l'électricité et qui sont à différencier des producteurs qui injectent de l'électricité, dans le réseau de distribution d'électricité.

**Le Bilan Électrique produit par Enedis expose que la consommation sur son périmètre a connu une hausse de 4,8 %, cette évolution s'expliquant principalement par l'allègement des mesures sanitaires et par des températures légèrement inférieures aux normales saisonnières. Interrogés sur l'existence de ce différentiel, les représentants d'Enedis ont précisé qu'ils ne disposaient pas d'études ou d'éléments qui l'expliqueraient.**

**Il est à noter que les requêtes informatiques d'Enedis ne permettent plus d'obtenir le nombre d'utilisateurs en soutirage, les puissances souscrites, le volume d'énergie consommé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.**



**Cet état de fait interdit donc désormais de ventiler ces données en fonction du régime d'électrification applicable sur les différents territoires de ces communes et notamment pour les communes mixtes au titre de ce régime. Cet état de fait dégrade la qualité des données communiquées au Concedant.**

## 2. Le profil des utilisateurs en soutirage par segments de puissance

Le tableau ci-dessous indique les profils des utilisateurs en soutirage par segments de puissances de raccordement souscrites ainsi que par tranches tarifaires pour les TRV délivrés par le fournisseur EDF :

Segments de puissance de raccordement souscrite <sup>11</sup>	Codification Enedis	TRV EDF	Utilisateurs concernés
CARD P > 250 kVA	C1	VERT En extinction	CARD (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs...
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs...
P < 250 kVA	C3		Industries, collectivités locales...
36 kVA < P ≤ 250 kVA	C4	JAUNE En extinction	Collectivités locales, professionnels...
P ≤ à 36 kVA	C5	BLEU	Utilisateurs domestiques, petits professionnels, collectivités locales...

**En 2021, les utilisateurs de la catégorie C5 représentent un peu moins de 99 % des utilisateurs, tous segments tarifaires confondus.** Le nombre d'utilisateurs appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1,5 % et 2,4 %. Dans le même temps, le nombre d'utilisateurs de la catégorie C1 à C3 progresse légèrement de 0,2%.

Nombre d'utilisateurs	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	446 801	450 998	455 512	462 226	1,5%	99%	6 714
36 kVA < P < 250 kVA	C4	4 754	4 870	4 940	5 061	2,4%	1%	121
P > 250 kVA	C1 à C3	969	959	958	960	0,2%	0,2%	2
<b>Nombre d'utilisateurs de la Concession</b>		<b>452 524</b>	<b>456 827</b>	<b>461 410</b>	<b>468 247</b>	<b>1,5%</b>		<b>6 837</b>

<sup>11</sup> C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD (contrat passé entre un utilisateur et un distributeur d'électricité qui ne couvre que l'acheminement d'électricité).

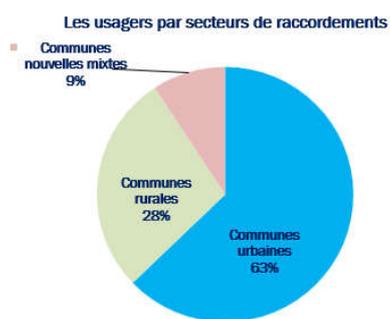
C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.

C3 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée.

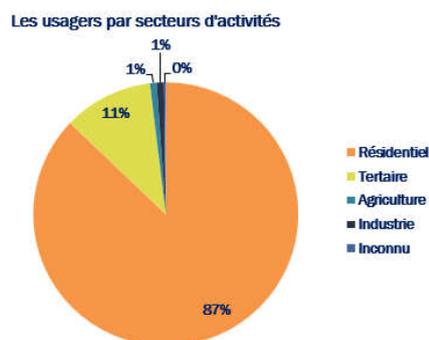
C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

**28%** des usagers sont raccordés en secteur rural au titre du financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) tandis que **63%** des usagers sont raccordés en zone urbaine et **9%** des usagers résident sur le territoire de communes nouvelles dites mixtes au titre du CAS Facé c'est-à-dire réunissant des communes préexistantes à la création aux communes nouvelles appartenant pour partie au régime rural d'électrification et en zone urbaine. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **87%** des usagers sont issus du secteur résidentiel et **11%** du secteur tertiaire.



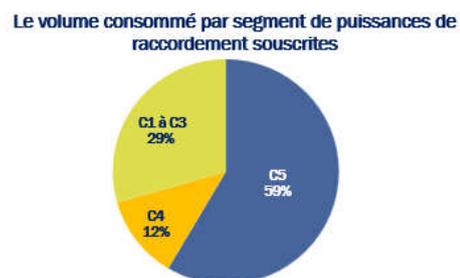
### 3. Les volumes consommés par segment de puissance

Volumes consommés en GWh	Codification Enedis	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	2 468	2 384	2 286	2 599	14%	59%	314
36 kVA < P < 250 kVA	C4	553	551	502	535	7%	12%	33
P > 250 kVA	C1 à C3	1 355	1 344	1 263	1 309	4%	29%	46
<b>Ensemble de la consommation</b>		<b>4 376</b>	<b>4 279</b>	<b>4 051</b>	<b>4 443</b>	<b>10%</b>		<b>392</b>

En 2021, les volumes consommés pour tous les segments de puissance de raccordement souscrite progressent.

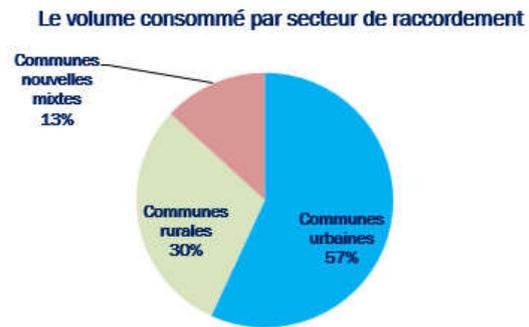
Les volumes appartenant à la **segmentation C5** progressent de **14 %** par rapport à l'exercice précédent (+ 314 GWh), c'est la plus forte progression enregistrée depuis 2011. Les volumes appartenant à la segmentation C4 augmentent de 7%. Les volumes appartenant à la segmentation C1 à C3 sont en hausse de 4%.

Le volume consommé par les usagers de la tranche **C5** représente **59%** du volume consommé global contre 12% pour la tranche C4 et 29% pour les tranches C1 à C3.

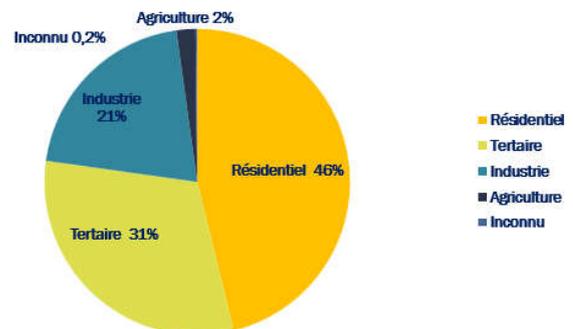


La part du volume consommé par les usagers des communes urbaines représente **57%** du volume global. Cette part se restreint légèrement par rapport à 2020 (-1 %).

La part du volume consommé par les usagers des communes rurales représente **30%** du volume global, en progression de 2% par rapport à l'exercice précédent. Le volume consommé par les usagers des communes nouvelles mixtes reste stable et représente **13%** du volume global consommé.



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **46%** du volume consommé est destiné au secteur résidentiel, **31%** au secteur tertiaire et 21% au secteur de l'industrie.

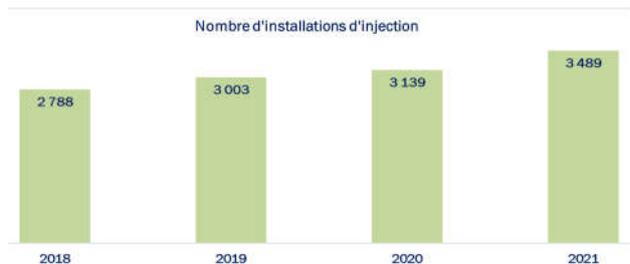


#### 4. Les usagers en injection, les producteurs

Selon Enedis, son activité à la maille nationale en direction des producteurs a été exceptionnelle en 2021 : environ 61 000 installations ont été mises en service, dont 52 200 installations en autoconsommation, **soit deux fois plus de raccordements qu'en 2020**. Ces raccordements au réseau public de distribution exploité par Enedis ont représenté une puissance totale cumulée de production d'environ 3,7 GW (contre 1,8 GW en 2020), dont près de 1 GW pour l'éolien et plus de 2,5 GW pour les installations photovoltaïques.

À la maille de la concession, **3 489 installations de production d'énergies renouvelables sont raccordées au réseau de distribution d'électricité**. Le nombre d'installations progresse de 5 % en 2021. Cette progression est liée à l'évolution naturelle du nombre d'installations, mais aussi à une évolution des modalités de dénombrement du Concessionnaire en 2021.

On relèvera sur ce point que désormais les autoconsommateurs totaux (producteurs qui n'injectent pas sur le RPD) sont comptabilisés dans les données.



**98 % des installations sont des installations photovoltaïques, 95% sont des installations BT ≤ 36 kVA.**

Quantité d'énergie produite des sites d'injection par filière En MWh	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021 En %	Part 2021	Évolution 2020/2021 En nombre
Photovoltaïque	9 336	28 574	28 560	38 328	34%	9%	9 768
Éolien	293 049	329 382	365 054	308 947	-15%	71%	-56 107
Hydraulique	6 011	5 081	4 970	5 130	3%	1%	160
Autre	100 959	93 242	91 865	83 691	-9%	19%	-8 173
<b>Ensemble des quantités injectées</b>	<b>409 355</b>	<b>456 279</b>	<b>490 449</b>	<b>436 096</b>	<b>-11%</b>		<b>-54 353</b>

Les valeurs communiquées par Enedis concernant les quantités d'énergie injectées et les puissances de raccordement des installations sont calculées de façon à protéger les données à caractère personnel (DCP), ainsi que les informations commercialement sensibles (ICS) des utilisateurs du réseau : les puissances souscrites et les quantités d'énergie injectées des installations BT ≤ 36 kVA éoliennes, hydrauliques et autres ne sont donc pas communiquées.

**La quantité d'énergie produite par les sites d'injection se contracte de 11% et atteint 436 096 MWh, elle représente 10% du volume distribué sur le périmètre de la concession.**



Cette baisse pourrait être liée au fait que le Concessionnaire a affiné ses méthodes de comptabilisation pour certains producteurs HTA, il précise notamment sur ce point que « Ces évolutions peuvent induire des ruptures de chronique ». **L'évolution de cette donnée sera à surveiller lors du prochain exercice.**

**71% du volume injecté provient d'installations éoliennes et 9% des installations photovoltaïques.**

**Les installations éoliennes représentent 65% de la puissance des installations de production, les installations photovoltaïques représentant 22% de la puissance des installations de production.**

## 5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, les consommateurs d'électricité peuvent choisir entre deux types d'offre de fourniture d'électricité :

- Une offre à prix de marché, le prix de cette offre est fixé par les fournisseurs d'électricité,
- Une offre à prix réglementés de vente, ou TRV. **Cette offre est proposée uniquement par EDF**, en raison de sa qualité de fournisseur d'électricité historique.

Fixés par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE, les TRV visent à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité **plus stable** que les prix de marché, **s'agissant d'un bien de première nécessité**. Les évolutions des tarifs réglementés de vente peuvent intervenir une à deux fois par an, toujours sur proposition de la CRE et décision des pouvoirs publics.

**Jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2016, 3 tarifs réglementés de vente étaient proposés :**

- **Le tarif bleu** qui désigne le tarif applicable aux compteurs dont la puissance est égale ou inférieure à 36 kVA. Le tarif bleu est destiné aux particuliers et aux petits professionnels.
- **Le tarif jaune** qui s'applique aux compteurs électriques dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Il correspond aux besoins des entreprises.
- **Le tarif vert** est destiné aux usines et aux entreprises à très forte consommation. Ce tarif concerne les compteurs dont la puissance est supérieure à 250 kVA.

Depuis cette date, seul perdure le tarif bleu, les tarifs jaune et vert ne sont plus proposés.

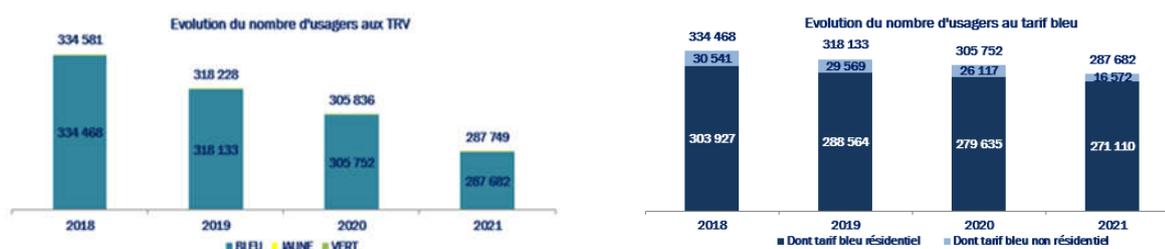
A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, les offres au tarif bleu sont caduques pour les entreprises et professionnels ayant une puissance de compteur inférieure ou égale à 36 kVA. Seules les TPE peuvent encore souscrire ce tarif (< 10 salariés et chiffre d'affaires, recettes ou le total du bilan, annuels < 2 M€).

Le tarif bleu est proposé par EDF avec différentes options afin de s'adapter à tous les profils de consommateurs :

- **L'option « Base »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 3, 6, 9, 12 et 15 kVA. Les consommations sont réparties sur une seule période tarifaire.
- **L'option « heures pleines / Heures Creuses »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur deux périodes tarifaires : heures pleines (16 heures par jour) et heures creuses (8 heures par jour). Les heures creuses sont déterminées par le gestionnaire du réseau électrique. Elles peuvent être contiguës ou non contiguës et sont impérativement fixées entre 12 h et 17 h et entre 20 h et 8h.
- **L'option « Tempo »** : Cette option est toujours disponible à la souscription pour les puissances de 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur six périodes tarifaires déterminées en fonction de l'heure de la journée (16 heures en heures pleines et 8 heures en heures creuses, de 22 h à 6 h le lendemain matin) et de la couleur du jour : 22 jours rouges par an, compris entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars (sauf samedi et dimanche), 43 jours blancs, 300 jours bleus.
- **L'option « EJP » (Effacement Jour de Pointe)** : Cette option n'est plus disponible depuis 1998. Dans le cadre de cette option, le prix du kilowattheure est identique toute l'année, excepté 22 jours par an appelés « jours de pointe » (18 heures par jour), compris entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars.

Dans le cadre de la mission de contrôle, EDF communique le nombre de contrats conclus aux TRV et les consommations associées. Afin de simplifier la lecture des données, le nombre de contrats est dénommé ci-dessous, le nombre d'utilisateurs.

Sur le périmètre de la concession, le nombre d'utilisateurs bénéficiant des TRV décroît chaque année depuis 2015. En 2021, il s'établit à 287 749, en retrait de 6 % par rapport à 2020. 94 % des utilisateurs aux TRV bénéficiant d'une offre au tarif bleu sont des utilisateurs résidentiels.



Ce mouvement de baisse est lié à :

- L'ouverture totale du marché au 1<sup>er</sup> janvier 2007 et la mise en place d'une dynamique concurrentielle depuis lors.
- L'augmentation du nombre de fournisseurs alternatifs depuis 2016 et de leurs offres.
- La réduction de l'assiette des utilisateurs aux TRV (disparition des tarifs jaune et vert depuis le 31/12/2015 et au 31/12/2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont réservés aux consommateurs résidentiels et aux consommateurs non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes, ou le bilan annuel sont inférieurs à 2 millions d'euros).
- Au positionnement commercial des offres aux TRV vis-à-vis des autres offres de fourniture d'électricité. On note en 2021 une progression à la hausse du prix de vente de l'électricité sur le marché de détail (+1.93% et +0.48% pour les tarifs bleus résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> février 2021 et du 1<sup>er</sup> août 2021, +3.23% et +0.38 % pour ce qui concerne les tarifs bleus résidentiels). Il est à

noter sur le plan de la comparaison des offres l'offre TRV est mieux positionnée vis-à-vis des autres offres de marchés au 31/12/2021 qu'au 31/12/2020 (Observatoire Marché de détail –CRE- T4-2021).

- La fluidité du marché de détail pour les petits consommateurs est assurée grâce à la possibilité de changer à tout moment et sans frais de fournisseur sur tout le territoire.

Seuls 67 usagers bénéficient encore des tarifs jaune et vert. (TRV supprimés au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et maintenus à quelques rares exceptions énumérées à l'article R338-17 du Code de l'énergie).

En 2021, le nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel baisse quelle que soit son option, les baisses en pourcentage les plus importantes se situent sur les options EJP et Tempo.

Ces baisses s'expliquent par l'extinction de ces options pour tous les usagers bénéficiant des tarifs bleus pour ce qui concerne l'option EJP et seulement les usagers bénéficiant des tarifs bleus non résidentiels, pour ce qui concerne l'option TEMPO.

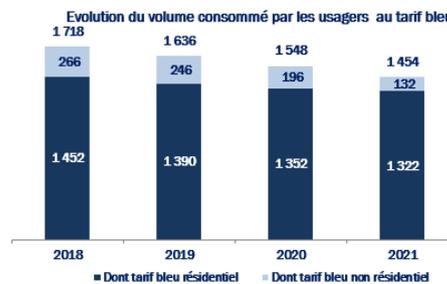
Interrogé sur les éléments expliquant la moindre part et l'érosion du nombre d'usagers bénéficiant du tarif bleu résidentiel option tempo alors qu'elle représente la seule offre à effacement existant à grande échelle sur le marché des usagers résidentiels, EDF a indiqué : « L'érosion s'explique notamment par la perte d'attractivité financière de cette option par rapport aux autres options dans les grilles tarifaires proposées par la CRE jusqu'au mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> février 2022 qui a bien repositionné l'option Tempo ».



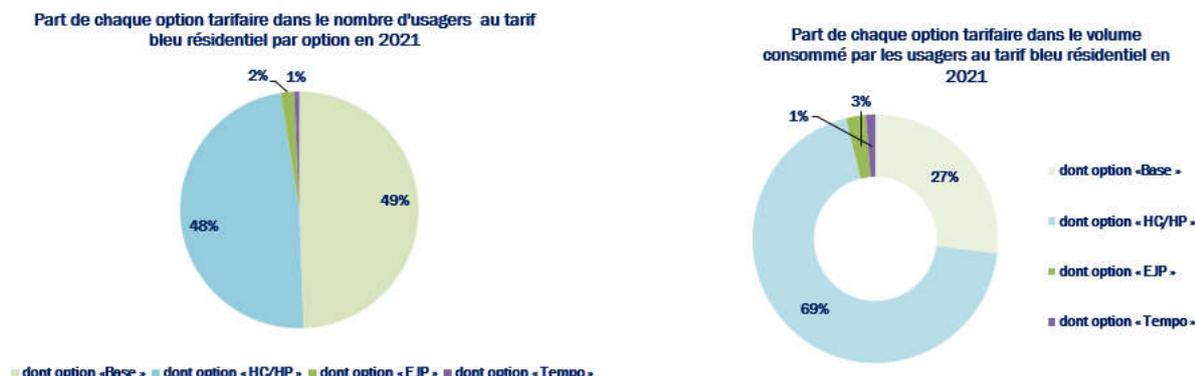
L'évolution du nombre d'usagers tarif bleu résidentiel option tempo sera à mesurer lors du prochain exercice.

Les usagers aux TRV ont consommé 1 456 GWh en 2021. Le volume consommé par les usagers aux TRV s'établit à la baisse lui aussi de 6% par rapport à 2020. Cette baisse est continue depuis 2015.

99,8% du volume d'énergie consommé par les usagers aux TRV est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre au tarif bleu, dont 91 % par des usagers résidentiels et 9% par des usagers non résidentiels.



49% des usagers résidentiels bénéficient de l'option de base et 49% de l'option « Heures Creuses ». 69% du volume consommé par les usagers résidentiels bénéficiant d'une offre au tarif bleu est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre dotée de l'option « Heures Creuses/Heures Pleines ».

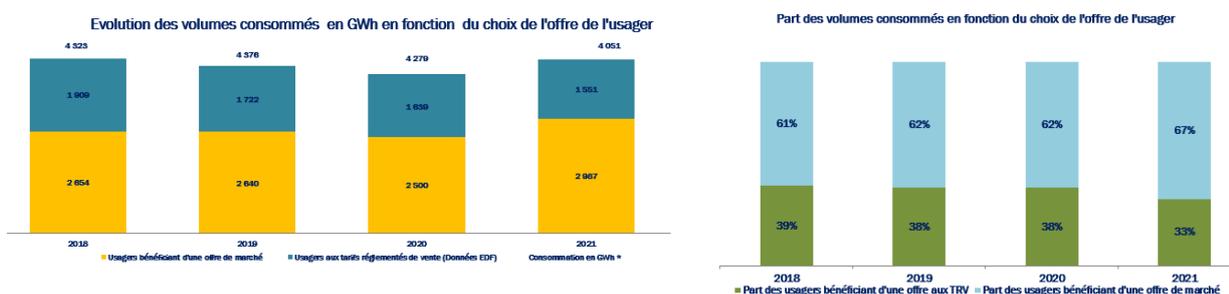


À partir du nombre de points de mesure et du volume consommé, communiqués par Enedis, le Concédant calcule :

- d'une part, la part du nombre d'usagers bénéficiant des TRV et la part du nombre d'usagers bénéficiant d'une offre de marché,
- et d'autre part, la part du volume consommé par les usagers bénéficiant des TRV et la part du volume consommé par les usagers bénéficiant d'une offre de marché.



Sur la base de ce calcul, en 2021, 61,5% des usagers de la concession sont des usagers bénéficiant des TRV, cette part est en baisse de 5 points par rapport à celle calculée en 2020, ces usagers consomment 33% du volume d'électricité acheminé.



Ces données sont similaires à celles relevées au niveau national par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avec cependant à la maille de la concession une part de la consommation destinée aux offres aux tarifs réglementés de vente plus importante.

Au 31 décembre 2021, la CRE relève qu'environ 40% des sites sont en offre de marché (soit 60% de sites en offre aux tarifs réglementés de vente) et environ 72% de la consommation est fournie par des offres de marché (soit 28 % des consommations fournies par les offres aux tarifs réglementés de vente).

Les données communales relatives aux usagers bénéficiant des TRV pour l'exercice 2021 qui ont été transmises par EDF sont partielles, car elles ont été « secrétisées ».

Le Concessionnaire refuse de communiquer, par tarif, le montant des recettes / la quantité d'électricité consommée/le nombre de PDL actifs et la somme des puissances totales pour le tarif bleu résidentiel et le tarif bleu non résidentiel, lorsque le nombre de consommateurs est inférieur ou égal à 10 points de consommation et/ ou le volume consommé inférieur à 200 MWh.

EDF justifie sa position au motif que l'article D111-52 du Code de l'énergie complété par un arrêté du 18 juillet 2016 impose la secrétisation au public de ces données lorsque les conditions exposées ci-dessus sont réunies.



Le Concédant s'oppose à cette décision pour les motifs suivants :

- Les dispositions reprises ci-dessus s'appliquent à la mise à disposition de données dans le cadre de la planification énergétique et non au contrôle de concession.
- La mission de contrôle visée à l'article L2224-31 du CGCT impose au Concédant de transmettre au Concédant les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences. Les données de consommation à la maille communale et par tarif sont utiles au contrôle du bon accomplissement de la mission de contrôle, car ces données, lorsqu'elles sont non secrétisées à la maille communale, permettent de vérifier la donnée à la maille concessive communiquée par le Concessionnaire et donc les évolutions du nombre de consommateurs et du volume consommé d'une année sur l'autre notamment.
- Le Concédant souligne qu'il est donc désormais dans l'impossibilité de reconstituer ces données à la maille concessive en partant des données à la maille communale.

## 6. La relève des compteurs et le compteur Linky™

### 6.1 La relève des compteurs

Enedis doit facturer au minimum une fois dans l'année les consommations des usagers sur index réel. Dans les faits, le gestionnaire effectuait deux relèves par an, chacune espacée de 6 mois.

De plus, il est à noter qu'aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

La relève des compteurs, qui est une des missions du Concessionnaire, a vu sa portée profondément revue par le déploiement du compteur LINKY™.

Pour les usagers disposant d'un compteur communicant, il n'y a plus de relève physique. En effet, les index de consommation sont directement télérelevés (relève à distance).

**En 2021, un peu moins de 91% des usagers C5 de la concession disposent d'un compteur LINKY™ et voient leurs consommations télérelevées sans intervention d'un releveur à pied.**

Les autres usagers disposant de compteurs d'ancienne génération nécessitent encore une relève à pied. C'est ce qu'on appelle « la relève résiduelle ».

Pour ces derniers, à la suite de l'achèvement du déploiement en masse des compteurs LINKY™, le 31 décembre 2021, deux périodes successives vont se succéder :

- Une phase transitoire (2022-2024), durant laquelle seuls les usagers « muets » (c.-à-d. usagers non équipés de compteur LINKY™, n'ayant pas permis à Enedis l'accès à leur compteur et n'ayant pas mis à la disposition d'Enedis leurs index de consommation durant 12 mois) seront facturés d'un coût supplémentaire, à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux

mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué, d'un montant de 8,48 € tous les deux mois (Délibération de la CRE du 17 mars 2022- valeur actualisée au 1<sup>er</sup> août 2022).

- À partir de 2025, une seconde phase dans laquelle l'ensemble des clients non équipés de LINKY™ seront facturés du coût de la relève résiduelle sauf si la pose du compteur LINKY™ s'avère impossible pour des raisons techniques.



La facturation des relèves pour les usagers « muets » devra faire l'objet d'un suivi lors du prochain exercice.

Dans le cadre de la mission de contrôle, la performance d'Enedis en matière de relève des compteurs se mesure au travers de plusieurs indicateurs. Ces indicateurs concernent l'ensemble des compteurs ou seulement les compteurs non communicants. Ils ne portent dans les deux cas que sur les seuls compteurs C5 ( $P \leq 36$  kVa).

Les indicateurs portant sur l'ensemble des compteurs, qu'ils soient communicants ou non sont :

- **Le taux de compteur relevé semestriellement** (Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou autorelevé au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois) et
- **le taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an**, dénommé plus simplement **taux de non-relève** (Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans autorelevé/ nombre de compteurs à relever durant l'année).

En 2021 :

- Le taux de compteur relevé semestriellement s'établit à **97%** en progression par rapport à 2020 (94,2%),
- le taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé depuis 1 an s'établit à **1,2 %**, ce taux s'améliore par rapport à 2020 (2,8%).



À la suite de la dégradation de ces deux indicateurs en 2020 dans un contexte sanitaire complexe, le Concédant constate avec satisfaction leur redressement à des niveaux très satisfaisants en 2021.

Pour ce qui concerne plus spécifiquement les indicateurs relatifs au parc des **compteurs non communicants**, on relève :

- Une amélioration de deux points du taux d'index autorelevés semestriellement C5 qui atteint 13%,
- une dégradation du taux d'index relevés ou autorelevés semestriellement qui passe de 76% alors qu'il atteignait 81%,
- une stagnation du taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans autorelevé depuis 1 an (9,6%).

Les évolutions constatées en ce qui concerne ces taux sont à appréhender **avec précautions** compte tenu de la forte baisse du nombre de compteurs non communicants pris en compte pour leurs calculs. En effet, le stock de compteurs concernés a été divisé par plus de la moitié entre les deux exercices.

**L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants lors du prochain exercice devra être mesurée.**



Le Concédant estime que la concession disposait au 31 décembre 2021 de 468 247 compteurs actifs, dont 462 226 compteurs actifs C5.



**Enedis n'a pas fourni en 2021 comme l'année précédente la requête permettant de confirmer cette conclusion et de ventiler les compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non ni fourni le nombre de compteurs inactifs.**

Interrogé sur cet état de fait lors de l'exercice précédent, le Concessionnaire avait précisé : « La production de ce fichier est conditionnée à l'inventaire en cours des branchements. Sa production sera

possible lorsque cet inventaire aura été finalisé ». Il a indiqué en audit que cette requête sera finalisée pour les données 2021, ce qui manifestement n'a pas été le cas.

Cette situation constitue un appauvrissement de la qualité des informations communiquées au Concédant : le Concédant sera attentif à la production de cette requête au titre de la prochaine mission de contrôle.

## 6.2 État du déploiement du compteur LINKY™



En 2021, le nombre des compteurs LINKY™ posés atteint **418 807 compteurs**. Ils représentent 91% du volume des compteurs actifs C5 à la maille de la concession.



Cette proportion a fortement évolué entre 2020 et 2021, passant de **75% à 91%**. Le **taux d'équipement atteint à la maille de la concession est très légèrement supérieur au taux cible de 90%** à la maille nationale, ce qui est satisfaisant.

L'année 2021 est la dernière année de déploiement en masse des compteurs communicants et ouvre une période de déploiement « diffus » caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an à la maille nationale) et la réinternalisation de la pose par les équipes d'Enedis. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs LINKY™ sur le reste du parc d'ici la fin 2024.

À la maille communale en 2021 sur le département, **480 communes disposent d'un taux de compteurs LINKY™ posés de 75% et plus, 38 communes, d'un taux de compteurs LINKY™ posés entre moins de 75% et 50% et 10 d'un taux de compteurs LINKY™ posés inférieur à 50%**.

**413 699 de ces compteurs sont communicants (soit 99% du nombre de compteurs posés).**

Le déploiement du compteur LINKY™ a été initié en 2015, mais a pris son essor en 2016.

- Fin 2016, environ 34 700 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 8%, à titre informatif, la concession bénéficiait en 2016 d'un taux de déploiement identique à l'objectif prévisionnel national de la CRE en matière de déploiement de ce compteur.
- Fin 2019, environ 262 500 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de déploiement de 58 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 61.4%.
- Fin 2020, environ 342 033 compteurs LINKY™ avaient été posés sur la concession, soit un taux de taux de déploiement de 75 %, le taux de déploiement fixé par la CRE était de 80%. Ce jalon a été gelé compte tenu de l'impact de la crise sanitaire.



**Le niveau d'acceptabilité de la pose du compteur communicant reste important** avec un taux de refus de 0,02% en 2021. Ce taux s'améliore par rapport à celui constaté l'année précédente (0,7%).

Indicateurs de suivi du déploiement	2018	2019	2020	2021
Nombre compteurs Linky™ posés	76 971	98 140	79 521	76 971
Échecs de pose	6 748	9 516	8 999	6 464
Refus de pose (ne sont comptabilisés que les refus signifiés par écrit (lettre AR))	529	934	574	14
Taux de refus concessif de pose du compteur LINKY™	0,69%	0,95%	0,72%	0,02%

La performance de la pose du compteur LINKY™ est suivie au travers notamment du taux de réintervention à la suite de la pose d'un compteur Linky lors du déploiement et du taux de réclamations.

À la maille nationale, la CRE fait état d'une performance satisfaisante avec un taux de réintervention à la suite de la pose très faible (inférieur de 1%) et un taux de réclamations stable autour de 0,7%.

La performance de la pose LINKY™	2018	2019	2020	2021
Taux de réinterventions	0,13%	0,72%	0,92%	<b>2,19%</b>
Taux de réclamations sur nombre de compteurs posés	0,94%	0,82%	1,08%	<b>1,60%</b>

À la maille de la concession, **le taux de réintervention est de 2.2 %, il est en forte progression en 2021**, il est donc moins bon que celui relevé l'année précédente. Par ailleurs, il est plus important de celui relevé à la maille nationale, bien qu'il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes. **Cette progression reste inexplicable au terme de la mission de contrôle.**

**Le nombre de réclamations relatives à la pose de LINKY™ s'établit à 1 235 en 2021 : le nombre de réclamations est plus important que celui relevé en 2020.** On constate une progression des réclamations relatives à la pose des compteurs communicants depuis 2017, accompagnant la montée en puissance du déploiement : le nombre de réclamations progresse de 43% en 2021. Ces réclamations portent principalement sur la non-qualité de l'intervention (65%) et la contestation des index (22%).

Le taux de réclamations calculé par le SDEC ÉNERGIE est de 1,6% en 2021 (nombre cumulé de réclamations/ nombre de compteurs Linky posés). Il progresse par rapport à celui calculé en 2020 (1.1%) : Comme lors de l'exercice précédent, il est à noter d'une part que le nombre de réclamations progresse alors que le nombre de compteurs LINKY™ posés en 2021 est moindre et d'autre part que ce taux est supérieur à celui relevé à la maille nationale, bien que là encore, il faille prendre toutes précautions utiles sur la comparaison de ces résultats à deux mailles différentes.



**En conclusion, il semble que la performance d'Enedis dans le cadre de cette dernière année de déploiement massif soit moindre que les années précédentes. Le déploiement en masse étant maintenant clos, il est à noter que la CRE supprime à compter de 2022 le suivi du taux de réintervention lié au déploiement massif des compteurs communicants. L'évolution du nombre de réclamations relatives à la pose du compteur LINKY™ devra néanmoins se poursuivre.**

### 6.3 Les indicateurs permettant de mesurer le bon fonctionnement de la chaîne communicante du compteur LINKY™

Enedis fournit plusieurs indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™. Il s'agit d'indicateurs incités ou suivis par la CRE, à la maille nationale.

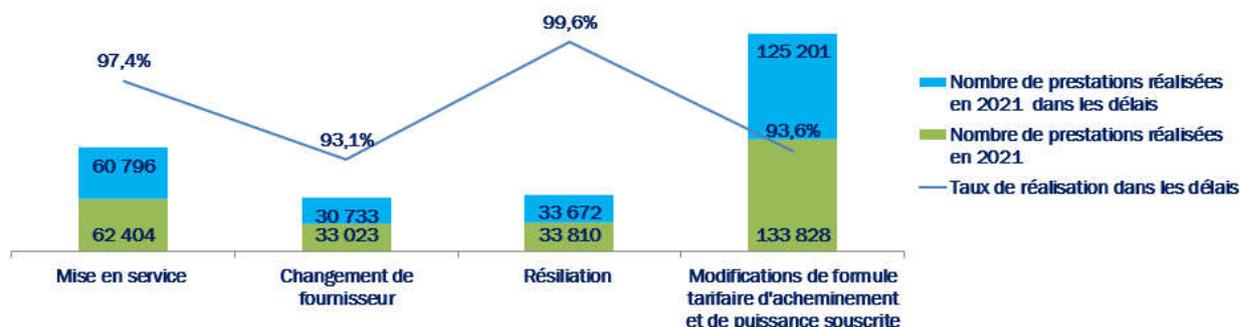
Les indicateurs fournis par Enedis dans le cadre de la mission de contrôle sont des indicateurs à la maille de la Direction Régionale Normandie.

Bien que la comparaison soit périlleuse, il est à noter qu'ils sont dans l'ensemble plus satisfaisants que les objectifs fixés par la CRE à Enedis à la maille nationale.



Il est regrettable que le Concédant ne dispose pas d'indicateurs à la maille de la concession sur le fonctionnement du système d'information.

## 7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)



Enedis est chargé de la distribution d'énergie et perçoit à ce titre des recettes d'acheminement (TURPE). Au surplus, il réalise un certain nombre des prestations annexes à titre exclusif : mise en service, raccordement, changement de fournisseurs...

Ces prestations, réalisées à la demande principalement des fournisseurs et des consommateurs finals, sont rassemblées dans un catalogue de prestations qui est public. Ce catalogue est publié par Enedis sur son site internet.

Ces prestations sont regroupées en fonction de leur objet en 8 catégories : les mises en service et résiliations, les prestations liées à une modification contractuelle ou de comptage, les interventions pour impayé ou manquement contractuel, les prestations relatives au traitement et à la transmission des données de relève, la vérification d'appareils, les prestations liées à la qualité de fourniture, les raccordements et modifications de raccordements et les autres prestations.

La CRE fixe les tarifs de ces prestations. Ils évoluent au 1<sup>er</sup> aout de chaque année comme les recettes d'acheminement.

**En 2021, on dénombre 274 642 prestations réalisées sur le territoire de la concession.**

**Les prestations réalisées les plus courantes sont les modifications de formule tarifaire d'acheminement et de puissance souscrite qui représentent 49% du nombre de prestations réalisées en 2021** viennent ensuite les mises en service qui représentent 23 % des prestations réalisées puis les résiliations et les changements de fournisseurs.



**Les taux de réalisations des prestations dans les délais standards ou convenus sont bons :**

- Pour les mises en service, ce taux est de 97,4 %,
- Pour les résiliations, ce taux est de 99,6%,
- Pour les modifications de formule tarifaire d'acheminement, ce taux est de 93,6%,
- Pour les changements de fournisseur de 93,1%.

**En 2021, on note par ailleurs une forte hausse du nombre de prestations pour impayés qui regroupent les prestations de réduction de puissance, les prestations de rétablissement et les prestations de coupure ferme.**

Au total en 2021, 11 499 prestations pour impayés ont été réalisées (6 710 interventions pour impayés ont été réalisées en 2020 contre 9 082 en 2019). Le nombre de prestations pour impayés progresse de **71%** par rapport à l'exercice antérieur fortement impacté par le contexte sanitaire. Comparées aux données de l'exercice 2019, on note néanmoins une augmentation de 26% du nombre de prestations réalisées.

Plus spécifiquement, il est observé une hausse de 65% des réductions de puissance entre les exercices 2020 et 2021 avec une progression de 105% des coupures fermes (3 289 en 2021 pour 1 604 en 2020 et 3 835 en 2019). **Cette dernière variation apparaît comme un retour aux résultats antérieurs à la crise sanitaire.**

**Ce constat local est corroboré par les remarques du Médiateur de l'Énergie (Rapport d'activité 2021 p° 22) qui précisent :**

« L'année 2021 a été marquée par une augmentation des interventions pour impayés ; ce sont ainsi 785 096 interventions (coupures d'alimentation ou réductions de puissance) qui ont été réalisées en 2021, ce qui représente une hausse de **17%** par rapport à l'année 2019. Ce constat confirme que la diminution des impayés constatée en 2020 n'était qu'une baisse en trompe-l'œil, due sans doute à la prolongation jusqu'en juillet de la trêve hivernale et à une attitude plus conciliante des fournisseurs compte tenu du contexte. »



**Cependant, l'évolution du nombre de ces prestations est à la maille de la concession plus importante que celle observée sur le plan national. Au terme de la mission de contrôle, l'importance de cet écart reste inexplicée. L'évolution du nombre de prestations pour impayés devra être surveillée au titre de la prochaine mission de contrôle.**

## 8. Les raccordements

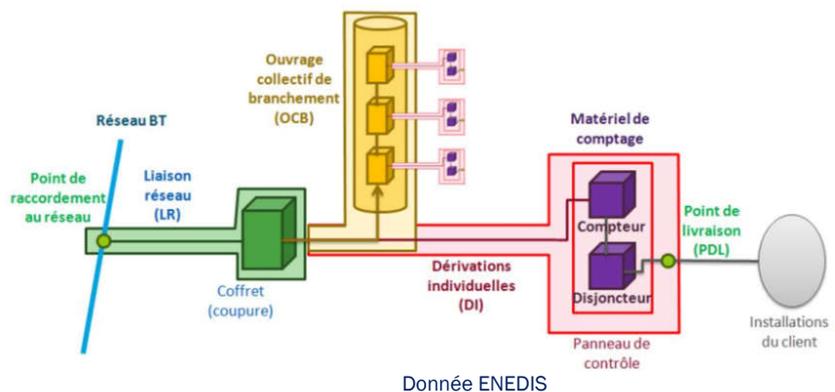
Le **raccordement** au réseau public de distribution d'électricité comprend la création **d'ouvrages de branchement, d'ouvrages d'extension** et le cas échéant le **renforcement des réseaux existants**.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

En pratique, un **raccordement est dit simple ou sec** lorsqu'il consiste seulement en la réalisation d'ouvrages de branchement à partir d'un point de raccordement au réseau existant.

Les ouvrages de branchements sont composés :

- d'une **liaison réseau**,
- d'un **coffret de coupure**,
- d'une **dérivation individuelle et/ou d'ouvrage collectif de branchement (OCB)**,
- d'un **matériel de comptage**.



Les **longueurs de canalisations d'extension ou de renforcement** réalisées dans le cadre des raccordements **sont comptabilisées dans les longueurs de canalisations évoquées ci-après (parties II et III du rapport)**.



Ceci n'est pas le cas des **longueurs de canalisations de branchement réalisées par Enedis**, car il n'existe pas à ce jour d'inventaire localisé de tous ces ouvrages finalisés.

**Cet inventaire est néanmoins en cours depuis 2018 (projet ADELE, acronyme pour Actifs Détaillés et Localisés)**, en application de la loi de transition énergétique pour une croissance verte (art. 153).

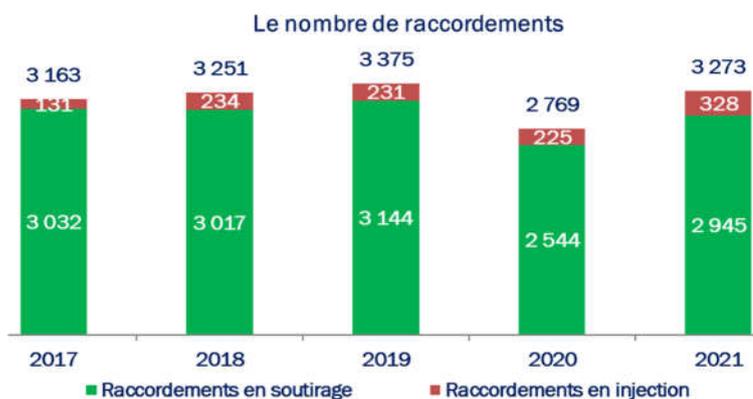
Ainsi, Enedis a produit en 2018 un premier inventaire localisé **des ouvrages de branchements collectifs** (colonnes montantes). La localisation des ouvrages de branchement doit se poursuivre rapidement, l'article 8 et l'annexe 4 de l'arrêté du 10 février 2020 précisant qu'un inventaire complet doit être mis à disposition du Concédant au plus tard en 2023. Dans le détail, les informations localisées sur le stock et le flux en ce qui concerne les ouvrages de liaison réseau et de dérivations individuelles auraient dû être communiquées :

- Pour les liaisons réseaux, le 01/06/2022 pour les données de l'exercice 2021.
- Pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs, le 01/06/2023 pour les données de l'exercice 2022.

**Enedis a précisé que, les contraintes sanitaires ayant retardé ses développements informatiques, il sera en mesure de livrer ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022.**

Cette absence d'inventaire localisé des canalisations de branchement explique d'une part, pourquoi les longueurs de canalisations mises en concession sont présentées sans les longueurs de canalisations de branchement et d'autre part, pourquoi nous évoquons un nombre de raccordements sans plus de précisions sur les quantités d'ouvrages réalisés.

Le nombre de raccordements réalisés s'établit, en 2021, à **3 273** dont : **2 945** raccordements en soutirage et **328** raccordements en injection.



Le nombre de raccordements en soutirage croît de 18% et le nombre de raccordements en injection progresse de 46% par rapport à ceux de 2020. Dans leur ensemble, le nombre des raccordements progresse de 18% par rapport à l'exercice précédent.

L'évolution marquée du nombre de raccordements est liée aux données 2020 qui étaient en **fort retrait** compte tenu du contexte sanitaire.

Localement, le nombre de raccordements réalisés en soutirage en 2021 est à rapprocher de celui de l'année 2018 sans atteindre celui de 2019 (2021 : 2 945, 2019 : 3 144, 2018 : 3 017). À la maille nationale, on constate que nombre de raccordements en soutirage en 2021 est similaire à celui de l'exercice 2019 (2019 : 193 017, 2021 : 193 501).



Il semble donc que, la reprise d'activité n'a pas été suffisante afin d'atteindre le nombre de raccordements en soutirage réalisés en 2019, contrairement à ce que l'on peut observer à la maille nationale. Lors du prochain exercice, l'évolution du nombre de raccordements sera mesurée, en attente *a minima* d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire.

Pour ce qui concerne les raccordements en injection, à la maille nationale et concessive, le nombre de raccordements progresse fortement, bien que restant très en deçà du nombre de raccordements réalisés en soutirage.

Pour ce qui concerne, les délais de réalisation des raccordements, on rappellera, à titre liminaire, que la CRE a institué en 2021 (délibération du 21 janvier 2021) de nouveaux indicateurs de performance qui portent sur **les délais moyens de réalisation des travaux**. Ces indicateurs ont remplacé les taux de respect d'une date convenue de mise à disposition des raccordements qui ne semblaient pas permettre d'améliorer notablement la qualité du service rendu par Enedis aux utilisateurs, compte tenu du fait que la date convenue est souvent éloignée de la date souhaitée par l'utilisateur.

Ces délais moyens sont les délais exprimés en jours s'écoulant entre la date l'accord du client sur le devis de raccordement et la date d'envoi de la facture par Enedis, à la suite de la réalisation du raccordement.

Ces taux sont calculés pour plusieurs catégories de raccordements en soutirage et en injection telles que notamment les raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau, les raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau...

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement sans adaptation des réseaux (≤ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	62 jours	<b>56 jours</b>
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		74 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		84,9 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau (hors collectif) est de 56 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 6 jours.

Par ailleurs, il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (84,9 jours) et à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (74 jours) : **ce résultat est donc très satisfaisant.**

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement avec adaptation des réseaux ( $\leq$ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021
Délai moyen - Maille concession	198 jours	154 jours
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		150 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		162,8 jours



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT  $\leq$  36 kVA avec extension de réseau (hors collectif) est de 154 jours. Il s'améliore par rapport à l'exercice précédent de 44 jours : **cette amélioration est notable.**

Cependant, s'il est à noter qu'il est inférieur au délai moyen national 2021 (162,8 jours), **il est néanmoins supérieur à l'objectif national fixé par la CRE en 2021 (150 jours).** L'Autorité concédante souligne la nécessité de maintenir et d'accroître l'amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT  $\leq$  36 kVA avec extension de réseau.



**Par ailleurs localement, les délais moyens de réalisation des travaux pour les autres types d'installations sont supérieurs aux délais observés à la maille nationale et aux objectifs fixés par la CRE : L'Autorité concédante souligne la nécessité d'améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.**

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement En jours	Segments d'usagers	2021	2021 Objectif CRE maille nationale	2021 Maille nationale (réalisé)
Raccordements en soutirage sans adaptation de réseau	BT $\leq$ 36 kVA individuels et collectifs	<b>56</b>		
	BT > 36 kVA	206	141	143,2
Raccordements en soutirage avec adaptation de réseau	BT $\leq$ 36 kVA individuels	<b>154</b>		
	Collectifs BT-HTA	230	219	229,6
	BT > 36 kVA	150	141	143,3
	HTA	225	190	216,6
Raccordements en injection sans adaptation de réseau	BT $\leq$ 36 kVA individuels et collectifs	0	195	233,2

## 9. Les indemnités versées par Enedis

Plusieurs motifs peuvent expliquer le versement par Enedis aux usagers du réseau de distribution d'une indemnité. Il peut s'agir ainsi :

- De pénalités versées pour la mise à disposition d'un raccordement non réalisée à la date convenue,
- Du mécanisme d'indemnité pour coupures longues des usagers en soutirage,
- D'indemnités des usagers liées à un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité.

En cas de dépassement par Enedis de la date prévue de mise à disposition du raccordement convenue avec l'utilisateur, le demandeur peut bénéficier du versement d'une pénalité conformément aux mesures incitatives fixées par la CRE dans le cadre du TURPE 5 et 6. Les montants des pénalités sont les suivants :

- 50 € pour les raccordements BT  $\leq$  36 kVA,
- 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT,
- 1 500 € pour les raccordements en HTA.



À nouveau, Enedis n'a pas communiqué le nombre de pénalités versées, pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue, constaté sur le périmètre de la concession. Il est à noter,

cependant, que le nombre de pénalités à la maille nationale reste limité : 77 pénalités ont été versées à la maille nationale en 2021.

**Le TURPE 6 adopté par délibération de la CRE le 21 janvier 2021 a maintenu le mécanisme d'indemnisation pour coupures longues, des usagers en soutirage, raccordés au réseau de distribution.**

**Au titre de ce mécanisme, Enedis doit verser automatiquement des indemnisations aux clients coupés pour une durée supérieure à 5 heures.**

Cette indemnisation est versée pour toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures, lorsqu'elle est due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par Enedis, y compris lors d'évènements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures. En cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés.

Le montant de l'indemnité varie en fonction des puissances souscrites pour les usagers. Elle est de 2€ HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA, de 3,5 € HT/kVA de puissance souscrite pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite > à 36 kVA. Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure.

En nombre	2017	2018	2019	2020	2021
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
C1	0	2	0	NC	
C2	4	6	3	NC	41
C3	25	34	20	NC	
C4	70	130	77	NC	154
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463
<b>Total</b>	<b>13 677</b>	<b>17 605</b>	<b>11 821</b>	<b>20 328</b>	<b>18 658</b>
Évolution		29%	-33%	72%	-8%
Moyenne	15 858				

En 2021, le Concessionnaire a communiqué une requête permettant de déterminer le nombre d'indemnités versées, par segmentation de puissance souscrite.



Le Concédant reste en l'attente de la production d'une requête **présentant les montants de pénalités** par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

**Enedis a versé en 2021, 18 658 pénalités aux usagers de la concession dont 98,95% ont été versées à des usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA pour un montant total de 1 893 k€ (données « Autres charges » au compte d'exploitation, part affectée à la concession).**



Le nombre d'indemnisations fluctue de manière importante d'une année à l'autre. **S'il se contracte de 8% par rapport à l'exercice précédent, il est supérieur à la moyenne constatée sur les quatre exercices précédents. L'évolution de cet indicateur doit être surveillée sur une chronique plus longue.**

Montant en k€ des abattements forfaitaires sur la part fixe du TURPE	2020	2021
C5	NC	NC
C1	NC	NC
C2	NC	NC
C3	NC	NC
C4	NC	NC
<b>Total</b>	<b>1 585</b>	<b>1 893</b>

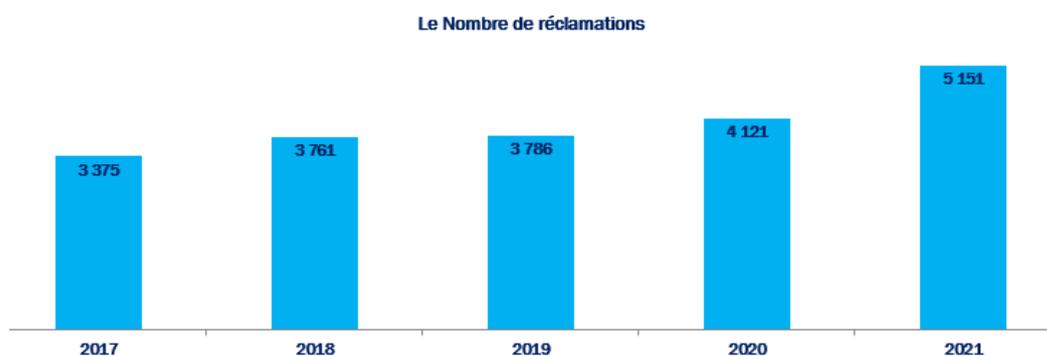
Lorsqu'un usager subit un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité, il est en droit de solliciter une indemnisation.

Le Concessionnaire communique chaque année dans le cadre de la mission de contrôle, le nombre de dossiers de sinistre qu'il a ouverts pour un sinistre ayant eu lieu dans l'année, le montant qu'il a versé au titre des indemnisations, le nombre d'usagers lésés ainsi que les causes des sinistres.

Le nombre de dossiers traités diminue fortement pour atteindre 141 en 2021. Le nombre d'usagers concernés par ces sinistres diminue de même pour atteindre 166. Le montant global des indemnisations s'élève à 38 486 € en 2021 contre 80 797 € en 2020 (- 52%).

Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le Concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé. Le nombre de dossiers correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré "clos" 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser ; la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnisations.

## 10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis



**Le nombre de réclamations progresse très fortement en 2021. Il s'agit du 4<sup>e</sup> exercice consécutif d'augmentation du nombre de réclamations : le nombre de réclamations progresse depuis 2017. Le nombre de réclamations progresse de 25% par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 5 151 réclamations.**

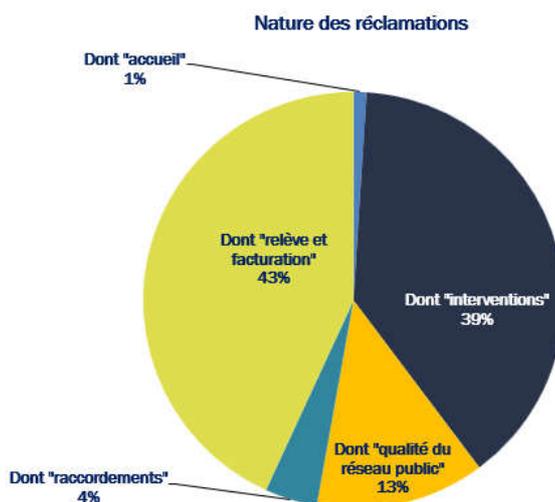
Cette progression est plus ou moins importante en fonction des années concernées, +11% entre 2017/2018, +1 % entre 2018/2019, +9% entre 2019/2020 et + 25% entre 2020/2021.

Les réclamations comptabilisées sont celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en ligne.

Ces réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (43%), les interventions (39%) et la qualité de la distribution d'électricité (13%), ces 3 items représentant 95% des réclamations.

Entre les derniers exercices, la part des réclamations relatives aux interventions progresse de 11% tandis que la part des réclamations sur la qualité de la distribution décroît dans les mêmes proportions.

La part des réclamations liées à la relève et la facturation reste stable.



27 réclamations ont été traitées en instance d'appel.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	2018	2019	2020	2021
Maille concession	98%	97%	93%	89%
Objectif national CRE				93%
Taux observé à la maille nationale				91,3%

**89% des réclamations sont traitées sous 15 jours : ce taux se dégrade à nouveau en 2021 de 4 points, ce qui est important.** Il est moins bon que le taux constaté à la maille nationale et en deçà de l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (93% de réponse dans les 15 jours).

Durée moyenne de traitement des réclamations en jour	2018	2019	2020	2021
			9,5	19

**La durée moyenne de traitement des réclamations s'allonge passant de 9 jours à 19 jours en 2021.**

Interrogé sur cette dégradation, le Concessionnaire a précisé : « • Celle-ci est essentiellement due à un effet de rattrapage : 2020 ayant été en net repli en termes de volume en raison de la pandémie. • La non-réalisation ou le report de certaines interventions, en raison notamment des périodes de confinement, a également contribué à l'augmentation des réclamations ».

Il est à noter qu'à la maille nationale dans le cadre de la régulation incitative, la CRE relève :

- D'une part une forte progression du nombre de réclamations,
- et d'autre part une dégradation du taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours.

Les évolutions des données locales en 2021 sont donc semblables aux évolutions des données nationales.



**La dégradation du taux de réponse dans les 15 jours depuis plusieurs exercices, indique une baisse de performance du Concessionnaire dans le traitement des réclamations : le Concédant souligne la nécessité de rétablir une qualité de service satisfaisante en la matière.**

## 11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF

Données générales- Usagers tarif Bleu résidentiel -Maille concession	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de contrats prélevés		84%	84%	84%	0,2%
Taux de contrats mensualisés		69%	69%	70%	1,3%

**84 % des usagers résidentiels sont des usagers utilisant le prélèvement automatique et 70 % sont mensualisés. Ces données sont stables depuis plusieurs exercices.**

**80% de leurs factures ont été établies sur la base d'un index relevé par le distributeur dont 72% ont été établies sur la base d'une téléopération sur compteur LINKY™.** Le nombre de factures rectificatives progresse après trois années de diminutions importantes (2018/2019/2020). Le déploiement du compteur LINKY™ qui limite les erreurs de relevé d'index, principale source des factures rectificatives, est à l'origine de ce mouvement de repli.



**L'évolution du nombre de factures rectificatives sera à mesurer lors du prochain exercice dans l'attente d'une reprise d'une baisse similaire à celle observée sur les exercices précédents.**



Pour ces usagers, **le nombre de lettres de relance et le nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure se contractent respectivement de 24 et 23%.** Le nombre de demandes de délais de paiement acceptées reste stable en 2021.

Le nombre de 1<sup>res</sup> mises en service revient au niveau de 2019, après une année 2020 fortement impactée par la crise sanitaire.



**Le nombre de résiliations se contracte de 5% pour atteindre 33 285 résiliations dont 98,7% ont été sollicitées à la demande du client. La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur revient à son niveau de 2019 (1.3%).**

Le nombre de coupures demandées par le fournisseur progresse de 40 % (2 679 en 2021, 1 910 en 2020) sans atteindre le niveau de 2019 avec 6 053 coupures.

Le nombre de coupures effectives progresse de 78% en 2021 (816 coupures effectives) sans atteindre le niveau de 2019, 1 037.

Cette évolution est liée à la forte baisse du nombre de coupures effectives en 2020 (prolongement de la trêve hivernale jusqu'au 10 juillet 2020 et au chèque énergie, dont l'utilisation a été prolongée jusqu'au 23 septembre 2020).

Il est précisé que la décision d'EDF, annoncée en novembre 2021, de mettre fin aux coupures pour impayés tout au long de l'année s'applique depuis le 1<sup>er</sup> avril 2022. Elle concerne tous les clients particuliers, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.

**Le nombre de pénalités liées aux impayés progresse de 13%.**

Ces pénalités s'appliquent aux usagers au tarif bleu résidentiel non protégés, elles sont d'un montant de 7,50 €, elles sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par la société EDF. Elles ne s'appliquent pas aux usagers en situation de précarité.

En 2021, le nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année atteint 395 en progression de 13% par rapport à l'exercice précédent. Le nombre de réductions de puissance progresse fortement pour revenir à un niveau équivalent à celui de 2018.



L'évolution du nombre de clients en situation de réduction de puissance sera mesurée lors du prochain exercice dans un contexte particulier compte tenu de la fin des coupures pour impayés.

Deux cas de réduction de puissance peuvent se produire :

- Durant la période de trêve hivernale : limitation à 3 kVA pour les usagers (hors usagers « protégés ») disposant d'une alimentation supérieure à 3 kVA et limitation à 2 kVA pour les usagers disposant d'une alimentation égale à 3 kVA ;

- Hors période de trêve hivernale, limitation à 1 kVA pour les usagers non présents lors du déplacement du gestionnaire de réseau.

## 12. EDF et les réclamations écrites

Les réclamations écrites	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021	Part 2020	Part 2021
Facturation	1 470	1 578	2 433	2 939	21%	33%	34%
Recouvrement	1 141	1 194	1 616	1 676	4%	22%	20%
Contrat, conseil et service	787	949	1 347	1 620	20%	18%	19%
Accueil	520	676	933	1 318	41%	13%	15%
Relations avec le distributeur	93	107	309	493	60%	4%	6%
Relève	455	564	436	328	-25%	6%	4%
Qualité de fourniture et réseau	230	231	240	176	-27%	3%	2%
<b>Nombre total de réclamations</b>	<b>4 696</b>	<b>5 299</b>	<b>7 314</b>	<b>8 550</b>	<b>16,9%</b>		
<b>Progression en % du nombre de réclamations</b>	<b>0,3%</b>	<b>12,8%</b>	<b>38%</b>	<b>16,9%</b>			
Dont réclamations saisies en ligne	3 033	3 849	6 125	7 099	16%	84%	83%
Taux de réclamations produites en ligne	64,6%	72,6%	83,7%	83,0%			
Instances d'appel	186	242	342	286			
Taux de réclamations traitées en instance d'appel	3,9%	4,5%	4,6%	3,3%			
Nombre de réclamations traitées dans un délai de 30 jours		5 050	6 948	8 151			
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	95%	95,3%	95%	95,3%			
Délai moyen de réponse (en jours)		5,3	4,3	12,4			

**Il est comptabilisé 8 550 réclamations en 2021, leur nombre progresse de 16.9 % par rapport à 2020. Le nombre de réclamations progresse depuis 2015.** Elles concernent principalement : la gestion de la facturation (34%), le recouvrement (30%) et les questions liées aux contrats des usagers au conseil et services (13%). 95% des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours. En 2021, 286 réclamations ont été portées en instance d'appel.

Le délai moyen de réponse (en jours) progresse très fortement : il passe de 4 jours à 12 jours.

Interrogé sur l'évolution du nombre de réclamations, EDF a dans un premier temps justifié cette augmentation par la multiplication des canaux d'échanges avec l'utilisateur.

Le Concessionnaire a ensuite complété ces propos en confirmant les observations qu'il a présentées au Médiateur de l'énergie :

*« L'augmentation des saisines recevables du médiateur national de l'énergie concernant le fournisseur EDF (+29%) a été particulièrement importante en 2021 ; une telle augmentation n'avait jamais été observée chez ce fournisseur, qui dispose d'un système d'information robuste et de services de traitement des réclamations performants. Cette image est mise à mal en 2021, car ce fournisseur n'a pas été en capacité de traiter aussi bien que par le passé les réclamations de ses clients. Son taux de litiges pour 100 000 clients particuliers est passé de 38 en 2020 (et 29 en 2015) à 47 en 2021.*

*Dans le cadre des réunions avec le médiateur national de l'énergie, le fournisseur EDF a indiqué que les problèmes étaient liés tout d'abord à des effectifs insuffisants, à des difficultés de recrutement après la crise sanitaire (-10% des effectifs nécessaires à l'activité à la fin de l'été) et à l'affectation de ses ressources au flux d'appels entrants à l'automne dans le contexte de l'augmentation des prix de l'énergie, avec des conséquences sur le traitement des réclamations écrites » (Rapport d'activité du MNE 2021).*

**L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse seront à observer lors des prochains exercices. Par ailleurs, il serait utile de disposer d'un indicateur qui mesure le nombre de réclamations multiples d'un même usager.**



### 13. EDF et la solidarité

Fond de solidarité énergie (FSE) Département du Calvados	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	1 094	898	639	649	2%
Participation EDF au FSE en €	210 000	200 000	200 000	185 000	-8%
Dont montant attribué aux actions curatives	184 000	190 000	174 000	169 000	-3%
Dont montant attribué aux actions préventives	26 000	10 000	26 000	16 000	-38%

Le FSE est un dispositif de financement pour venir en aide aux personnes ou familles se trouvant en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie. Selon le niveau de revenu, les aides peuvent être entre 100 et 400 € pour les dettes d'énergie.

Ce fonds est abondé notamment par EDF, mais aussi par le Syndicat.

Le montant de la participation d'EDF au FSE se réduit avec une participation d'un montant de 185 000€ en baisse 15 000€ par rapport à 2020.



L'évolution du montant de la participation d'EDF au FSE sera suivie dans l'attente d'une stabilisation à la suite de la baisse constatée 2021.

On note une très légère reprise du nombre de dossiers acceptés dans le cadre de ce dispositif géré par le Conseil Départemental (+10) en 2021. C'est le premier exercice de reprise depuis 2015.

### 14. EDF et le chèque énergie

Sur proposition du Médiateur de l'énergie, le chèque énergie a été mis en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2018, emportant ainsi la suppression des tarifs sociaux d'accès à l'énergie.

Titre spécial de paiement, le chèque énergie est destiné à couvrir les factures de tout type d'énergie et financer en partie certains travaux de rénovation énergétique.

Attribué à ses bénéficiaires par l'Agence de services et de paiement (ASP), sur la base d'un critère fiscal unique (revenu fiscal de référence), son montant annuel est compris entre 48 et 277 € selon le revenu et la taille du foyer. Les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires des logements-foyers et les professionnels ayant facturé des travaux sont tenus d'accepter ce nouveau mode de règlement.

Aucune démarche particulière n'est à effectuer, le chèque énergie est envoyé automatiquement entre avril et juin de chaque année.

En revanche, si l'utilisateur n'est pas imposable, il doit impérativement avoir renvoyé sa déclaration fiscale aux impôts pour être identifié et bénéficier du chèque énergie.

**En 2021, le Concessionnaire EDF a réceptionné 21 055 chèques énergie et 329 attestations de droits complémentaires. En outre, il a pris en compte 14 586 chèques énergie exceptionnels de 100 euros sur l'exercice.**

**À fin décembre 2021, 45 % des chèques envoyés ont été utilisés pour régler une facture d'énergie auprès du fournisseur historique EDF (contre 51 % en 2020).**

## 15. La satisfaction des usagers

Enedis et EDF mesurent la satisfaction des usagers en fonction de plusieurs indicateurs. Pour ce qui concerne Enedis, ces indicateurs sont les suivants, à la maille de la concession :

Taux de satisfaction des usagers	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	85,40%	89,70%	4,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	78,50%	87,20%	8,70%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	90,90%	83,00%	-7,90%

Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement	2020	2021	Évolution 2020/2021
Taux de satisfaction particuliers	91,10%	88,80%	-2,30%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	91,50%	89,20%	-2,30%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	94,80%	90,40%	-4,40%



Les taux de satisfaction des usagers sont bons depuis plusieurs exercices. Néanmoins, plusieurs taux sont en décroissance en 2021. Il s'agit des taux de satisfaction pour les opérations de raccordement et du taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4). L'évolution de ces taux devra être surveillée en 2022.

Pour ce qui concerne EDF, ces indicateurs sont les suivants, il est à noter que ces indicateurs sont à la maille nationale :

La satisfaction	2020	2021	Évolution 2020/2021
Clients résidentiels	92%	91%	-1%
Clients non résidentiels	91%	90%	-1%
Clients Collectivités territoriales	92%	93%	1%
Clients Entreprises	90%	88%	-2%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons néanmoins, on relève en 2021 une inflexion de 1 % des taux de satisfaction des usagers résidentiels et non résidentiels et une inflexion de 2 % du taux de satisfaction des entreprises. L'évolution de ces taux sera à suivre en 2022.

## 16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV

Les éléments ci-après correspondent à ceux communiqués par EDF dans le Compte rendu d'activité. Ces éléments sont définis par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

L'article D.2224-40 du CGCT, créé par ce même décret, stipule qu'au titre de la mission de fourniture :

- les produits à communiquer correspondent au chiffre d'affaires réalisé sur la concession,
- les charges à communiquer correspondent aux coûts commerciaux, établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par EDF à la CRE .

Montant des recettes du Concessionnaire en k€ à la maille de la concession	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Tarif bleu	185 484	185 393	192 382	188 675	-2%
Tarif jaune	122	116	107	75	-29%
Tarif vert	293	205	167	126	-25%
Somme	185 899	185 714	192 657	188 876	-2%

En 2021, les **recettes du Concessionnaire se contractent** de 2%.

**Les coûts commerciaux relatifs au tarif bleu progressent de 6% :**

Coûts commerciaux - Tarif Bleu (en k€ d'euros HT)	2018	2019	2020	2021	Évolution
Tarif Bleu résidentiel	17 925	14 224	15 113	17 455	<b>15%</b>
Tarif Bleu non résidentiel	3 962	3 624	3 552	2 302	<b>-35%</b>
Total Tarif Bleu	21 887	17 848	18 664	19 757	<b>6%</b>

Le Concédant s'interroge sur la **représentativité des coûts commerciaux** (charges) qui se révèlent être des données estimatives, établies par recours à des clés de répartition.

## 17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis



### POINTS FORTS

- Un niveau d'acceptabilité du compteur communicant qui reste satisfaisant.
- Forte évolution de la part de compteurs LINKY™ sur le nombre de compteurs C5.
- Redressements du taux de compteur relevé semestriellement et du taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé.
- Les taux de réalisation des prestations annexes dans les délais standards ou convenus sont bons.
- Amélioration du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT avec et sans extension de réseau.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution des quantités d'énergie produite des sites d'injection par filière et par segment à la suite d'une contraction de 11 % en 2021,
- L'évolution des taux de suivi de la relève des compteurs non communicants, et la mise en place de la relève facturée pour certains usagers.
- L'évolution des indicateurs de performance de la pose du compteur LINKY™ (taux de réintervention en progression et nombre de réclamations qui se dégradent en 2021 dans un contexte où le développement de masse se termine).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire).
- L'évolution du nombre de pénalités pour coupures longues (supérieur à la moyenne des exercices précédents).
- L'évolution du nombre de réclamations, du taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours et du délai moyen de traitement des réclamations.

#### Points en attente en 2022 :

- Communiquer des indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™ à la maille de la concession.
- Améliorer les délais moyens de raccordement, des installations BT > 36 kVA, collectifs BT-HTA et, HTA.
- Rétablir certains taux de satisfaction des usagers en baisse (Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4), Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement).



### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

#### Le Concessionnaire n'a pas communiqué :

- Le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.
- Le nombre de compteurs inactifs et de la ventilation des compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non à la maille de la concession.
- Le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisé à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

## 18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF



### POINTS FORTS

- Contraction du nombre de lettres de relance et du nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure.
- La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur reste faible.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- L'évolution du nombre de réclamations et du délai moyen de réponse aux réclamations.
- L'évolution du nombre d'utilisateurs bénéficiant de l'option TEMPO.
- L'évolution du nombre de factures rectificatives.
- L'évolution du montant de participation du Concessionnaire au titre du FSE à la suite de la baisse constatée en 2021.
- L'évolution du nombre de réductions de puissance à la suite de la forte augmentation constatée en 2021.

#### Point à améliorer en 2022 :

- Fournir un indicateur relatif aux réclamations permettant de mesurer le nombre de réclamations multiples d'un même usager,
- Réduire le délai de traitement moyen des réclamations,



### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

- Communication des données communales relatives aux utilisateurs de la concession « secrétisées ».

## II – LES TRAVAUX

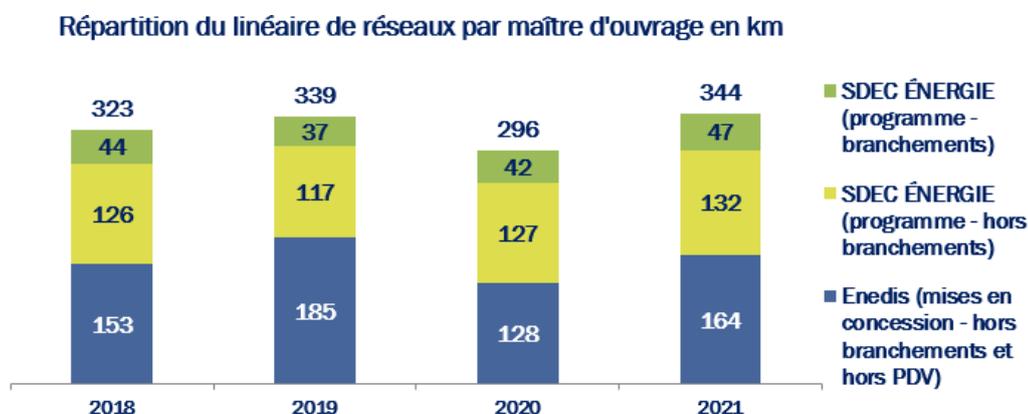
La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEC ÉNERGIE, et le Concessionnaire Enedis est inscrite au nouveau cahier des charges de concession (articles 6, 7, 8 du cahier des charges et article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges).

Pour éviter les interventions des deux maîtres d'ouvrage sur une même opération, le SDEC ÉNERGIE peut, dans le cadre de sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau BT : intervenir par exception sur le réseau HTA, modifier et/ou reprendre des branchements existants et réaliser des branchements.

Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction des types de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- Les extensions du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou un bâtiment ;
- Les renouvellements sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- Les renforcements consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du Concessionnaire) ;
- Les effacements de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

### 1. La répartition des travaux



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre :

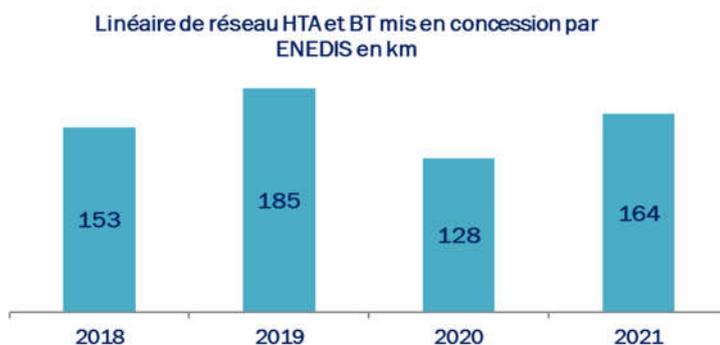
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par le SDEC ÉNERGIE, il s'agit des linéaires dont la programmation est décidée à l'année N, la date de mise en service de l'ouvrage pourra intervenir dans le courant de l'année N ou les années suivantes. Les linéaires programmés intègrent les linéaires de branchement.
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par Enedis, il s'agit des linéaires inscrits à l'inventaire (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service. Compte tenu de l'absence d'inventaire localisé des liaisons réseau et des dérivations individuelles, les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire.

Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 344 km de travaux sur le territoire de la concession,

La longueur de réseau posé est en hausse de 16% par rapport à 2020 et retrouve le niveau de 2019.

Ces travaux sont imputables pour 52% à l'Autorité concédante et pour 48% au Concessionnaire : cette répartition est à pondérer au regard des précisions ci-dessus.

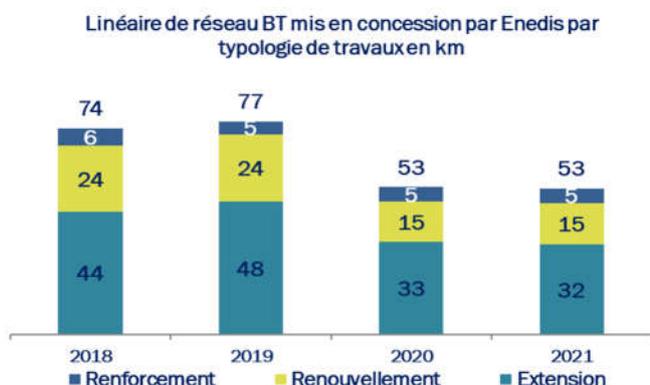
## 2. Les travaux mis en concession par Enedis



En 2021, Enedis a mis en concession **164 km** de réseau, dont **53 km de réseau BT** et **112 km de réseau HTA**.

Le linéaire mis en concession **a fortement augmenté (37 km, soit 29%)** par rapport à 2020, après la baisse importante liée à la pandémie, sans toutefois retrouver le niveau de 2019 (185 km).

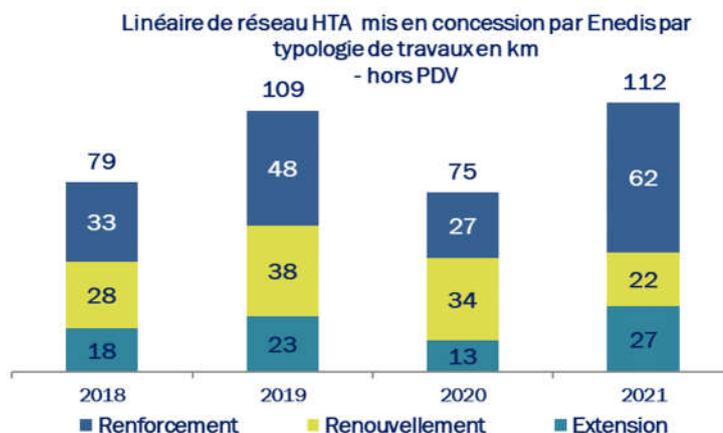
L'augmentation du linéaire mis en concession concerne **uniquement le réseau HTA**.



Pour ce qui concerne le réseau **BT**, le linéaire mis en concession est équivalent à celui de 2020, quelle que soit la typologie de travaux.

Le linéaire de **câble HTA mis en concession en 2021 augmente de 50%** et retrouve un niveau comparable à celui de 2019.

56% du linéaire mis en concession concerne des travaux de renforcement, en forte augmentation (62 km contre 27km en 2020).



Sur l'ensemble des linéaires mis en concession, la proportion de réseau HTA augmente par rapport à 2020 (68% contre 58%).



La proportion de réseau, HTA et BT, mis en concession en technique souterraine en 2021 tout en restant très élevée, diminue depuis 2018 (91% contre 97%).

Enedis a vu son activité d'extension, dans le cadre des raccordements, augmenter fortement en 2021, après la forte réduction de l'activité selon les restrictions sanitaires liées à la pandémie de Covid-19. Le linéaire ainsi réalisé est équivalent à celui de 2018.

Les linéaires mis en concession en 2021 augmentent par rapport à ceux mis en concession en 2020 pour les typologies de travaux extension et renforcement, diminuent pour la typologie renouvellement : +29% pour les linéaires d'extension, -24% pour ceux de renouvellements et +108% pour ceux de renforcements.

### 3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis



Le taux de renouvellement est le ratio du linéaire renouvelé sur le linéaire total. Il peut aussi être décliné par technologie (HTA ou BT).



Ce taux est 0,18% en 2021 en baisse depuis deux exercices.

Sur une chronique plus longue, ce taux n'a jamais dépassé 0,4% (chronique 2008/2021).

Schématiquement, il faudrait atteindre un taux annuel de 2,5 % pour renouveler totalement les ouvrages en quatre décennies. Cet élément de comparaison est à interpréter avec précaution, le renouvellement d'un ouvrage étant lié à son manque de fiabilité.

Le taux de renouvellement du réseau BT reste stable à 0,13%, tandis que le taux de renouvellement du réseau HTA se contracte passant de 0,39% en 2020 à 0,25% en 2022.

Par ailleurs, nous souhaitons rappeler :

- Tous les travaux de remplacement de réseau existant par du réseau neuf concourent au renouvellement de celui-ci, quelle que soit la finalité principale ou la typologie de travaux affichée.
- Il est à noter également que les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concedant concourent également au renouvellement du réseau.
- Par ailleurs, le Concessionnaire réalise également des travaux de Prolongation de Durée de Vie (PDV) et de Rénovation, ces travaux concourent au renouvellement partiel des lignes électriques HTA aériennes.

### 4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis

54% du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par Enedis en 2020 l'a été en zone 2 dite « en agglomération ».

Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par zone du cahier des charges



La convention de concession crée trois zones distinctes : la zone dite protégée<sup>12</sup>, la zone en agglomération<sup>13</sup> et la zone hors agglomération.

Dans ces zones, les maîtres d'ouvrages ont l'obligation de privilégier la réalisation de travaux souterrains selon des pourcentages fixés par le contrat (voir ci-après : 13. Les travaux et l'environnement).

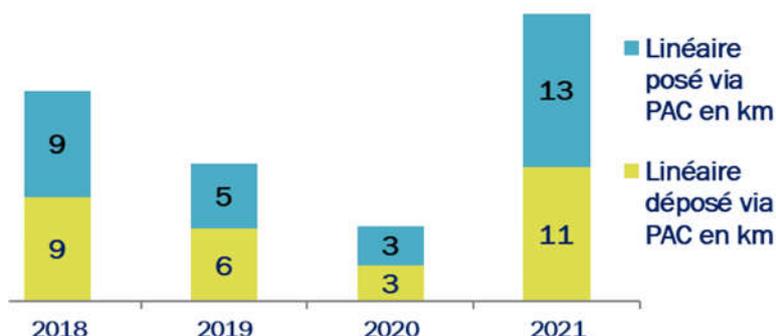
Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par régime CAS-FACE

Un peu moins des deux tiers du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par le Concessionnaire en 2021 l'a été **en zone urbaine** au titre du CAS-Facé<sup>14</sup> (63% contre 60% en 2020).



## 5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques

Linéaire de réseau HTA traité par PAC par Enedis



<sup>12</sup> La zone protégée intègre le périmètre de visibilité des monuments historiques et le périmètre de zones naturelles protégées.

<sup>13</sup> La zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le Code de la route.

<sup>14</sup> Seules les communes de moins de 2 000 habitants ne faisant pas partie d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants sont éligibles au CAS Facé. Cependant, des dérogations peuvent être accordées par les préfets, à la demande d'une Autorité concédante.

Enedis a mis en œuvre un **Plan Aléas Climatiques (PAC n° 1)** à partir de 2005 au niveau national. Ce plan consiste à sécuriser les lignes HTA aériennes principales à risque climatique avéré afin de diminuer la sensibilité du réseau aux intempéries.

En Normandie, la politique PAC a démarré fin 2011. Enedis indique avoir dépensé **490 k€** (CAPEX) en 2021 pour des travaux relatifs au Plan Aléas Climatiques, **déposé 11 km et posé près de 13 km de réseau HTA.**

## 6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes

La politique de fiabilité du réseau HTA aérien d'Enedis comporte 3 types d'actions :

- L'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes,
- le remplacement complet de la ligne (renouvellement).
- la prolongation de durée de vie (PDV), appelée également "rénovation"

**Enedis réalise des opérations de PDV depuis 2013.** Ce dispositif consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

En matière de gestion comptable, cette opération **correspond à un renouvellement partiel d'ouvrages** et se traduit donc sur le plan comptable par trois opérations :

- L'identification du linéaire traité en PDV et le transfert des valeurs comptables des linéaires non traités vers les autres numéros d'immobilisation,
- Le retrait partiel des actifs traités,
- La mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

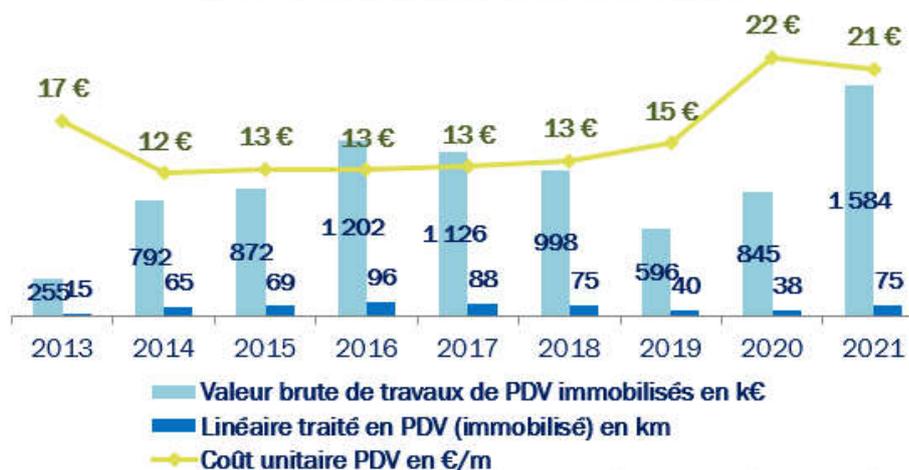
**Les travaux de PDV entraînent une prolongation de la durée de vie des ouvrages traités de 15 ans.** Si la durée de vie prolongée de ces ouvrages ne dépasse pas la date de fin de la convention de concession (19 juin 2048), les passifs des ouvrages retirés sont réaffectés en financement du Concédant. Dans le cas contraire, les provisions pour renouvellement sont portées aux résultats de la concession, en application des dispositions de l'article L322-5 du Code de l'Énergie<sup>15</sup>.

 **Le Concessionnaire refuse toujours de communication des études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation.** Le Concédant souhaite savoir comment Enedis justifie que « les coûts engagés sont considérés comme des dépenses ultérieures à la création de l'ouvrage, conduisant à prolonger la durée d'utilisation de l'ensemble au-delà de leur durée de vie actuelle de 40 ans ».

---

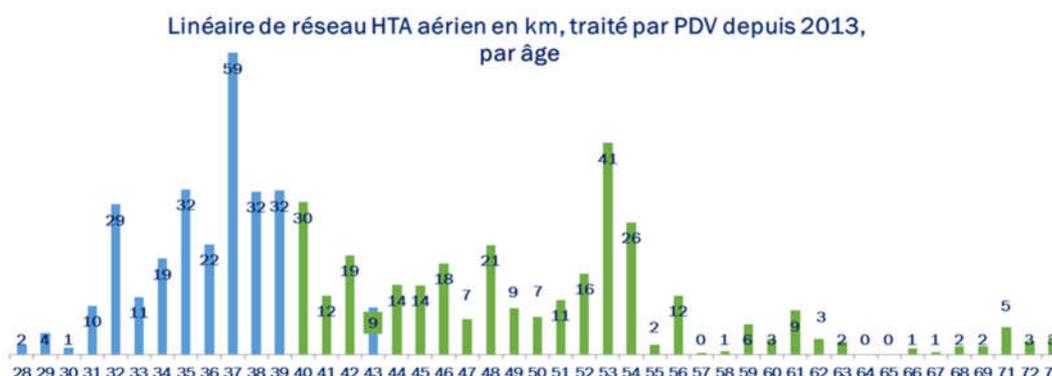
<sup>15</sup> Article L322-5 du Code de l'Énergie : « Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, les entreprises Concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenues, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité Concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »

**Linéaire et coût unitaire des travaux de PDV immobilisés annuellement  
(à fin 2021 : 561 km, CU moyen global 15 €/m)**



Au terme de l'exercice, on relève que :

- **561 km** de linéaires de réseau HTA aériens ont fait l'objet d'**opérations de PDV**, dont **75 km en 2021** (en hausse de 96% par rapport à 2020, même niveau qu'en 2018) sur la chronique 2013/2021.
- Sont concernés des réseaux âgés de **25 à 73 ans**.
- L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV (immobilisé) est d'environ **40 ans**. L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV en 2021 est d'un peu plus de 43 ans.<sup>16</sup>



- Le montant total de travaux immobilisés est de **8 270 k€**,
- Le coût unitaire moyen des opérations de PDV sur la chronique 2013-2021 est de **15 €/m**.
- **Le coût unitaire moyen annuel est élevé en 2020 et 2021** par rapport aux exercices précédents.

Pour le Concédant, cette augmentation du coût unitaire est très certainement la conséquence de la mise en place progressive du programme de « **rénovation programmée** ». La mention de ce nouveau programme est apparue pour la première fois dans le CRAC 2021.

Ce programme se différencie du programme de PDV notamment en ce qu'il entraîne le remplacement d'un nombre plus important de composants des lignes HTA aériennes. Elle pourrait en outre entraîner l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.



Enedis a transmis au Concédant une présentation de ce nouveau programme. **Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions**, restées sans réponses depuis la mission de contrôle 2021 (questions

<sup>16</sup> L'âge des réseaux traités en PDV varie de 25 à 73 ans, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 88 ans. Au vu des risques sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré et établi dans la durée. Quelques anomalies ont été constatées par le Concédant parmi les données communiquées : des tronçons compris dans la zone PDV qui n'auraient pas dû l'être, car leur âge est inférieur à 25 ans, tronçons indiqués avec une année de construction en 2020 et 2021 et une année de travaux PDV en 2015. Le Concessionnaire a précisé avoir effectué l'une des corrections en 2022 et l'autre devrait intervenir en 2023.

relatives aux règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...), justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages...).

**Lors de la présente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé qu'aucune affaire de Rénovation Programmée n'a été traitée ou programmée en 2021.**

Au titre du contrôle de l'exercice comptable 2021, l'Autorité concédante a souhaité **contrôler les différents mouvements comptables liés à la réalisation d'une opération de PDV**. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont les suivantes :



- **Le Concessionnaire a refusé de communiquer plusieurs documents** : les diagnostics techniques permettant de calculer le taux de retrait par FIES (fiche d'immobilisation), les FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, la méthodologie de calcul du taux de retrait. **Ce refus de communication interdit au Concédant de contrôler efficacement les différents mouvements comptables liés à la réalisation des opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, il est **impossible de vérifier l'exact transfert des valeurs comptables sur les tronçons non traités par les opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des diagnostics techniques, il est donc **impossible de vérifier l'exactitude des taux de retrait sur les différentes valeurs comptables des ouvrages affectés par les opérations de PDV.**
- Au vu des taux de retrait recalculés, a posteriori, sur la base de plusieurs inventaires et des mouvements comptables communiqués par Enedis, **le Concédant a pu vérifier l'exact transfert des passifs retirés sur les ouvrages traités en financement du Concédant.**
- Le transfert des provisions pour renouvellement en financement du Concédant est possible dans ce cas, car l'allongement de la durée de vie comptable des ouvrages (15 ans) n'a pas pour effet d'en faire des ouvrages non renouvelables au titre du présent contrat (millésime de l'opération de PDV : 2020 + 15 ans = 2035, date de fin de contrat SDEC ÉNERGIE : 19/06/2048). **Cette situation est temporaire** : les opérations de PDV vont être remplacées dans un futur proche par les opérations dites de rénovations programmées. Ces opérations entraîneront des taux de retrait plus importants et un prolongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans. **À compter de 2023 (2023 + 25 ans = 2048), les ouvrages traités deviendront des ouvrages non renouvelables et donc les provisions pour renouvellement rattachées à ces ouvrages seront reprises aux résultats d'Enedis.**

## 7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV



Le Concessionnaire assure un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés au fil de l'eau. **Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages** ont fait l'objet d'une communication au Concédant jusqu'aux données 2020. **Ces données n'ont pas été communiquées pour l'année 2021.**



Pour mémoire, les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé. Ainsi, le Concessionnaire a constaté, **sur la période 2017-2020, une diminution globale de 22% du taux d'incident** de l'ensemble du réseau aérien traité en PDV en prenant en considération les incidents toutes causes confondues **et une suppression des coupures longues pour cause d'usure.**

Les analyses du Concessionnaire :

- Ont porté sur des opérations de PDV réalisées depuis 2015 et prenaient en considération les coupures pour cause de défaillances matérielles<sup>17</sup> constatées antérieurement à la réalisation de l'opération de PDV et sur une chronique de 5 ans.
- Ont comparé un nombre de coupures longues après travaux de PDV sur des périodes de 6 mois (programme 2020) à 5,5 ans (programme 2015) selon les tronçons.



Le Concédant considère que les périodes utilisées ne sont pas toutes représentatives et que la comparaison sera plus fiable sur un historique de 5 ans sur chaque tronçon fiabilisé, avant comme après travaux. Il est donc pertinent d'inclure les résultats des programmes de PDV depuis 2015 dans les calculs.

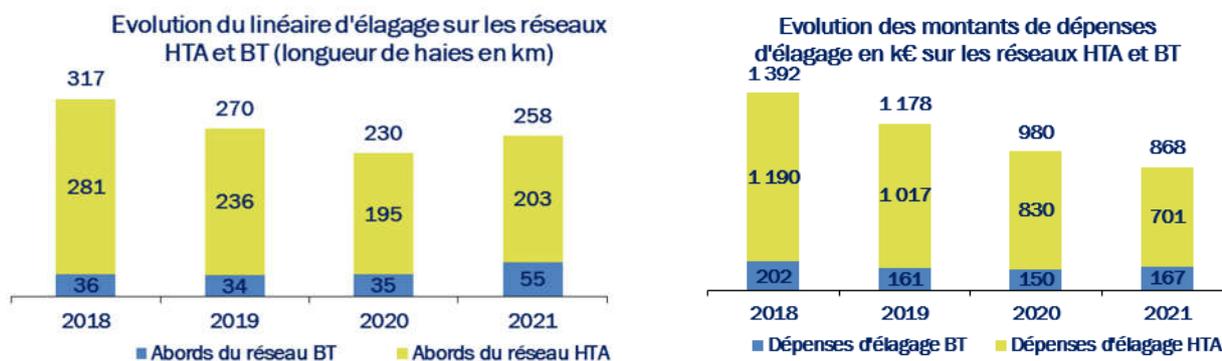
## 8. Les travaux d'élagage

En 2021, Enedis a élagué **258 km** de haies. Ce linéaire est en progression de 12 % par rapport à l'année précédente et le budget consacré à l'élagage (**868 k€**).

Après la diminution du linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA aériens de -27% entre 2017 et 2020, le Concédant constate que le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA est légèrement supérieur à celui de 2020 (+4%), alors que le budget est inférieur de -16% (701 k€ contre 830 k€).

Le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux BT a fortement augmenté par rapport à 2020 (+57%) et retrouve un niveau équivalent à celui de 2017.

Le Concessionnaire concentre ses actions sur l'élagage des lignes HTA qui représente 79% des haies élaguées et des dépenses d'élagage.



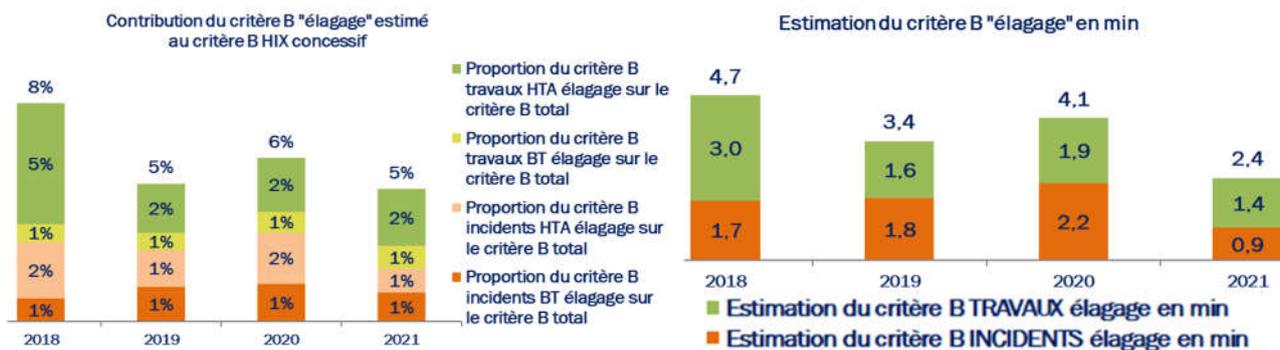
Le Concessionnaire précise qu'il effectue par hélicoptère une vérification des réseaux HTA aériens pour évaluer les besoins d'élagage, par cycle de 3 ans en moyenne. Il utilise le nombre de coupures longues ayant pour causes "Abattage insuffisant" ou "Élagage insuffisant" pour compléter le programme de surveillance des lignes HTA aériennes. En fonction de la qualité de fourniture, l'élagage d'un départ peut être avancé ou reporté d'une année.

Pour le réseau BT, le Concessionnaire intervient sur dépannage ou réclamation pour réaliser des actions d'élagage à proximité des postes HTA/BT. L'objectif prioritaire d'Enedis étant de garantir la sécurité du réseau.

Si le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA, il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce que refuse toujours le Concessionnaire.

En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT.

<sup>17</sup> Conducteurs déréglés, Défaillance de matériel : autre défaillance, Défaut de conception, Défaut de montage / tirage, Dépassement de capacités électriques, Mise en sécurité et Usure naturelle.



Le Concédant estime la part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT à 2,4 minutes en 2021 (contre 4,1 minutes en 2020, soit -42%). Il représente 5% du critère B total hors incidents exceptionnels (critère B HIX), contre 6% en 2020.

## 9. Le contrôle des programmes annuels



La convention de concession conclue le 29 juin 2018 comprend un **Schéma Directeur des Investissements (SDI)** sur le réseau de distribution d'électricité sur la durée du contrat (30 ans).

Pour être au plus près des besoins et de la réalité du terrain, le SDI est décliné en **Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)** de 4 ans, puis en **Programmes Annuels de travaux (PA)**.

Le **1<sup>er</sup> PPI** couvre la période du **1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2022** et fixe un montant d'investissements de **73 millions d'euros**, dont **38 M€** investis par **Enedis** et le **35 M€** par le **SDEC ÉNERGIE**.

Le **contrôle des PA** mené dans le cadre des missions de contrôle a pour **objet de contrôler la traçabilité des linéaires déclarés** dans les différents fichiers communiqués.

Les quantités d'ouvrages réalisées sont contrôlées **en priorité**, car c'est sur la base de celles-ci que le mécanisme du séquestre prévu au contrat (4<sup>e</sup> A article 11 du cahier des charges annexé à la convention de concession conclue le 29 juin 2018) pourrait être éventuellement mis en œuvre **si nous constatons que les volumes déclarés par le Concessionnaire n'ont pas été réalisés au terme du PPI 2019/2022**.

**Au titre du PA 2021**, le Concessionnaire a été interrogé sur la bonne cohérence entre les finalités de chantiers du PPI 2019/2022 et les objectifs investissements pour **5 chantiers**.

Enedis a précisé la genèse de ces opérations, les techniques mises en œuvre et les gains espérés.



**L'évaluation des gains espérés n'est pas réalisée par affaire par le Concessionnaire. Elle pourra être réalisée lors de missions de contrôle ultérieures, après un laps de temps suffisant pour mesurer les effets des travaux réalisés.**

Au titre du contrôle du PA 2021, les résultats sont les suivants :

- Les quantités de pose et de dépose indiquées au PA ont été retrouvées à l'inventaire pour 2 dossiers sur 5,

- Pour 3 dossiers sur 5, soit les quantités de pose, soit celles de dépose, indiquées au PA n'ont pas été retrouvées à l'inventaire.



Les résultats du contrôle 2022 de traçabilité des linéaires réalisés au titre du PA 2021 seront donc à consolider avec la production de l'inventaire 2022.

## 10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022

Finalités du PPI 2019/2022	Unités	Objectifs (quantité)	Quantités réalisées à fin 2021	Taux de réalisation à fin 2021
1- Modernisation - HTA souterrain	km	44	23	52%
2- Modernisation - HTA aérien	km	44	111	252%
3- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km	10	15	150%
4- Modernisation - PDV HTA aérienne	km	320	155	48%
5- Modernisation - Automatisation	Nombre	112	81	72%
6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (U)	N. B. Départs	4	Donnée non mesurable	
7- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	N. B. Départs	7	8	114%
8- Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'objectif quantitatif			
9- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	20	19	95%
10- Climatique - risque inondation	N. B. Postes	24	26	108%
11- Matériels HTA/BT pollués au PCB	N. B. Transfos	160	136	85%
12- Modernisation - BT aérien	km	13,5	12	89%
13- Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	17	170%

Le Concédant a mesuré l'état d'avancement du PPI 2019-2022 à fin 2021 et interrogé le Concessionnaire sur les résultats intermédiaires. Certaines quantités n'ont pas été communiquées : elles concernent les finalités 6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (delta U/U) et 8- Modernisation et continuité d'alimentation. **Les taux de réalisation du PPI 2019/2022 pour ces deux finalités ne peuvent être calculés.**

Il est à noter que les unités utilisées dans le cadre du suivi de la finalité de renforcement HTA (finalité 6) sont différentes de celles arrêtées dans le PPI.



Le taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA et BT aériens, de réalisation des travaux du PAC, d'automatisation, de création de départs HTA pour la levée de contraintes, de protection contre le risque inondation, de renforcement du réseau BT et de traitements des transformateurs pollués au PCB sont satisfaisants.



Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV doivent être suivis, car ils sont très en deçà des objectifs du PPI 2019/2022.

L'établissement du bilan provisoire du 1<sup>er</sup> PPI 2019-2022, ainsi que la mise à jour du diagnostic technique afin d'établir le 2<sup>d</sup> PPI qui interviendra sur la période 2023/2026, a fait l'objet de réunions de négociations tout au long de l'année 2022 et du 1<sup>er</sup> trimestre de l'année 2023 pour le bilan définitif du 1<sup>er</sup> PPI.



Le Concédant a également souhaité établir un point d'étape de l'avancement des valeurs repères du SDI. Le Concessionnaire a communiqué plusieurs résultats, mais a refusé de présenter ceux pour lesquels les pas de temps indiqués dans le cahier des charges sont l'échéance du/des PPI. **Les résultats obtenus sont présentés en fin de la partie "Qualité-Sécurité".**

## 11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

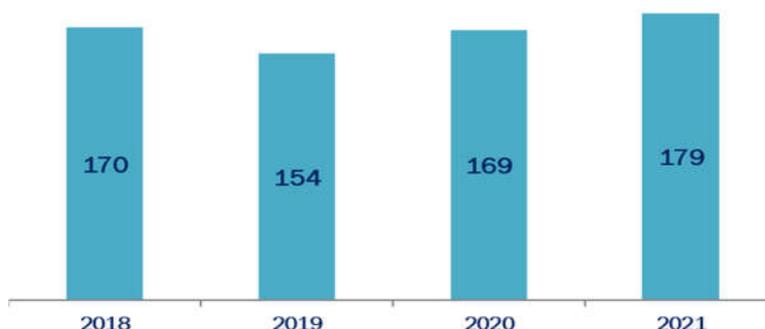


Les linéaires déclarés ci-dessous correspondent à ceux de l'année de programmation budgétaire du SDEC ÉNERGIE.

Ces linéaires sont pour partie mis en service au titre de cette année, mais peuvent être mis en service au cours des années suivantes.

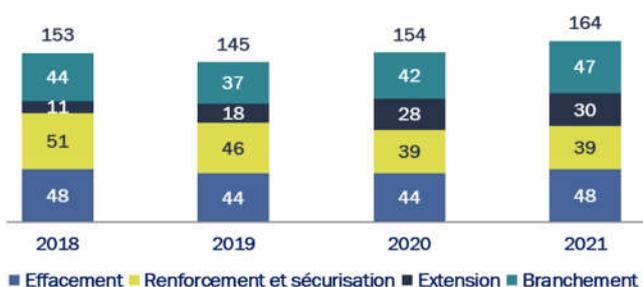
Ces linéaires comprennent les longueurs de canalisation de branchement réalisées à la différence de celles déclarées par le Concessionnaire.

**Linéaire de réseau HTA-BT réalisé par le SDEC ENERGIE par année de programmation incluant les linéaires de branchement**



En 2021, le SDEC ÉNERGIE a réalisé **179 km de linéaire de réseau BT et HTA** pour l'année de programmation budgétaire 2021.

**Répartition des linéaires de réseau BT posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation**



**Le SDEC ÉNERGIE a réalisé 164 km de réseau BT**, y compris les branchements, soit un linéaire en augmentation de **7% par rapport au programme de 2020**.

Le Syndicat a eu recours à la **technique souterraine pour 92%** du linéaire de ses travaux sur le réseau BT.

Les travaux réalisés par le Concédant sur le réseau BT sont essentiellement des travaux d'**effacements, de raccordement et de renforcements**.

Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au Concessionnaire Enedis, **néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE peut être amené à intervenir sur ce type de réseau.**

Au titre de 2021, le SDEC ÉNERGIE a posé 15 km de linéaire HTA, uniquement en technique souterraine.

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau (52%).

Répartition des linéaires de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Les travaux du Syndicat, pour le programme 2021, ont **contribué à renouveler 112 km de réseau HTA, BT et de branchements, dont 29 km de réseau BT aérien en fils nus.**

La répartition du linéaire de réseau HTA et BT, construit par le SDEC ÉNERGIE au titre du programme 2021, est **relativement équilibrée sur les 3 zones du cahier des charges** (article 8b du cahier des charges de concession et article 4 de l'annexe 1) : 28% en zone 1 dite "zone protégée", 37% en zone 2 dite "en agglomération" et 36% en zone 3 dite "hors agglomération".

**Le SDEC ÉNERGIE a construit 87% du linéaire de réseau HTA et BT en zone rurale au titre du CAS-FACE et 82% en comptabilisant aussi les branchements.**

## 12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage

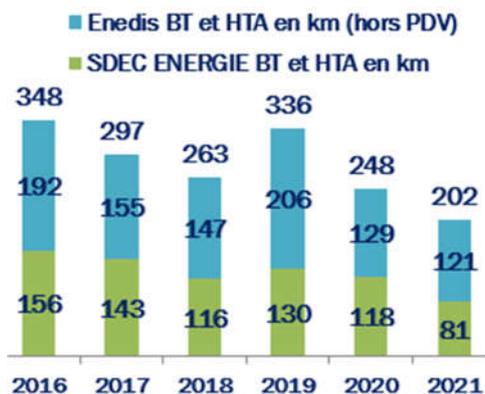
En complément des présentations précédentes, basées sur les mises en concession de l'année pour Enedis et sur l'année de programmation pour le SDEC ÉNERGIE, voici une présentation « comptable » des linéaires de réseau créé par Enedis et le SDEC ÉNERGIE.

**Il s'agit de comptabiliser, pour chaque maître d'ouvrage, le linéaire mis en concession (c'est-à-dire à l'inventaire) par année de mise en service, sans prendre en compte leur origine de financement et sans comptabiliser les linéaires de branchement, en l'absence d'inventaire pour ces ouvrages.**

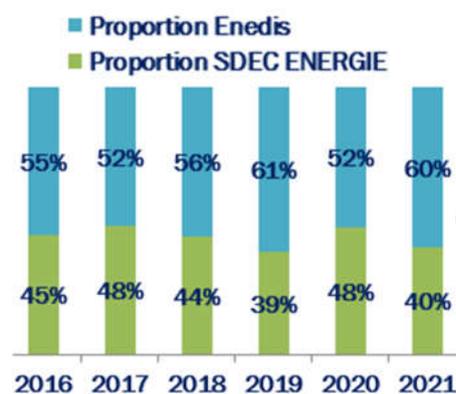
Ces données sont issues de la compilation des ouvrages mis en concession sur la période 2016-2021 (fichiers 23xx). Il est à noter que les données de la dernière année de mise en service (dans le cas d'espèce 2021) sont toujours **très partielles à l'année de production de l'inventaire**. Les linéaires déclarés sont consolidés lors des exercices comptables suivants. **Les remarques ci-dessous ne concernent donc que l'année N-1 c'est-à-dire 2020.**

Il est à noter que **les linéaires déclarés pour le Concessionnaire ne font pas apparaître les linéaires traités par des opérations de PDV**, ces canalisations ayant fait l'objet d'une maintenance lourde et non d'un renouvellement.



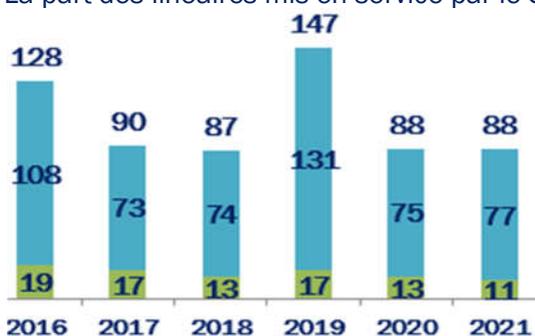


Linéaire de réseau HTA et BT mis en concession en 2016-2021 par année de mise en service et par maître d'ouvrage

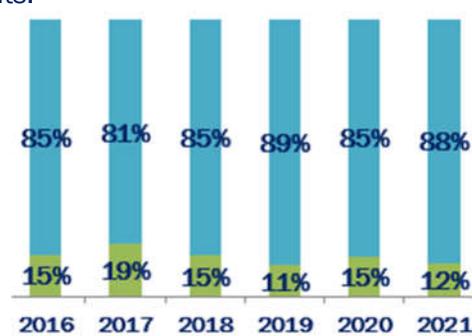


En 2020, le SDEC ÉNERGIE a mis en service **118 km** de réseau, tandis que le Concessionnaire a mis en service **129 km** de canalisations. Le linéaire mis en service est en diminution pour les deux maîtres d'ouvrage **avec une diminution beaucoup plus forte pour le Concessionnaire** (-77 km).

Enedis a mis en service **52% des linéaires de réseau**, cette part diminue de 9 points par rapport à 2019. La part des linéaires mis en service par le Syndicat croît de 9 points.



Linéaire de réseau HTA (hors PDV)

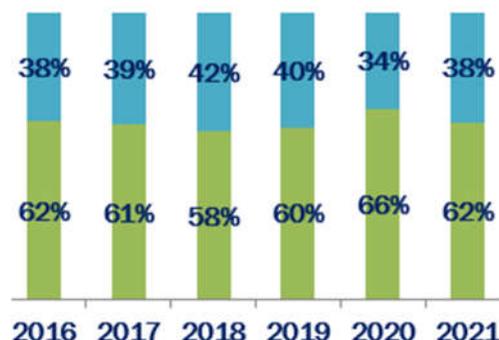


En 2020, Enedis a mis en service **75 km de réseau HTA**, c'est-à-dire 85% des mises en service.

Pour rappel, le SDEC ÉNERGIE peut intervenir par exception sur le réseau HTA lorsqu'il est maître d'ouvrage de travaux sur le réseau BT. Une mesure du niveau d'intervention du Syndicat sera réalisée au terme du 1<sup>er</sup> PPI 2019/2022, ce niveau d'intervention sur la durée de ce PPI sera mesuré par rapport à une valeur initiale de 100 km.



Linéaire de réseau BT



En 2020, **159 km de réseau BT** ont été mis en service dont **105 km** sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE. Ceci représente **66%** du linéaire global mis en service.

## 13. Les travaux et l'environnement

### 13.1 Les travaux souterrains

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule **un taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine** en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération. L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Les différentes zones	Leur objet	Part de technique souterraine ou discrète
Zone 1	Autour de monuments ou de sites inscrits ou classés	<b>100%</b>
Zone 2	En agglomération	<b>Au moins 85%</b>
Zone 3	Hors agglomération	<b>Au moins 50%</b>



Pour 2021, les résultats des **deux maîtres d'ouvrages atteignent les objectifs fixés** par le cahier des charges de concession, voire les **dépassent largement** pour les linéaires de réseau posés **en zones 2 et 3**. Il s'agit des linéaires de réseau mis en concession en 2021 pour Enedis et des linéaires du programme de travaux 2021 pour le SDEC ÉNERGIE.

### 13.2 Traitement des transformateurs pollués par les PCB (polychlorobiphényles)

Lors d'une précédente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que : « La politique d'Enedis en matière [de pollution des transformateurs par les PCB] est calée sur le respect de la nouvelle réglementation et du nouveau plan particulier d'Enedis validé par arrêté ministériel du 3 juillet 2014 :

- Les transformateurs > 500 ppm ont été traités,
- les transformateurs entre 50 et 500 ppm sont en cours de traitement : les transformateurs en cabines non conformes (ni bac, ni fosse) doivent être traités avant fin 2019, les transformateurs H61 et les cabines conformes d'ici fin 2025,
- 50% au moins de l'ensemble des transformateurs pollués doivent être traités avant 2019. »

Enedis a communiqué la liste des transformateurs de la concession dont le taux de PCB est supérieur à 50 ppm (**130 au 31/12/2022**), donnant ainsi au SDEC ÉNERGIE des éléments permettant de mieux préparer ses investissements, notamment d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux.

En 2021, les travaux menés sur les postes de transformation HTA/BT par les deux maîtres d'ouvrages ont permis le **traitement de 19 transformateurs pollués par les PCB** (polychlorobiphényles).

Afin d'éliminer l'ensemble des appareils pollués avant le 31 décembre 2025 (article R543-22 du Code de l'environnement) et selon le stock au 31/12/2021, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne 33 par an.

### 13.3 Traitement des poteaux en béton

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des **poteaux en béton** au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les deux maîtres d'ouvrage se sont associés (**groupement de commandes**) pour traiter ensemble ces déchets par concassage.

Les deux maîtres d'ouvrages déposent également des **poteaux en bois** lors de leurs chantiers. Ces poteaux déposés sont classés déchets dangereux (article R541-8 du Code de l'environnement). En effet, les bois ont été traités afin d'assurer leur durabilité en extérieur, principalement à la créosote ou aux sels de cuivre-chrome-arsenic (CCA), substances classées cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques (CMR) par le règlement CLP (règlement (CE) n° 1272/2008).

Ces déchets sont traités dans des installations de traitement thermique avec valorisation énergétique (usines d'incinération de déchets spéciaux ou fours de cimenteries), **séparément** par les deux maîtres d'ouvrages.

## 14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX



### POINTS FORTS

- La technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT), quel que soit le maître d'ouvrage.
- Des précisions relatives à l'objectif et au périmètre du nouveau programme de Rénovation Programmée (RP) ont été apportées. Plusieurs questions du Concédant restent toutefois en attente.
- Dans le cadre du PPI 2019/2022, les taux de réalisation des travaux de :
  - modernisation du réseau HTA et BT aérien,
  - d'automatisation,
  - de réalisation des travaux du PAC,
  - de création de départs HTA pour levée de contraintes,
  - de renforcement du réseau BT,
  - d'équipement des postes de transformation pour le risque inondation,
  - et de traitements des transformateurs pollués au PCB,sont satisfaisants.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- Les taux de réalisation des travaux de modernisation du réseau HTA souterrain et de PDV dans le cadre du PPI 2019/2022, doivent progresser.

#### Points en attente en 2022 :

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a pas été actualisé pour la mission de contrôle 2022 et l'incidentologie avant et après les opérations de PDV doit être comparée sur des durées similaires et pour tous les programmes.
- Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions relatives au programme de Rénovation Programmée (RP), notamment les règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...) et la justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.
- La communication (à la suite d'un contrôle d'une affaire de prolongation de durée de vie (PDV), lors de la mission de contrôle 2022) des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'Immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait.



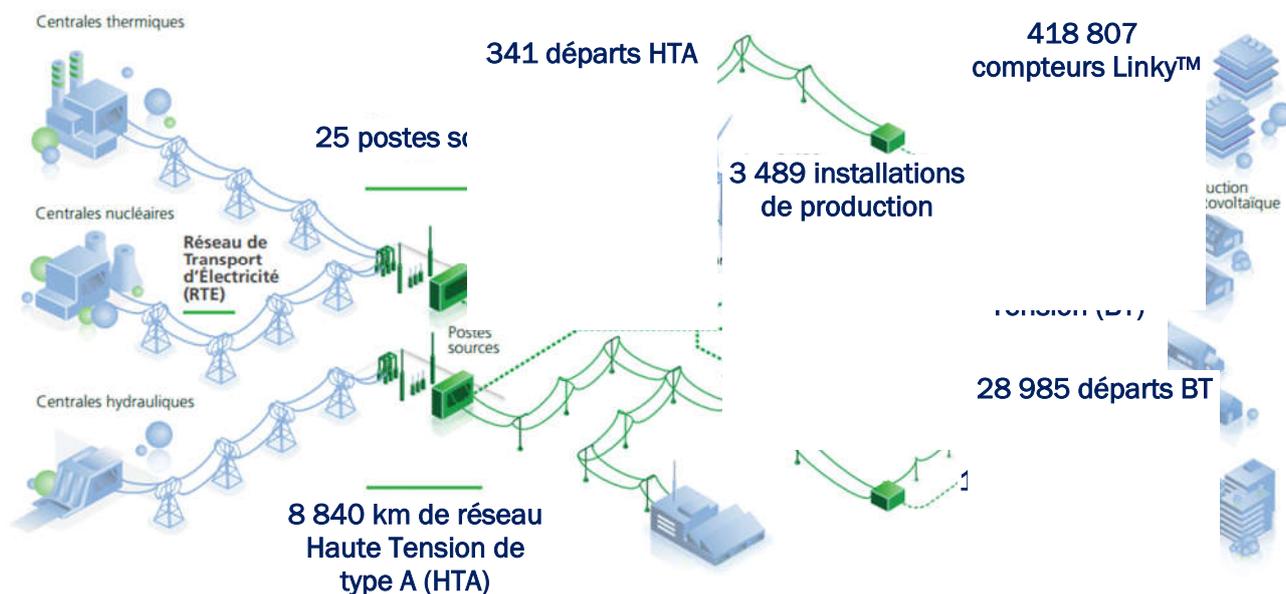
### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS

- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages.

### III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

#### 1. Le réseau de distribution d'électricité 2021

##### LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



de l'illustration : CRAC Enedis

Au terme de l'année 2021, le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est composé de :

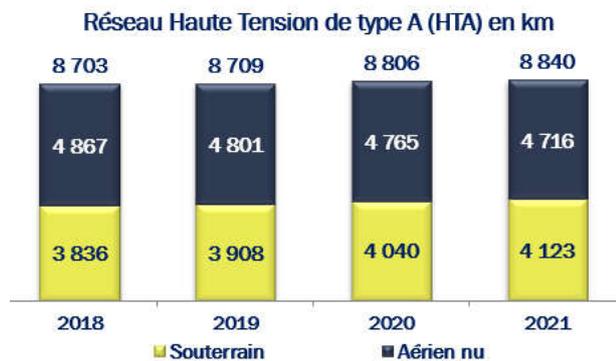
le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession

- **25 postes sources** alimentant et situés **sur la concession**, 4 autres sont situés en dehors du territoire du Calvados. Ils alimentent **341 départs HTA**.
- **20 128 km de réseau** (hors câbles de branchement) répartis en deux niveaux de tension : **11 289 km de réseau BT** et **8 840 km de réseau HTA**.
- **11 485 postes de transformation** qui permettent d'abaisser la tension de HTA à BT. Ils alimentent **28 985 départs BT**.
- **418 807 compteurs Linky** ont été installés. Le nombre de compteurs total à fin 2021 n'a pas été communiqué (compteurs actifs et inactifs).
- **3 489 sites de production** sont raccordés sur les réseaux HTA et BT.
  - **56%** de ce réseau est constitué par du **réseau BT**, c'est une proportion constante.
  - **66% de ce réseau électrique** se situe dans les **communes rurales** au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
  - **Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent respectivement de 0,8% et de 0,4% en 2021.**



## 2. Les canalisations HTA et BT

Le linéaire de réseau haute tension de type A<sup>18</sup> (HTA) est constitué de **8 840 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,4%, soit **34 km**.



Ce réseau est composé de **4 716 km** de **réseau aérien** et de **4 123 km** de **réseau souterrain**.

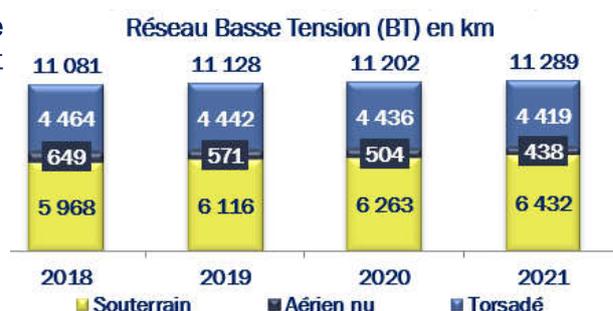
Il comporte également une petite longueur de réseau aérien torsadé (538 mètres en 2021). Enedis précise que la technologie de réseau est très peu répandue à la maille France. Elle est parfois utilisée en zone boisée, avec des inconvénients liés à la chasse ou aux chutes d'arbres.

0,9% du réseau HTA est en aérien fils nus de faible section (76 km).

Le linéaire de réseau basse-tension (BT) est de **11 202 km**. En 2021, ce linéaire évolue de 0,8%, soit de **87 km**.

Il est constitué de :

- **438 km** de **réseau aérien nu** (4% du réseau BT),
- **4 419 km** de **réseau torsadé**,
- **6 432 km** de **réseau souterrain**.



Pour les deux types de tension, les mises en service sont **majoritairement réalisées en réseau souterrain**, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

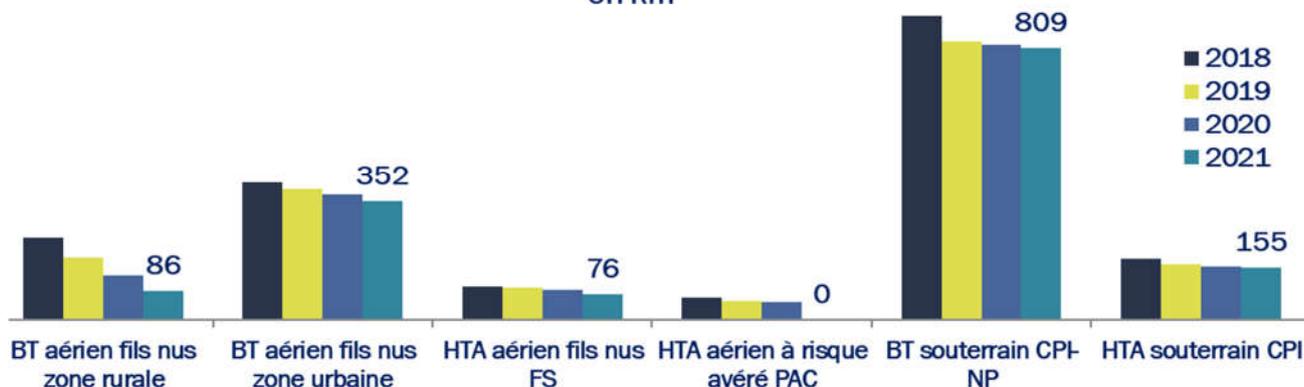


Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à **57%**, alors que celui du réseau HTA est de **47%**.

<sup>18</sup> Le réseau de distribution d'électricité est constitué de deux types de lignes : les lignes moyenne tension de type A (HTA) et les lignes basse tension (BT). Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV. Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230V ou 400V.

### 3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT

Evolution des linéaires des réseaux de technologies fragiles sur la concession en km



Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres.

La concession compte à fin 2021 :

Pour le réseau HTA	Pour le réseau BT
<p>76 km de réseau aérien de faible section, soit une proportion de 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien nu.</p> <p>155 km de réseau souterrain à isolation en papier imprégné (CPI), soit une proportion de 2% du réseau HTA total et 4% du réseau HTA souterrain.</p> <p>Ces longueurs sont en diminution, respectivement de -16% et -2%.</p> <p>Le réseau HTA compte également 75 km de réseau souterrain synthétique de 1<sup>re</sup> génération qui est potentiellement à risque.</p>	<p>438 km de réseau BT aériens nus, c'est -13% de linéaire en moins qu'en 2020. Cette diminution est essentiellement due à l'action du SDEC ÉNERGIE en domaine rural.</p> <p>Le réseau BT compte 809 km de câble souterrain à isolation papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP).</p> <p>Ce linéaire a diminué de -1% par rapport à 2020.</p> <p>Il représente 13% du linéaire de réseau BT souterrain et 7% du réseau BT total.</p>

Il est rappelé sur ce point :

- Qu'ENEDIS n'a pas transmis les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale.
- que la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de la localisation des réseaux :
  - BT souterrain estimés à isolation papier et BT souterrain estimés à neutre périphérique ;
  - HTA souterrain à isolation papier (CPI).

#### 4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus

Le remplacement du réseau BT aérien nu est inscrit au schéma directeur des investissements (SDI), avec pour échéance de résorption la fin du 2<sup>e</sup> programme pluriannuel d'investissements (PPI) en zone rurale et le terme du contrat en zone urbaine.

Le contrat précise que la suppression du réseau BT aérien en fils nus doit être la plus régulière possible d'un PPI à l'autre. Le premier PPI a été établi sur la période 2019-2022.



Au rythme de dépose 2021, la résorption des 86 km de cette technologie en zone rurale et des 352 km en zone urbaine pourrait être observée :

- en 2 ans en domaine rural,
- en 18 ans en domaine urbain. Cette durée est plus beaucoup courte que celle observée l'année précédente, ce qui traduit une **accélération de la résorption dans cette zone.**

Evolution du linéaire de réseau BT aérien fils nus en km par zone FACE



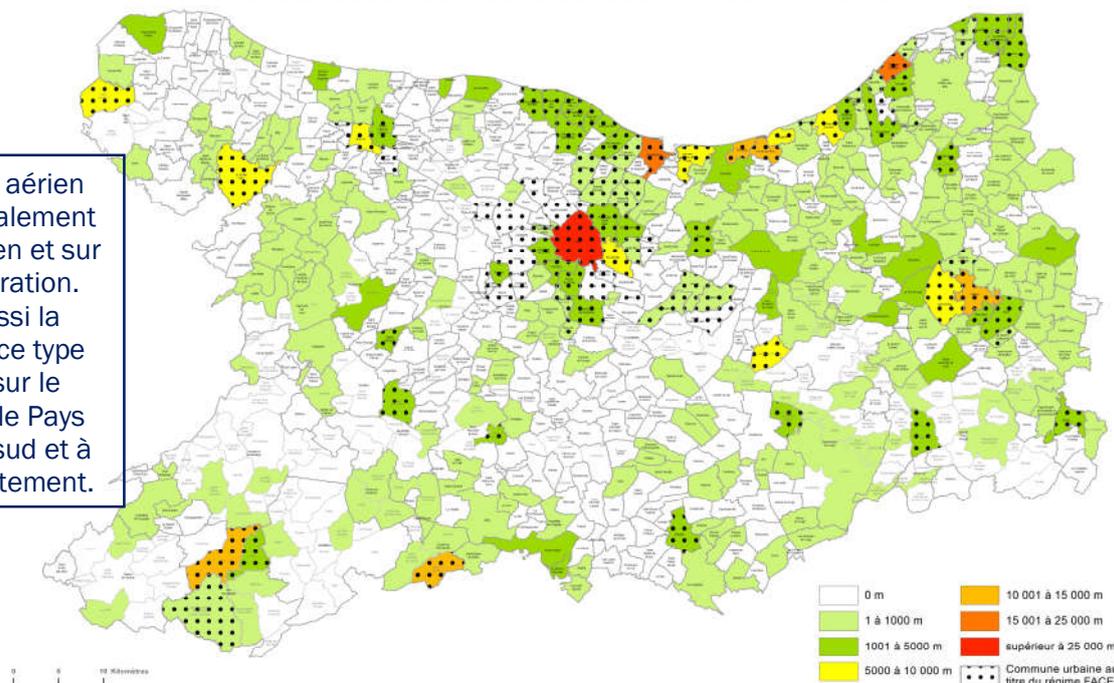
Réseau BT aérien en fils nus :

Quantité **438 km** (4% du réseau BT)

Évolution 2020/2021 : **-13%**

- 46 km en domaine rural (action du Syndicat)
- 20 km en domaine urbain.

La localisation du linéaire de réseau BT aérien fils nus



### Réseau HTA aérien fils nus de faible section :

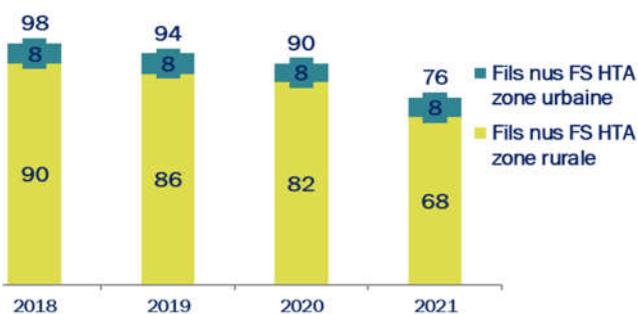
Quantité : **76 km** (0,9% du réseau HTA)

Évolution 2020/2021 : **-16%**

Le remplacement du réseau HTA aérien nu de faible section n'est pas inscrit comme valeur repère au schéma directeur des investissements (SDI).

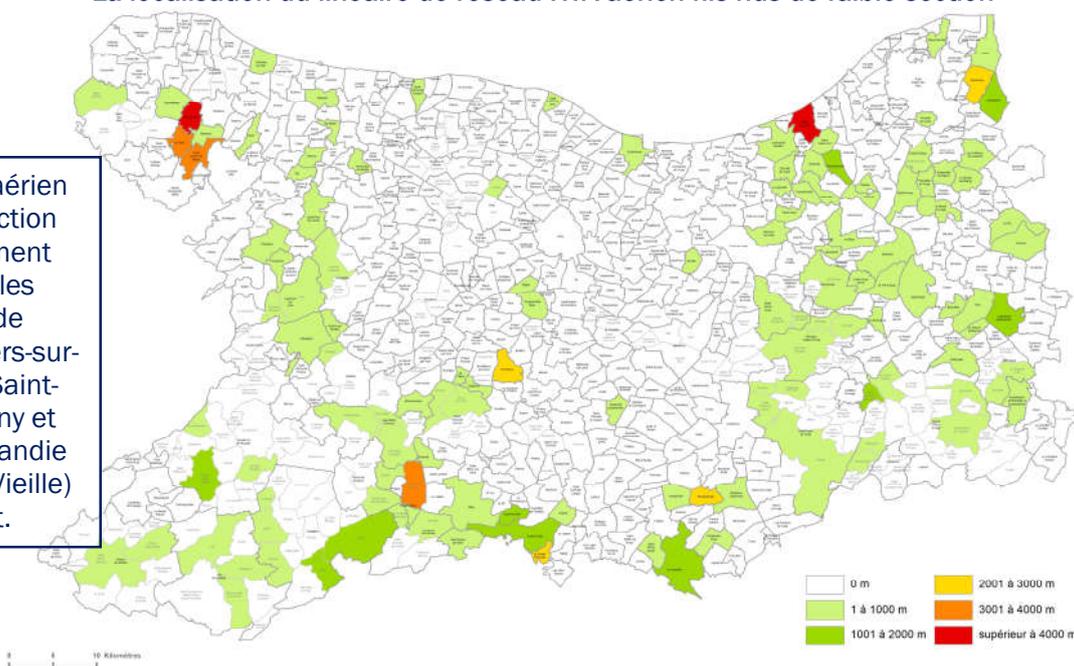
Au rythme de dépose en 2021, la résorption des 76 km de cette technologie pourrait être observée en 5 ans (contre 23 ans en 2020).

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section en km par zone FACE



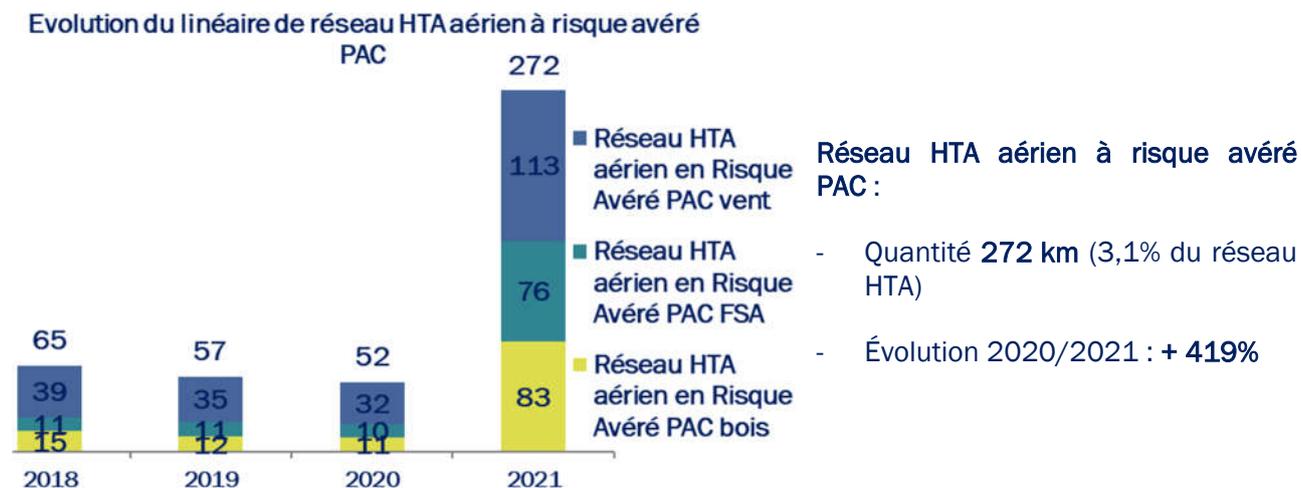
### La localisation du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section

Le réseau HTA aérien nu de faible section est principalement implanté sur les communes de Bricqueville, Villers-sur-Mer, La Folie, Saint-Martin-de-Blagny et Condé-en-Normandie (Saint-Pierre-la-Vieille) notamment.



## 5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques

### 5.1 Le linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré (PAC)



Le remplacement du **réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC)** est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption le terme du dernier PPI.

**Au terme de l'exercice, ce linéaire s'élève à 272 km, contre 52 km en 2020. Ce réseau HTA aérien à risque avéré PAC se répartit en 83 km en zone de bois, 76 km de faible section et 113 km en zone de vent.**

Enedis ayant communiqué ces données tardivement, l'augmentation du stock de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC) reste inexpliquée au terme de la mission de contrôle.

Cependant, et en l'attente d'interroger Enedis dans le cadre de la prochaine mission de contrôle, il semble que cette augmentation pourrait être liée à la mise en œuvre d'un programme complémentaire de résorption.

En effet, lors de la précédente mission de contrôle, Enedis a évoqué la mise en œuvre du Plan Aléas Climatiques (PAC n°2) dans la continuité du PAC n°1.

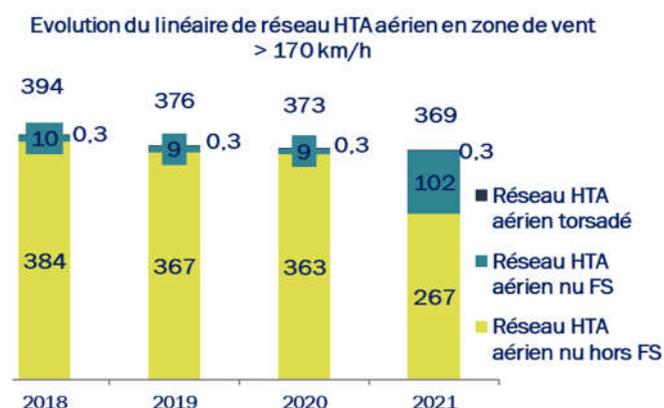
L'objectif retenu de ce programme est notamment, pour un évènement climatique équivalent aux tempêtes de 2017, de réduire le pic de clients coupés et d'accélérer la réalimentation par automatismes. Pour cela, le programme PAC n°2 vise à sécuriser les antennes des départs HTA aériens alors que le PAC n°1 vise prioritairement les lignes principales.

Lors de la mission de contrôle 2022, Enedis a précisé que les deux programmes sont complémentaires et coexisteront dans le temps.



Le Concédant interrogera Enedis lors de la prochaine mission de contrôle afin qu'il confirme les raisons expliquant la variation de linéaire.

## 5.2 Le linéaire de réseau HTA en zone de vent



### Réseau HTA aérien en zone de vent >170 km/h :

- Quantité : **369 km** (4,2% du réseau HTA),
- Problématique de **vieillissement plus rapide**.

Enedis a précisé dans le diagnostic technique du cahier des charges de concession : « Le réseau côtier est celui présent dans la zone vent > 170 km/h c'est-à-dire sur les communes qui ont connu cette vitesse de vent dans les 20 dernières années.

Tout réseau présent dans la zone vent > 170 km/h n'est pas retenu comme étant à risque climatique. Cependant il faut prendre en compte la problématique de vieillissement plus rapide du réseau aérien se situant dans cette zone ».

Le concédant suit donc l'évolution du stock de réseau HTA aérien dans cette zone. On note une nette décroissance de ce stock entre 2018 et 2021 (394 km en 2018, 369 en 2021).

Le Concessionnaire ayant communiqué ces données tardivement, le Concédant n'a pas été en mesure de l'interroger sur l'évolution des quantités de réseau HTA aérien nu de faible section en zone de vent entre 2020 et 2021.

En effet, on relève une progression importante du stock de réseau HTA aérien nu de faible section (9 km en 2020, 102 km en 2021) s'accompagnant d'une diminution du stock de réseau HTA aérien nu hors faible section.



Le concédant interrogera Enedis sur les causes de ce basculement lors de la prochaine mission de contrôle.

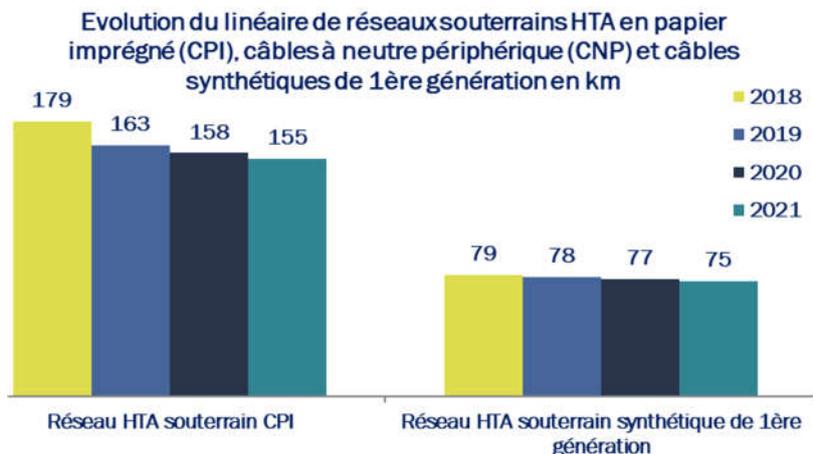
Le SDEC ÉNERGIE souligne que le constat de vieillissement plus rapide du réseau HTA aérien se situant dans la zone de vent >170 km/h peut être élargi au réseau BT aérien dans cette zone à défaut d'étude démontrant le contraire.

Le Syndicat a donc inscrit, au SDI, l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain en zone de vent > 170 km/h en zone rurale de 54% à 70%, au terme du 6<sup>e</sup> PPI.

**Au terme de l'exercice, le taux de réseau BT rural en souterrain est de 62%.**

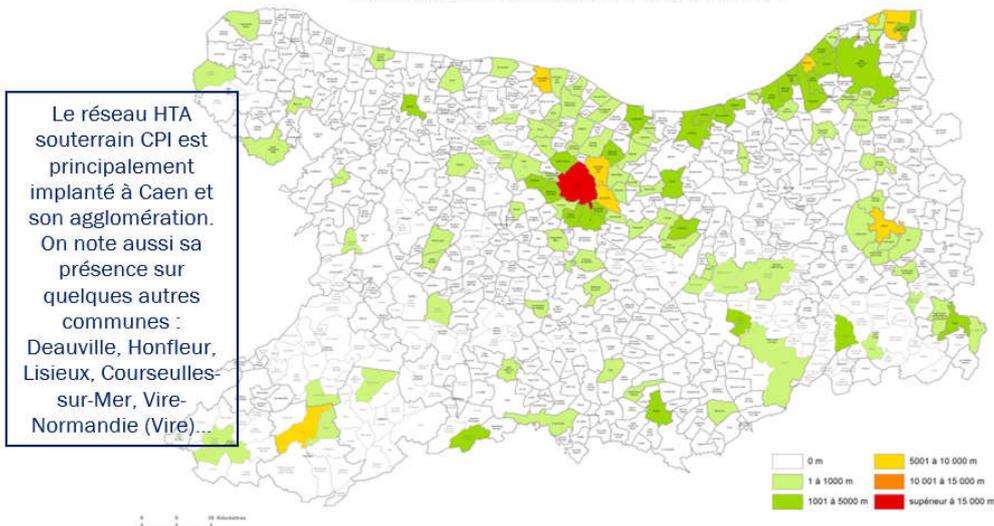
## 6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP...

### 6.1 le réseau HTA



Le réseau HTA souterrain CPI	Le réseau HTA souterrain synthétique de 1 <sup>re</sup> génération
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Évolution 2020/2021 : -2% (- 4 km)</li> <li>- 4% du réseau HTA souterrain est en CPI (2% du réseau HTA total)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Évolution 2020/2021 : -2% (-2 km)</li> <li>- 2% du réseau HTA souterrain est en synthétique de 1<sup>re</sup> génération</li> </ul>
<p>Le remplacement du <b>réseau HTA souterrain CPI</b> est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption de 90% du stock de 2017, le terme du 4<sup>e</sup> PPI.</p> <p>À fin 2021, le linéaire de réseau HTA souterrain CPI s'élève à <b>155 km, contre 179 km en 2018</b>. Ce réseau HTA souterrain CPI est localisé à <b>95%</b> en zone urbaine.</p>	<p><b>Le réseau HTA souterrain synthétique de 1<sup>re</sup> génération est sous surveillance, car potentiellement incidentogène. Sa suppression n'est pas inscrite</b> comme valeur repère au SDI.</p> <p>Au rythme de dépose 2021, la résorption des <b>75 km</b> de cette technologie pourrait être observée en <b>41 ans (en 69 ans au rythme 2020)</b>.</p>
<p> Au rythme de dépose 2021, la résorption de <b>90%</b> du linéaire de cette technologie pourrait être observée en <b>36 ans</b> (en 29 ans au rythme 2020). <b>Ce rythme s'il se maintient ne permettra pas la suppression de 90% du stock en 4 PPI soit 16 ans comme le prévoit le schéma directeur.</b></p>	

La localisation du réseau HTA souterrain CPI



## 6.2 Le réseau BT

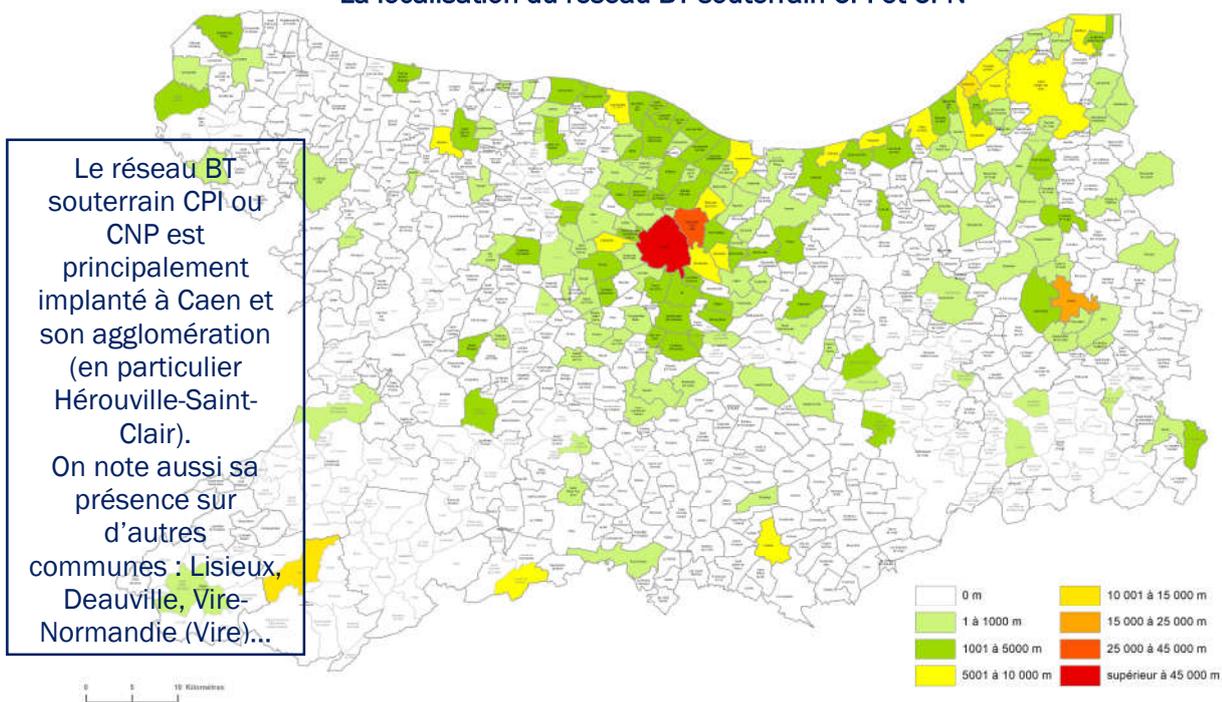
Le réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI) et câble à neutre périphérique (CNP) est également **sous surveillance**. Le stock est estimé, car ces informations ne sont pas natives dans les SI du Concessionnaire. La suppression de ces technologies n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.

Evolution du linéaire de réseaux souterrains BT en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) en km



Au rythme de dépose 2021, la résorption du stock estimé à **809 km** de cette technologie pourrait être observée en 76 ans (en 99 ans au rythme 2020).

La localisation du réseau BT souterrain CPI et CPN



## 7. Les immeubles mis à disposition, les postes de transformation HTA/BT et les postes sources

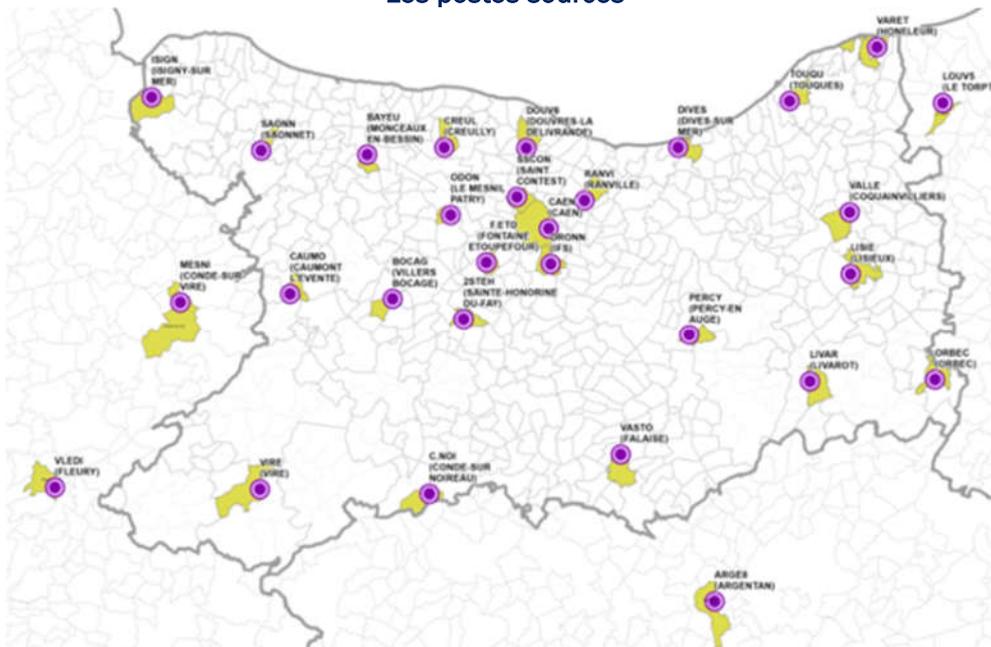
### 7.1 Les immeubles mis à disposition du Concessionnaire



Le Concédant réitère sa demande que le Concessionnaire constitue une liste des conventions qu'il a conclues pour l'ensemble des immeubles mis à sa disposition, y compris les terrains utilisés, avec leur localisation (immeubles et terrains prévus à l'article 13 du CDC).

## 7.2 Les postes sources

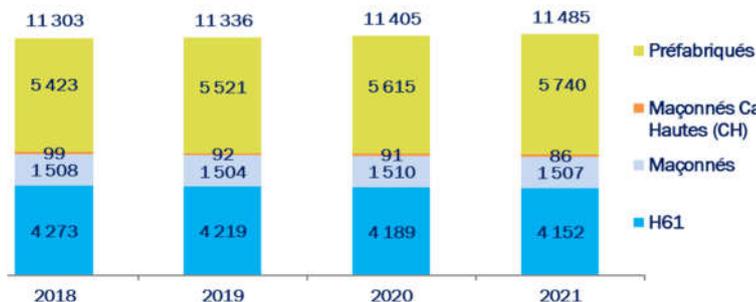
### Les postes sources



29 postes sources alimentent la concession, dont 4 sont situés en dehors du périmètre de la concession.

## 7.3 Les postes de transformation

Evolution du nombre de postes de transformation HTA/BT par catégorie



- **11 485** postes de transformation HTA/BT
- Évolution 2020/2021 : + **0,7%**
- **68%** des postes de transformation sont situés en **zone rurale**.
- Âge moyen : **30 ans**
- **24%** des postes ont plus de **40 ans** (contre 19% en 2019).

Le nombre de **postes de transformation HTA/BT** augmente légèrement chaque année pour atteindre **11 485** en 2021 (+ 0,7% d'augmentation par rapport à 2020). **64%** de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués.

Les postes sur poteau (H61) sont en baisse de **44 unités** en moyenne par an depuis 2012.

Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés de **30 ans**, âge en légère augmentation.

On constate cependant une certaine hétérogénéité en fonction du type de poste. **Les préfabriqués** sont **relativement jeunes**, en moyenne âgés de 20 ans, alors que l'âge moyen des **postes sur poteau (H61)** et des **postes maçonnés** (hors postes tours) s'établit respectivement à **38 et 42 ans** à fin 2021.

Les postes de transformation de plus de 40 ans représentent 24 % du parc en concession au terme de l'exercice.

## 7.4 Les transformateurs et les autotransformateurs

La concession compte **11 570 transformateurs HTA/BT** au terme de l'exercice. Plus des trois quarts (77%) ont une puissance assignée inférieure à 250 kVA. **13% de ces transformateurs ont plus de 40 ans.**

La concession du Calvados compte **24 autotransformateurs** en 2021, contre 25 en 2020.

Le Concessionnaire ne communique plus les années de création de ces ouvrages depuis les données 2018, car la complétude du champ "année de création" de la base technique correspondait à la création de la fiche de l'autotransformateur et non à la date de création de celui-ci. Enedis précise que l'évolution de la requête est en cours d'étude pour ajouter la date de mise en service des autotransformateurs.

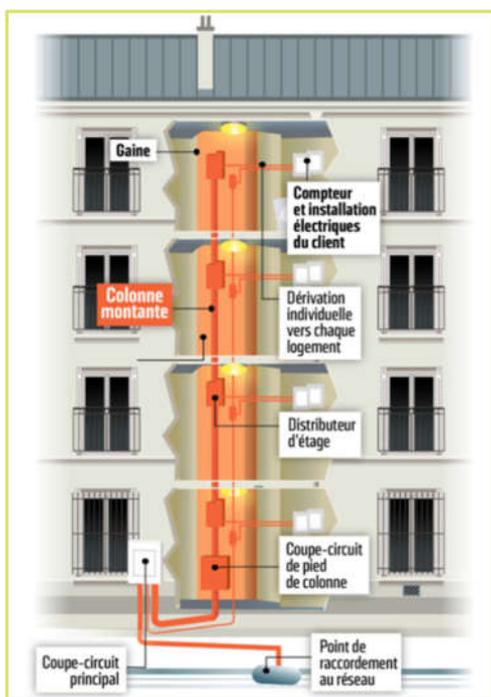
## 8. Les départs HTA et BT et les OMT

**341 départs HTA alimentent** la concession dont **45% sont souterrains** (c'est-à-dire dont plus de 95% du linéaire est en technique souterraine). **Aucun départ HTA n'a une longueur supérieure à 100 km** et **24** ont une longueur comprise **entre 70 km et 100 km.**

Le réseau de distribution d'électricité est équipé **d'organes de coupure (interrupteurs ou sectionneurs)** qui permettent d'isoler une grappe de postes de transformation HTA/BT et d'assurer le sectionnement et le bouclage de parties du réseau. La manœuvre de ces organes peut être automatisée ou manuelle. Ainsi, le réseau HTA comptabilise **2 187 points** de manœuvre automatisés (organe de manœuvre télécommandé - OMT) et **1 449 IACM** (interrupteurs aériens à commande manuelle) en 2021. La concession compte **31 départs sans OMT.** En moyenne, **6 OMT** équipent un départ HTA alimentant la concession et 1 OMT isole 2,2 km de réseau HTA aérien.

Parmi les **28 985 départs BT** alimentent la concession. **45%** sont en zone rurale et **66%** sont dits souterrains (c'est-à-dire qu'ils comptabilisent plus de 95% de leur linéaire en technique souterraine).

## 9. Les branchements collectifs



Les **ouvrages collectifs de branchement (OCB)** sont constitués des matériels suivants :

- La **canalisation collective** raccordée au CCPC (borne aval de la liaison réseau) assure la distribution électrique en acheminant le courant aux différents distributeurs d'étage ;
- Les distributeurs portent la fonction de **coupe-circuit principal individuel** et connectent la canalisation collective et les dérivations individuelles ;
- Les **dérivations individuelles (DI)** branchées en aval du CCPI permettent l'acheminement de l'électricité jusqu'au point de livraison.

**À fin 2021, Enedis dénombre 16 472 ouvrages collectifs de branchement.**

Source de l'illustration : LP/INFOGRAPHIE - JOSÉ MANCHEGO

La loi ÉLAN<sup>19</sup> a introduit de nouvelles dispositions relatives aux colonnes montantes. Les colonnes montantes mises en service après le 24 novembre 2018 appartiennent aux AODE et sont gérées et entretenues par le Concessionnaire. **Depuis le 24 novembre 2020**, il en est de même pour les colonnes montantes mises en service avant le 24 novembre 2018, sauf opposition des propriétaires.

L'inventaire technique 2021 fait apparaître l'ensemble des colonnes montantes propriété du SDEC ÉNERGIE. Seules **6 colonnes montantes sont restées hors concession**, leurs propriétaires ayant refusé le transfert des ouvrages.

### Les effets patrimoniaux de la loi ÉLAN

Les ouvrages collectifs de branchement	Quantité
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) concessifs	8 091
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) repris dans le cadre de la loi ÉLAN	8 381
Total OCB	16 472

**8 381 ouvrages collectifs de branchement** ont été repris dans le patrimoine concessif dans le cadre de la loi ÉLAN.

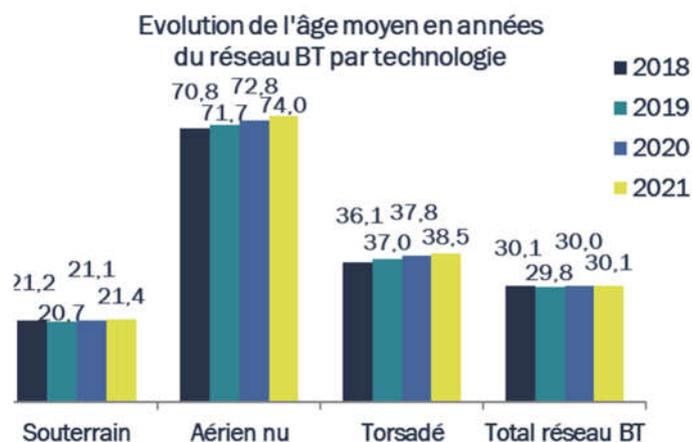
Années de mise en service des ouvrages collectifs de branchement	Quantité	Proportion
1950 et avant	196	1%
1951-1970	3 783	23%
1971-1990	6 478	39%
1991-2020	5 858	36%
2021	157	1%
Total	16 472	

**24%** des ouvrages collectifs de branchement ont été mis en service avant 1970.

### 10. L'âge moyen des réseaux BT

- Âge moyen BT en 2021 : **30,1 ans**,
- Âge moyen BT hors linéaire de 1946 : près de **23,6 ans**,
- Âge moyen du réseau BT aérien en fils nus : **74 ans**.

Les évolutions des âges moyens des technologies, réseau torsadé et aérien nu sont similaires à celles observées pour les années précédentes.



L'âge moyen du réseau BT est en légère augmentation par rapport à 2020 (**30,0 ans**).

Il est à noter qu'une part du linéaire de réseau BT (13% à fin 2021, soit 1 484 km) a été renseignée par le Concessionnaire **comme ayant été posé en 1946, de manière arbitraire**, sans correspondance avec la date réelle de pose.

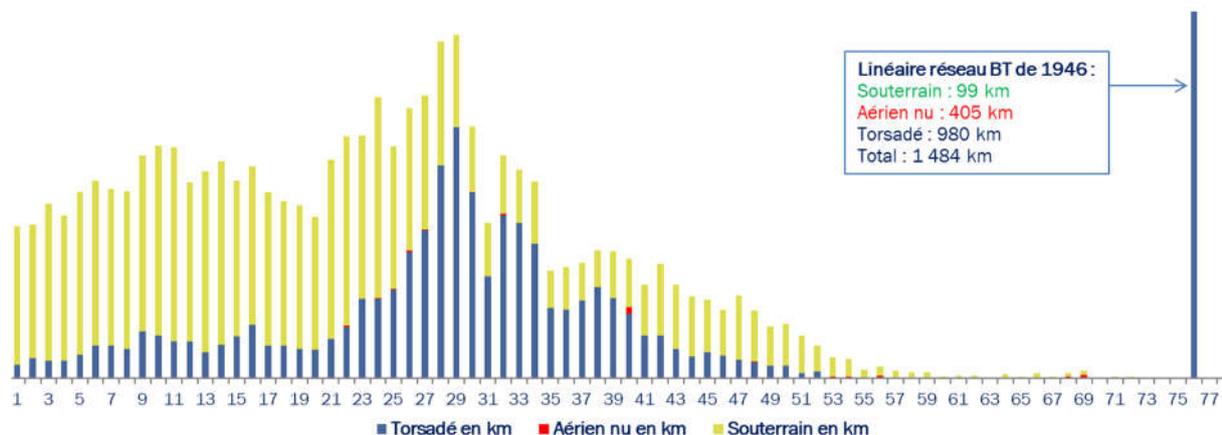
<sup>19</sup> Loi Elan (évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018.

La pertinence de ce calcul est donc amoindrie par cet état de fait. Le calcul de l'âge moyen du réseau BT, hors linéaire daté de 1946, est de 23,6 ans, soit près de 7 ans de moins que pour l'ensemble du réseau BT.<sup>20</sup>

En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 arbitrairement est en diminution de 5% par rapport à 2020, comme entre 2019 et 2020.



Linéaire de réseau BT en km. par technologie et par âge en 2021  
(source : inventaire technique CTL\_OBT\_001)

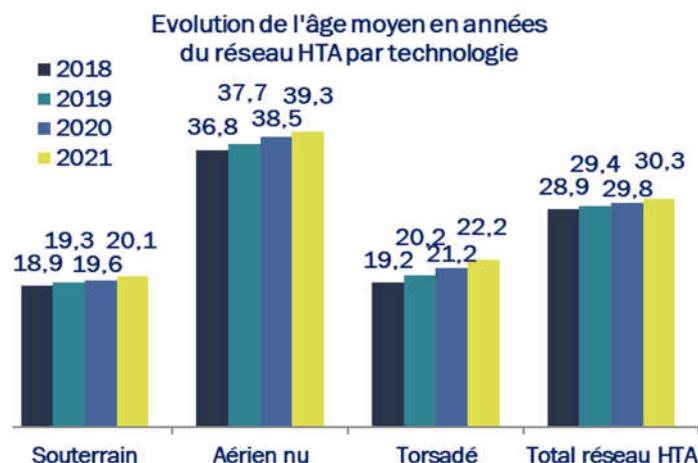


Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau BT torsadé à 50 ans et celle des autres technologies BT à 40 ans. Une grande part du réseau BT sera totalement amorti pendant le contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 283 km de réseau BT sont complètement amortis, soit 20% du linéaire total de réseau BT et 13% du réseau a plus de 60 ans. Ces proportions sont en baisse de 1% par rapport à 2020.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages BT qui va dépasser sa durée de vie probable<sup>21</sup> au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

### 11. L'âge moyen des réseaux HTA



- Âge moyen en augmentation depuis 2007 : **30,3 en 2021**,
- Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus : **39,3 ans**.
- L'une des réponses du Concessionnaire à ce vieillissement est le renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde dénommées « **prolongation de la durée de vie (PDV)** » ou de « **rénovation programmée (RP)** ».

<sup>20</sup> Pour rappel : Pour les données 2017 et 2019, le Concessionnaire a procédé à des corrections d'une partie de ces dates dans la base technique, notamment sur le réseau souterrain. Le Concédant souhaite que ces actions correctives se poursuivent.

<sup>21</sup> Le plan comptable général impose aux entreprises de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilisation d'une immobilisation c'est-à-dire la durée pendant laquelle elle estime qu'elle va utiliser les immobilisations.

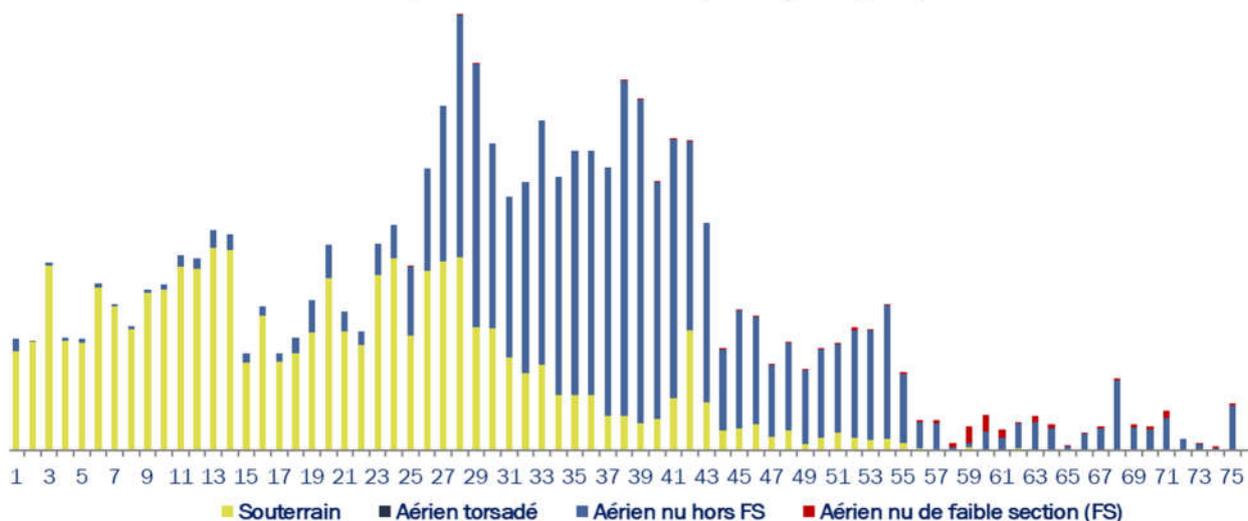
L'âge moyen du réseau HTA progresse d'une demi-année par an en moyenne chaque année depuis 2012. Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,4 en moyenne par an. Il s'établit à un peu plus de 20 ans à fin 2021.

La technologie aérienne en fils nus, utilisée depuis plus longtemps, présente quant à elle un âge moyen de 39,3 ans.

L'âge moyen du réseau HTA aérien torsadé a augmenté d'un an pour atteindre 22,2 en 2021.

Linéaire de réseau HTA en km, par technologie et par âge en 2021  
(source : inventaire technique CTL\_OHTA\_004)



Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau HTA, hors câbles immergés, à 40 ans.

Une grande part du réseau HTA atteindra sa fin de vie pendant le nouveau contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2021, 2 093 km de réseau HTA sont complètement amortis (\*ce calcul ne tient pas compte de la prolongation de durée de vie de 15 ans des ouvrages HTA ariens), soit 24% du linéaire total de réseau HTA, et plus de 3% du réseau a plus de 60 ans.



Compte tenu de la part importante d'ouvrages HTA qui va dépasser sa durée de vie probable au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

## 12. La concordance globale des bases techniques et comptables

### La concordance des bases technique et comptable en termes de quantité à la maille de la concession, sans prise en compte des différentes technologies de réseau BT et HTA



En termes de quantité globale à la maille de la concession (par rapport à la base technique), **l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable**, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.

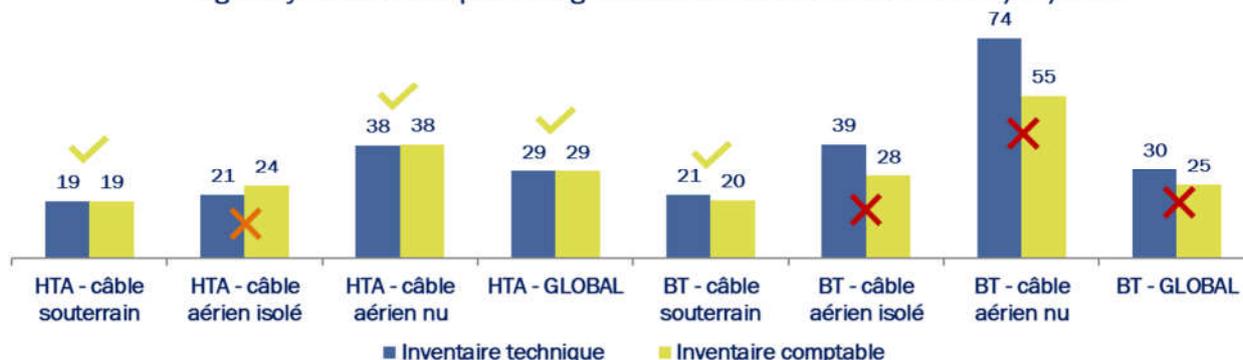
Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants pour 2021 :

- Canalisations BT : -0,4%
- Canalisations HTA : -0,7%
- Postes de transformations : -1,3%.

L'écart observé pour les postes de transformation HTA/BT est basé sur une estimation des quantités à l'inventaire comptable depuis les données 2015.

### La concordance des bases technique et comptable en termes d'âge moyen des linéaires de réseau

Age moyen en années par ouvrage selon la source des données au 31/12/2021



Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'expliquent par :

- la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980,
- les retraits des réseaux BT de la base comptable sont réalisés de façon statistique, les réseaux BT les plus anciens de la typologie concernée sur cette commune étant sortis de l'inventaire.

Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- des erreurs de saisie,
- une mauvaise prise en compte de la dépose,
- des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2021 aient été portés à l'inventaire technique, mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2021.

Pour Enedis, en raison de la datation par défaut à 1946 d'une certaine proportion de réseaux BT historiques et de l'avancement différencié des travaux engagés au niveau local pour la fiabilisation de cette date, il n'est pas possible de calculer des âges moyens des réseaux à partir de la base « technique » (la moyenne étant alors fortement biaisée avec les valeurs « 1946 »). La base comptable est donc utilisée pour ce calcul, ce qui amène, de plus, une unicité des pratiques et une permanence des méthodes de mise à jour de celle-ci.

Or, dans la base comptable, Enedis réalise les retraits sur le tronçon correspondant au millésime le plus proche sur la commune considérée, puis fait une règle de 3 sur les valeurs en fonction des quantités retirées.

Le Concédant et le Concessionnaire divergent sur la base à prendre en compte pour calculer l'âge moyen des réseaux.

D'une manière générale, le Concédant souhaite que le Concessionnaire mentionne systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'il présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base.

Enedis a précisé, lors de la mission de contrôle 2022, que « l'âge comptable est basé sur le patrimoine immobilisé, ce qui implique que les dates de mise en service des ouvrages sont justifiées au moment de l'immobilisation par les affaires générant les mises en service. Bien que la base comptable semble plus fiable, nous sommes conscients que la base comptable est susceptible de comporter des erreurs sur les réseaux les plus anciens.



Ces erreurs devraient se réduire au fur et à mesure des opérations de fiabilisation. En attendant, Enedis propose à l'AODE d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME. »



Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases des données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.



Le Concédant réitère son souhait que le Concessionnaire présente ses travaux, prévus ou en cours, pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment sur le réseau BT daté de 1946 et la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.

#### Le calcul du taux d'incohérence par le Concédant

Le Concédant afin de mesurer finement la fiabilité des bases technique et comptable calcule un **taux d'incohérence** selon la méthode suivante :

- Les quantités techniques et comptables sont **quantifiées pour chaque triplet** « INSEE / année / catégorie d'ouvrages ou Élément Technique d'Inventaire (ETI) »,
- **La valeur absolue des différences** entre les quantités est calculée pour chaque triplet (écart absolu),
- **Le taux d'incohérence correspond au pourcentage d'écart absolu cumulé par rapport aux linéaires cumulés des bases comptable et technique.**

#### Les résultats du taux d'incohérence

Taux d'incohérence des canalisations sur la concession (rapporté à l'ensemble des bases comptable et technique)	2018	2019	2020	2021
Canalisations BT	42%	41%	40%	39%
Canalisations HTA	5%	5%	5%	5%

On observe une **stabilisation du taux d'incohérence entre les bases comptable et technique pour les ouvrages HTA** (5% depuis 2017) et **une baisse pour les ouvrages BT** (39% en 2021 contre 40% en 2020). Le taux d'incohérence pour les **canalisations BT reste cependant important.**



Le Concessionnaire a précisé que le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.



Il est à noter que l'arrêté du 10 février 2020 précise que: « dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un **identifiant identique** dans chacun des fichiers transmis ». Cette disposition devrait à terme permettre une amélioration des taux d'incohérence.

## Fiabilité de la base cartographique

Le Concédant a adressé, en décembre 2021, un courrier à Enedis lui demandant, en application des dispositions de l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020, une **correction des bases technique et éventuellement comptable, de linéaires de réseau BT aérien en fils nus** qui devraient avoir disparu des bases techniques (à la suite du constat sur site par le SDEC ÉNERGIE).

Pour mémoire, l'article 6 de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales dispose : « ...Si l'Autorité concédante constate l'inexactitude d'informations remises dans l'inventaire, elle en informe le gestionnaire du réseau public de distribution en lui fournissant tout élément de nature à justifier ce constat. En cas d'inexactitude avérée, le gestionnaire du réseau public de distribution corrige en conséquence l'inventaire et en informe l'autorité Concédante.

*Ces corrections sont apportées à une fréquence au moins annuelle ».*



Une réunion de présentation du projet d'éradication des fils nus (PEFIN) en Normandie a été réalisée le 9 février 2023. Le Concédant reste cependant en l'attente d'une réponse précise au courrier avec les mesures prises par le Concessionnaire afin de répondre à cette demande.

## 13. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES



### POINTS FORTS

- La diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
- Au rythme de la dépose observée en 2021, la résorption :
  - o du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2023 au lieu de 2026) et en 18 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048) ;
  - o du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 12 ans (2032 au lieu de 2048).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 prévoit désormais la communication de la localisation des réseaux BT souterrain CPI et CNP et HTA souterrain CPI.
- En termes de quantité à la maille de la concession, l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.
- En 2021, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 5% par rapport à 2020.
- Enedis prévoit d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME.
- Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases de données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- Au rythme de dépose 2021, la résorption de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 36 ans (2055 au lieu de 2035).
- Du fait de la communication tardive des données, le Concédant interrogera le Concessionnaire, lors de la prochaine mission de contrôle, sur l'évolution entre 2020 et 2021 des quantités de réseau :
  - o HTA aérien à risque avéré PAC,
  - o HTA aérien nu de faible section en zone de vent.
- Mentionner systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'Enedis présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base ou présenter les âges issus des deux bases de données.
- Répondre à la demande du Concédant relative aux actions prévues ou en cours du Concessionnaire pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.
- Le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) fera état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus.

#### Points en attente en 2022 :

- Communiquer :
  - o les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale,
  - o le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire ,
  - o les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment).
- Poursuivre les corrections des dates de mise en service du réseau BT arbitrairement établies à 1946.
- Vérifier l'exactitude des durées de vie technique des ouvrages compte tenu de la part d'ouvrages au contrat qui vont dépasser cette durée.

## IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

### 1. La qualité de fourniture

Les usagers appréhendent la qualité de l'électricité qui leur est distribuée au travers de **deux perturbations** :

- **Les variations trop importantes de la tension**, qui occasionnent des dysfonctionnements des appareils électriques (**variations de la tension nominale**).
- Les **coupures**, qui peuvent être dues à des travaux ou à des incidents sur le réseau électrique (**continuité de l'alimentation électrique**).

Dans le cadre de ce rapport, nous mesurons donc la **qualité de la tenue de tension et de la continuité de l'alimentation électrique et cela à plusieurs mailles**.

### 2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale

**Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation** (en basse ou haute tension), moyennée sur 10 minutes, **sort au moins une fois dans l'année des plages réglementaires (+/- 10% de la valeur de la tension nominale)**. Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230 V +/- 10%).

L'article L322-12 du Code de l'Énergie précise que « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique ».

L'article D322-8 du Code de l'énergie renvoie à un arrêté du ministre de l'Énergie fixant les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de continuité de l'alimentation électrique.

Le III de l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise qu'en ce qui concerne la tenue globale de tension : « III. Lorsque la consolidation... fait ressortir... **un pourcentage d'utilisateurs mal alimentés qui excède 3%, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.** [...] ».

**La tension globale de tension ne pouvant être techniquement mesurée pour chaque point de connexion, une méthode composée d'une évaluation statistique et d'une analyse locale est utilisée par le Concessionnaire.**

**L'évaluation statistique** repose sur la modélisation dénommée « calcul ERABLE »<sup>22</sup>. Elle consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de la tension en tous points d'un réseau. Le caractère statistique de cette modélisation implique, au niveau d'un calcul individuel, un risque d'écart avec la réalité, fonction de la dispersion des comportements des utilisateurs par rapport à la moyenne.

Ce risque est d'autant plus grand que le nombre d'utilisateurs est faible.

Cette évaluation statistique s'appuie sur :

- une description fine du réseau avec ses caractéristiques propres,
- un modèle statistique d'estimation de charges électriques (via la localisation et la typologie des utilisateurs (profil de consommation) et les consommations des utilisateurs basse tension enregistrées par les compteurs d'énergie),
- un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide), des règles de foisonnement permettant d'agréger les puissances aux différents "étages" du réseau, etc.

---

<sup>22</sup> Anciennement « GDO SIG »

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les éléments constitutifs de l'évaluation statistique ont été modifiés à plusieurs reprises :

- pour les données 2010 (modification par Enedis du logiciel de simulation et mise en œuvre d'un nouveau plan de tension sur le réseau HTA) ;
- et pour les données 2018, 2019 et 2020.

Les évolutions de l'outil de calcul statistique en 2018, 2019 et 2020 concernent principalement :

- la prise en compte de la production BT et HTA (choix de prise de transformateur "optimisée" des postes HTA/BT, régleur en charge des postes HTB/HTA) ;
- l'amélioration continue des flux de télérelèves issus des **compteurs communicants** et des flux HTA (estimation des profils de charge plus fidèles aux conditions réelles) ;
- le rattachement des postes aux stations météorologiques de référence sur la base des recommandations de Météo-France.

Le Concessionnaire prévoit de futures évolutions du modèle de calcul afin de mieux modéliser les flux sur le réseau : mise à jour décennale du référentiel météo (historique des températures de référence), mises à jour des profils de consommation type, prise en compte du comportement des consommateurs atypiques (véhicules électriques, résidences secondaires).

**Cette évaluation statistique est complétée par une analyse locale.** Cette analyse locale a pour objet d'évaluer, plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique.

L'analyse locale conduit à affecter un indice local à chaque département. Lorsque cet indice local est supérieur à 8, le Concessionnaire s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration.

L'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE depuis les données 2013.

### 3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département en 2021

Le nombre d'UMA est calculé par l'outil de modélisation « ÉRABLE »



Indicateurs	Résultats 2021
Nb d'utilisateurs BT au-delà des seuils	802
Nb d'utilisateurs HTA au-delà des seuils	0
Nb total d'utilisateurs au-delà des seuils	802
Pourcentage d'Utilisateurs Mal Alimentés (UMA) en tenue de tension du département du Calvados	0,2%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	3%
Indice local (total des points pondérés du département en tenant compte des facteurs d'influence)	1,84 points
Rang du département	24 (94 étant le dernier rang)
Nombre de départements classés en tenue de tension	94

En 2021, au titre de l'évaluation globale de la tenue de tension on comptabilise **802 utilisateurs mal alimentés**, tous utilisateurs BT.

L'évaluation statistique conclut au fait que le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est de 0,2%.

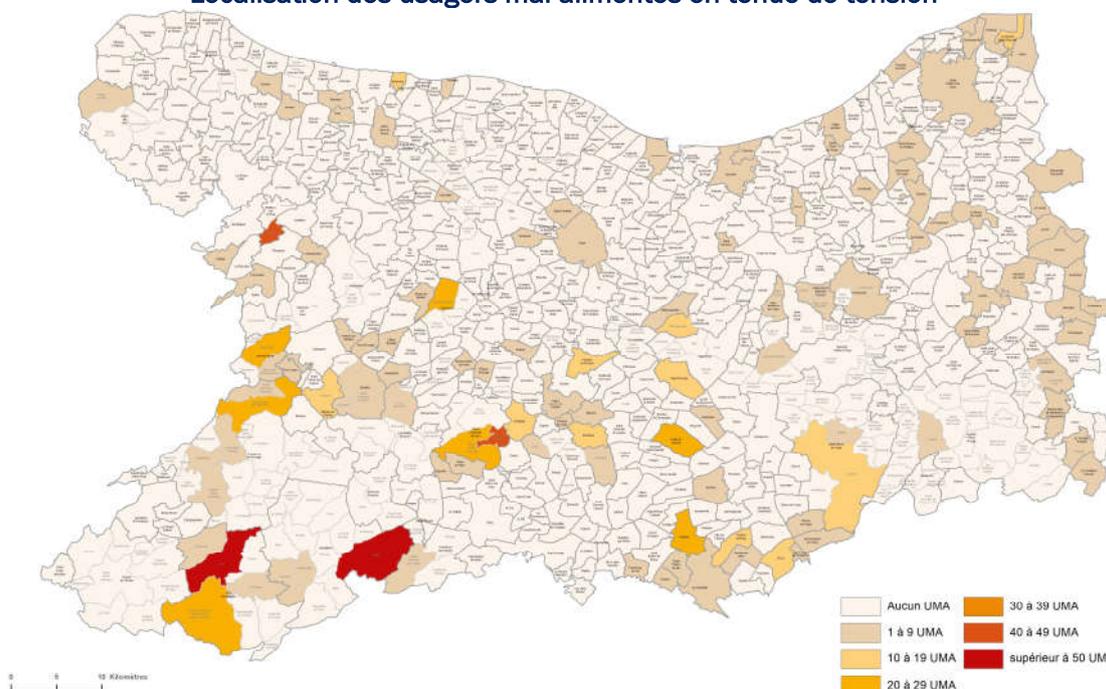
Ce pourcentage est très inférieur au seuil réglementaire de 3%.

Par ailleurs, l'analyse locale qui complète l'analyse statistique classe le département du Calvados au **24<sup>e</sup> rang** des départements disposant de la meilleure évaluation globale de la tenue de tension sur 94.



En 2021 et comme les années précédentes, l'évaluation globale de la tenue de tension sur le département du Calvados est très satisfaisante.

#### Localisation des utilisateurs mal alimentés en tenue de tension

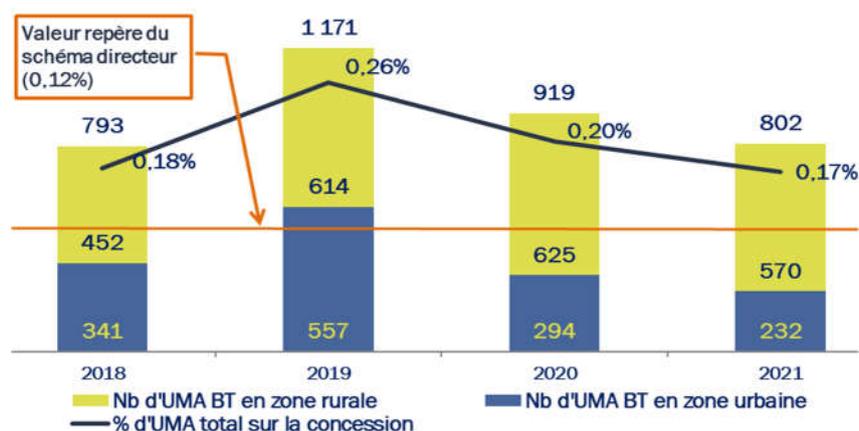


Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension est le plus important. Il s'agit notamment de :

- Valdallière (**Vassy**), Vire-Normandie (**Vire**),
- Balleroy-sur-Drôme (**Balleroy**), Le-Hom (Thury-Harcourt),
- Val-de-Drôme (Sept-Vents), Souleuvre-en-Bocage (Saint-Martin-des-Besaces), Vire-Normandie (Saint-Germain-de-Tallevande-la-Lande-Vaumont), Val-d'Arry (**Noyers-Bocage**), Le-Hom (Saint-Martin-de-Sallen), OUILLY-le-Tesson, **Falaise**.

**En gras : les communes déjà dans les tranches supérieures pour ce critère en 2020.**

#### 4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département



Comme évoqué ci-dessus, le Concessionnaire Enedis a modifié les paramètres de l'évaluation statistique de la tenue globale de tension du réseau de distribution d'électricité en 2010 et annuellement depuis 2018.

Le Concédant constate que le nombre d'UMA a été fortement impacté par l'évolution des paramètres de calcul.



Le nombre d'UMA a été multiplié par 4,5, entre l'année 2017 et 2019 (260 UMA en 2017 et 1 171 UMA en 2019). Bien qu'il soit impossible de mesurer précisément l'impact de ces évolutions et celles liées aux évolutions conjoncturelles, **une décrue est amorcée en 2020 (-248 UMA) et poursuivie en 2021 (- 117 UMA).**

L'une des valeurs repère du SDI inscrites au cahier des charges **prévoit que, chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015 soit 0,12%, à méthode de calcul inchangée.**



**Le taux d'UMA de l'année 2021 est supérieur à ce seuil, mais la méthode de calcul utilisée pour le déterminer a évolué.**

Les parties se sont rapprochées en 2022 afin de fixer, d'un commun accord, un taux prenant en compte les évolutions de la méthode de calcul. Ainsi, l'avenant n°4 au contrat de concession, signé le 22 décembre 2022, **modifie la valeur repère inscrite au Schéma Directeur des Investissements (SDI) : chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021, soit 0,17%.** Les dispositions de cet avenant n° 4 prennent effet au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

#### 5. Les départs en contrainte de tension

##### 5.1 Les départs HTA

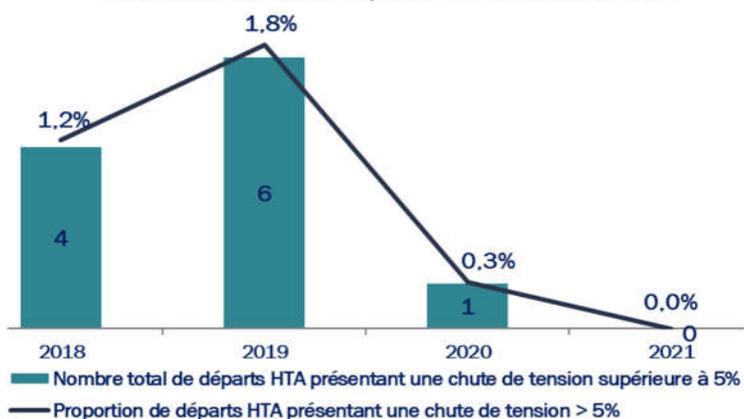
**Les départs HTA sont en contrainte de tension lorsque la chute de tension dépasse 5%.**

Dans le cadre du calcul ERABLE, l'outil écrete la chute de tension sur le réseau HTA à 5% maximum. Le cas échéant, les départs basse tension mal alimentés du fait d'une chute de tension HTA trop importante ne sont donc pas détectés par cette méthode.

Les **départs BT mal alimentés (DMA)** sont des départs BT sur lesquels est rattaché au moins un usager mal alimenté (UMA) au regard de la tenue de tension au moyen du calcul ERABLE.



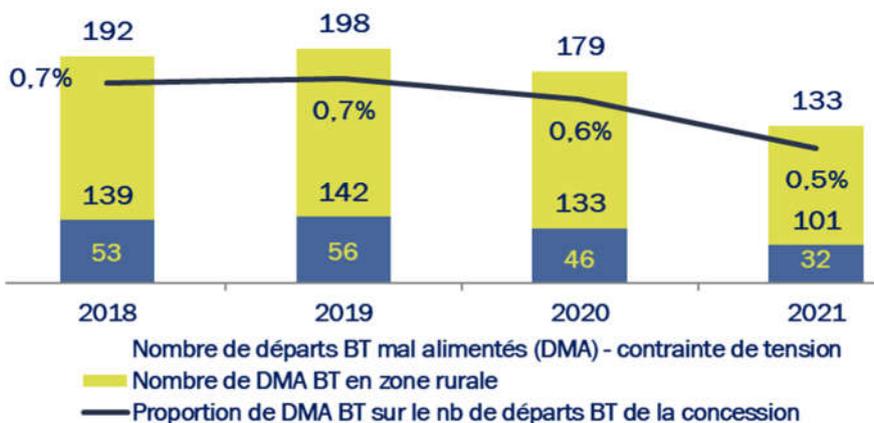
Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



En 2021, à la suite notamment de la création et de la mise en service fin 2020 d'un nouveau poste source sur la commune de Fontaine-Étoupefour avec 8 départs HTA et la restructuration du schéma d'exploitation qui s'en est suivi, il est constaté **qu'aucun départ HTA n'est recensé en une chute de tension supérieure à 5%**.

## 5.2 Les départs BT

Evolution du nombre de départs BT mal alimentés (DMA) en tenue de tension



**133 départs BT sont dits « mal alimentés », en baisse de 26% par rapport à 2020.**

Le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) est beaucoup plus important en zone rurale (76%) qu'en zone urbaine (24%) du fait de la plus grande densité du réseau dans cette dernière. En effet, en zone rurale, la structure du réseau BT est moins dense et les départs sont souvent de plus grandes longueurs et donc susceptibles de subir des chutes de tension.

Ainsi, 0,8% des départs BT en zone rurale et 0,2% des départs BT en zone urbaine sont mal alimentés.

**En moyenne sur la concession, 0,5% des départs BT sont mal alimentés.**

**Du fait de l'écrêtage de la chute de tension sur le réseau HTA à 5%** dans le cadre de l'évaluation statistique des UMA, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle.

**Le nombre d'UMA communiqué par le Concessionnaire est donc potentiellement sous-estimé** lorsque des départs HTA présentent des chutes de tension supérieures à 5%.

=> Pour rappel, le pouvoir réglementaire tient compte du caractère imparfait du calcul statistique en intégrant un facteur d'influence venant pondérer le nombre d'UMA (nombre de postes de transformation au droit desquels la chute de tension est > à 5%).

## 6. La qualité de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation électrique perçue par l'utilisateur s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit.

Elle se mesure par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 min),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1 s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour certains de ces critères, **des objectifs sont définis** dans le cahier des charges de concession et par le Code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10 (anciennement décret « qualité »).

**Au-delà de la valeur de référence définie, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».**

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse **5% sur le département considéré**.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau HTA, au réseau BT, qu'aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour **des travaux**, soit par **des incidents**.

## 7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département

Indicateurs	Résultats 2021
Nb d'utilisateurs BT au-delà des seuils	795
Nb d'utilisateurs HTA au-delà des seuils	2
Nb total d'utilisateurs au-delà des seuils	797
Pourcentage d'UMA	0,17%
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	5%

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le **pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% sur le département considéré**.

Sont considérés comme mal alimentés dans le cadre de cette évaluation globale de la continuité, les utilisateurs ayant subi :

- soit plus de 6 coupures longues,
- soit plus de 13 heures de coupures longues cumulées,
- soit plus de 35 coupures brèves.



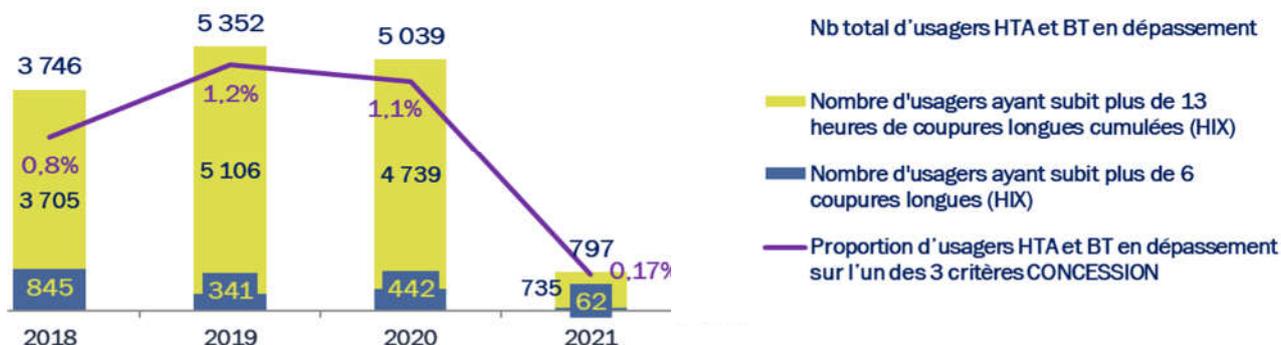
En 2021, on comptabilise **797 utilisateurs mal alimentés en continuité d'alimentation** qui représentent **0,17% des utilisateurs de la concession**.

**795 de ces utilisateurs sont des utilisateurs BT et 2 utilisateurs HTA.**

Ce résultat **est très inférieur** au seuil réglementaire de 5 %. **Le département est classé au 10<sup>e</sup> rang des 94 départements métropolitains en 2021.**

## 8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation

Evolution du nombre d'UMA en dépassement de chacun des seuils au regard de la continuité



Sur le périmètre du département en 2021 :

- 62 usagers ont subi **plus de 6 coupures longues** (442 en 2020),
- **735 usagers** ont subi **plus de 13 heures** de coupures longues cumulées (4 739 en 2020). **Aucun usager** n'a subi **plus de 35 coupures brèves** depuis 2017.



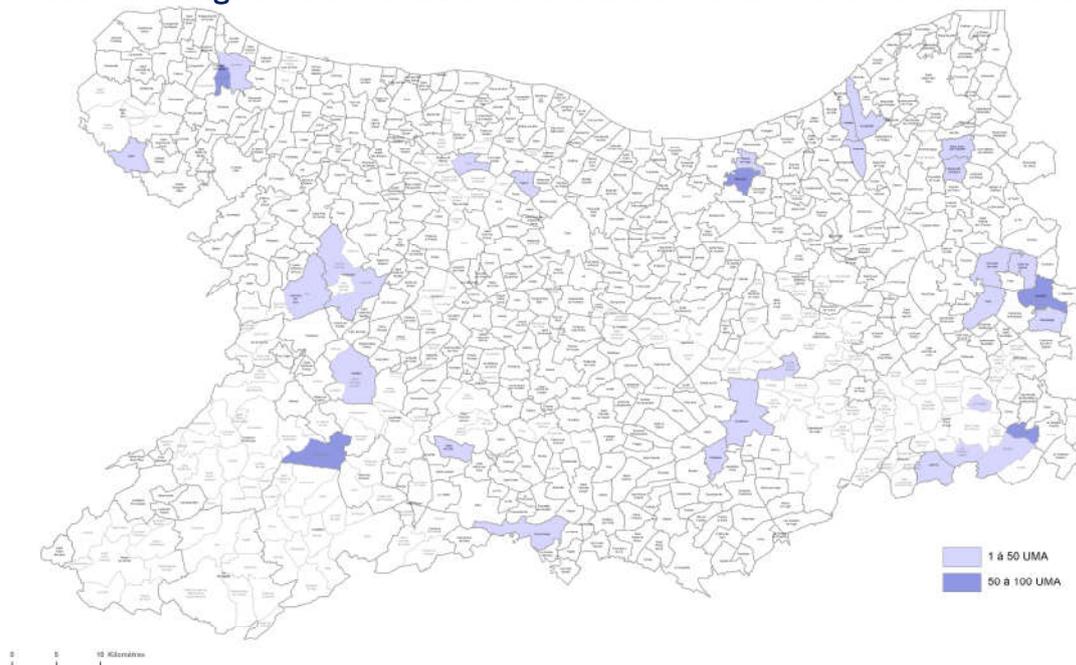
**Le nombre d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation a fortement diminué, passant de 5 039 à 797, soit une baisse de 84%.**

**Le pourcentage d'usagers mal alimentés s'améliore très nettement** passant de 1,1% en 2020 à 0,17% en 2021, proportion la plus basse depuis 2011.



La valeur repère inscrite au SDI pour le taux moyen d'usagers mal-alimentés en continuité d'alimentation est de 1,5% maximum **sur la durée d'un PPI**. **Les valeurs annuelles obtenues en 2019 (1,2%), en 2020 (1,1%) et en 2021 (0,17%) sont inférieures à ce seuil.**

Location des usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille communale



Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'usagers mal alimentés en continuité est le plus important par fourchette de nombre d'UMA. Il s'agit notamment des communes suivantes : Formigny-la-Bataille (Aignerville), Terres-de-Druance (Montchauvet), Brucourt, Marolles, Livarot-Pays-d'Auge (Cerqueux)... Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour ce critère en 2020.

## 9. La continuité d'alimentation : évolution du critère B

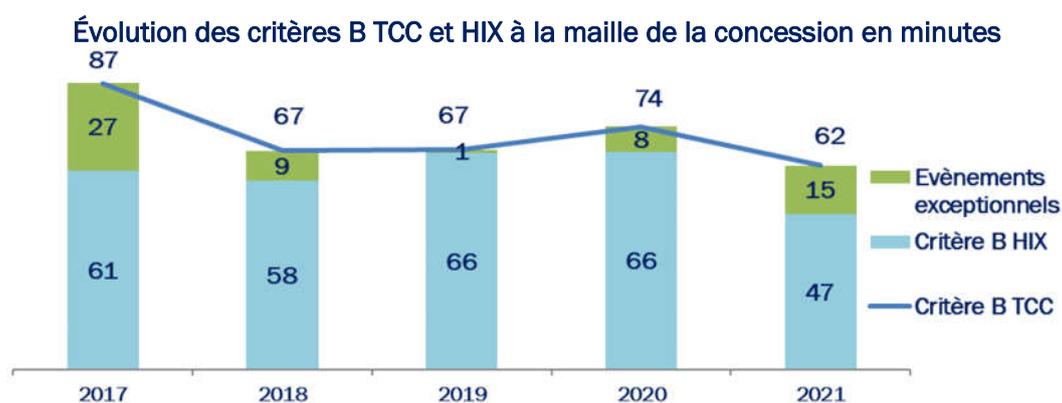
Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le **critère B**. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Il prend en compte les interruptions dues aux incidents, mais également aux travaux réalisés sur le réseau. Il peut être décliné également par nature de réseaux : RTE, PS, HTA et BT.

Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le Concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Le critère B est dit toutes causes confondues (TCC) lorsqu'il comptabilise les incidents exceptionnels et HIX lorsqu'il est calculé sans ces événements.

Sont considérés comme des événements exceptionnels :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles,
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion,
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée,
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006)
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité,
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.



En 2021, le critère B TCC s'établit à **62 minutes** en diminution de **12 minutes** par rapport à 2020.

Cette évolution est liée à une durée **beaucoup plus longue du temps de coupure lié aux événements exceptionnels** (+7 min), très largement compensée par une durée **beaucoup plus courte du temps de coupure hors événements exceptionnels** (-19 min).

L'année 2021 a été marquée par un aléa climatique exceptionnel : la tempête Aurore du 20 au 21 octobre.

### Évolution de la décomposition du critère B HIX en minutes



En 2021 le critère B HIX s'établit à 47 minutes, il est très inférieur à celui de 2020 (-29%).

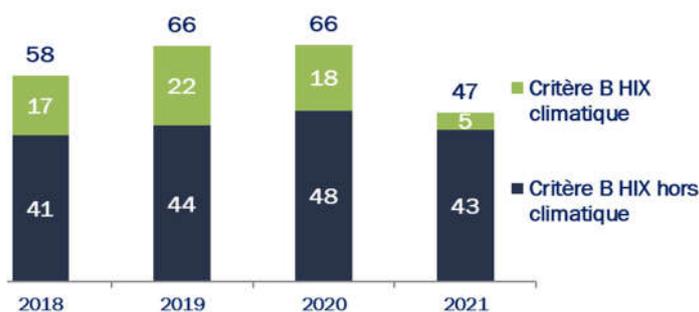
Les incidents sur le réseau HTA contribuent à 44% du critère B de la concession.

**Le critère B HIX est imputé aux coupures liées aux incidents pour 30 min et liées aux travaux pour 17 min.**

Afin de diminuer le temps de coupures, les deux maîtres d'ouvrage se sont engagés, dans le cadre du nouveau cahier des charges, à déployer un certain nombre d'actions à différentes échéances telles que **résorber les réseaux les plus fragiles**.

Pour des raisons de sécurité, les travaux réalisés sur les réseaux HTA et BT se font majoritairement hors tension. Ceci entraîne des coupures longues d'alimentation électrique chez les usagers. Afin de **limiter les conséquences de ces coupures**, des moyens de réalimentation provisoires peuvent être mis en place. Dans ce contexte, le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis pour que le Concessionnaire, notamment, mette en place des groupes électrogènes sur le terrain en cas d'interventions longues.

### Évolution de la décomposition du critère B HIX climatique en minutes



Le critère B HIX présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'événements climatiques **considérés comme non exceptionnels**.



Sur 2018-2021, la **part climatique représente 30% du B TCC et 20% du B HIX hors RTE** de la concession (contre respectivement 42% et 34% sur la chronique 2011-2015 qui intègre l'année 2013).



**La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX a beaucoup baissé en 2021 et s'établit à 10%** (contre 28% en 2020).

Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 55 minutes.

La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA. Ce constat amène donc à souligner **l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques**.

	2018	2019	2020	2021
Critère B HIX	58	66	66	47
Critère B HIX hors climatique	41	44	48	43
Critère B HIX climatique	17	22	18	5
Part du critère B HIX climatique / Critère B HIX	29%	34%	28%	10%

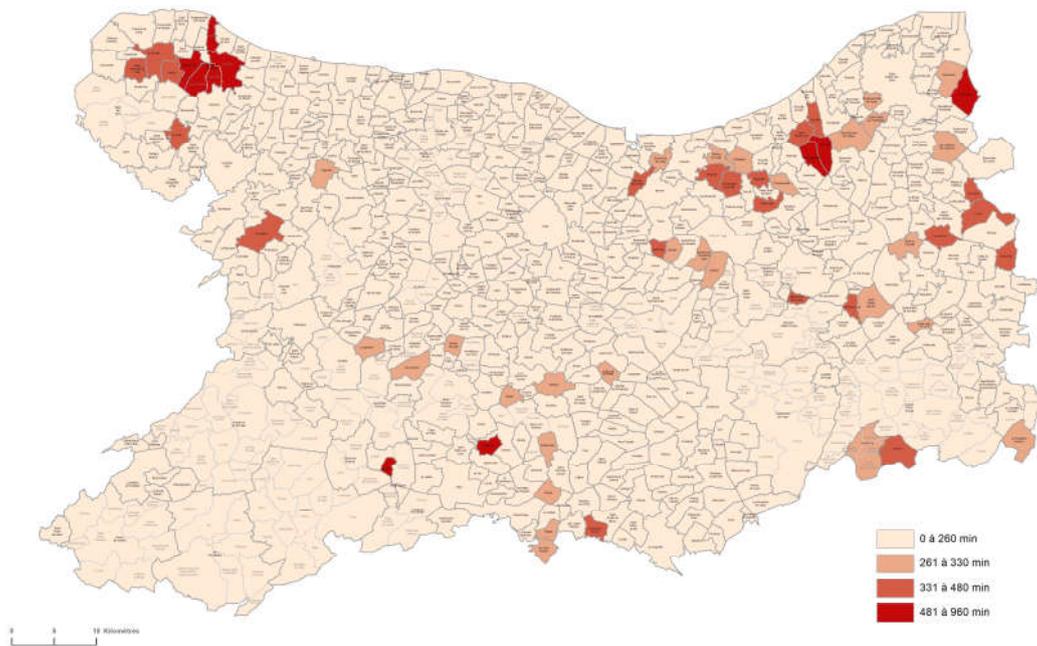
Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique (cf. en particulier l'année 2013). La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

**Le critère B HIX est une valeur repère inscrite dans le cahier des charges de concession.** L'objectif est d'atteindre une valeur moyennée au cours du dernier PPI de **57 minutes maximum** (hors évènements exceptionnels).

La valeur moyenne du critère B à atteindre en 2022, à la fin du 1<sup>er</sup> PPI, est de **70 min**. Les critères B HIX hors RTE de 2019 (66 min), 2020 (66 min) et 2021 (45 min) sont inférieurs à ce seuil. **Si cette trajectoire de maîtrise du critère B est maintenue, l'objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI sera atteint.**

Avec 59 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2018-2021 est en deçà de -16% de celui attendu en moyenne pour le 1<sup>er</sup> PPI, avec une phase d'investissements exceptionnels (programmes de renforcement et création du nouveau poste source de Fontaine-Étoupefour).

## 10. Le critère B HIX moyen 2018-2021 communal



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX moyen sur la chronique 2018-2021 est le plus important par fourchette.

Il s'agit notamment des communes suivantes : **Longueville, Formigny-la-Bataille, Périgny, Combray, Bourgeauville, Glanville, Quetteville...**

**En gras** : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX moyen 2017-2020.

Le schéma directeur prévoit que :

- 80% des communes de la concession aient un critère B HIX hors RTE moyen sur la durée du dernier PPI inférieur à 182 minutes ;

- la décroissance de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE soit linéaire entre la valeur de départ (260 min) et la valeur cible (182 min). Cela donne une décroissance de 2,6 min par an ou 10,4 min par PPI.

Suivant la trajectoire fixée par le schéma directeur, 80% des communes, soit 564, devraient être en dessous de 252,2 min de coupure en 2021.

### Les données communiquées par Enedis sont désormais calculées à la maille des communes nouvelles.

Enedis a indiqué que le changement opéré dans son système informatique ne lui permettait plus de calculer le critère B à la maille « commune historique ».

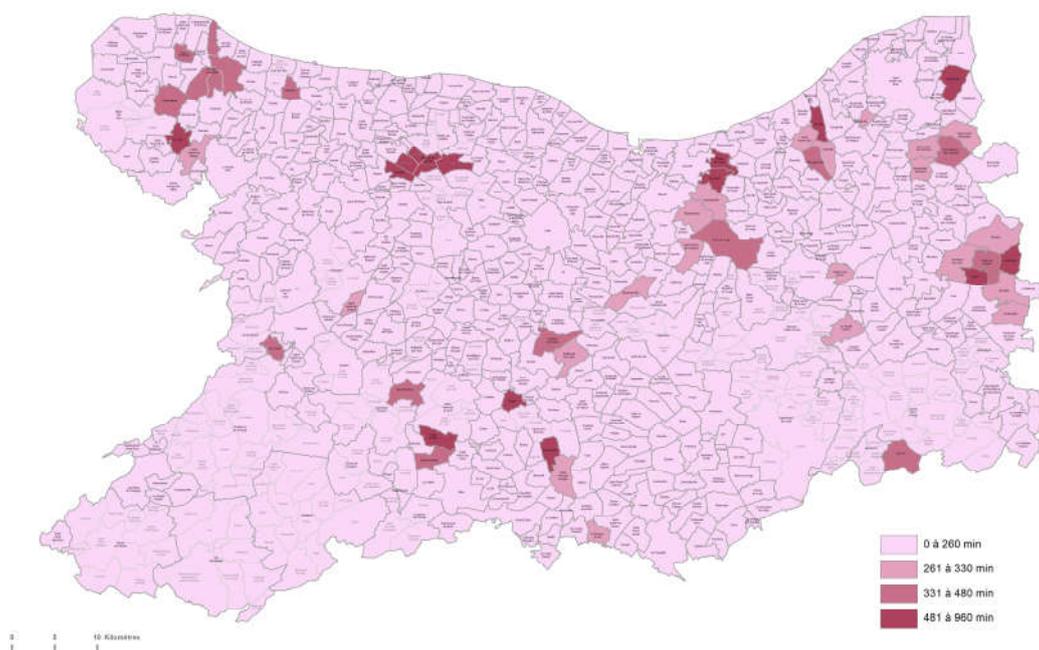
À la demande du Concédant, afin d'évaluer l'atteinte de la valeur repère en comparant l'évolution entre les deux chroniques 2012-2016 et 2018-2021, le critère a été recalculé pour 2012-2016 à la maille des communes nouvelles.

Ainsi, pour le 1<sup>er</sup> PPI, 80% des communes devraient se trouver sous le seuil haut de 250 minutes sur la base du seuil initial ou 253 minutes avec prise en compte du calcul revu avec les communes nouvelles.



Sur la moyenne 2018-2021, 80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE inférieure ou égal à 211 min (contre 263 min sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

## 11. Le critère B HIX hors RTE communal 2021



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX hors RTE 2021 est le plus important. Il s'agit notamment des communes suivantes : La Folie, Carcagny, Moulins-en-Bessin, Culey-le-Patry, Espins, Martainville, Périers-en-Auge, Brucourt, Vauville, Genneville, Firfol, Fumichon...

Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE 2020.

Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique le critère B annuel et sa décomposition (TCC, incidents, travaux, climatique, HIX, etc.) à la maille communale (commune nouvelle) et au dixième de minute (requête CF-017).

Ces données font apparaître que le Critère B HIX Hors RTE atteint pour 5 communes plus de 600 minutes (plus de 1 000 minutes en 2020). 374 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 47 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession) soit 200 117 usagers BT, soit 28 % des usagers BT, comme en 2020.

La pertinence de ces données en l'absence de chroniques plus longues est limitée. Elle sera à conforter dans les prochaines missions de contrôle.

## 12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT

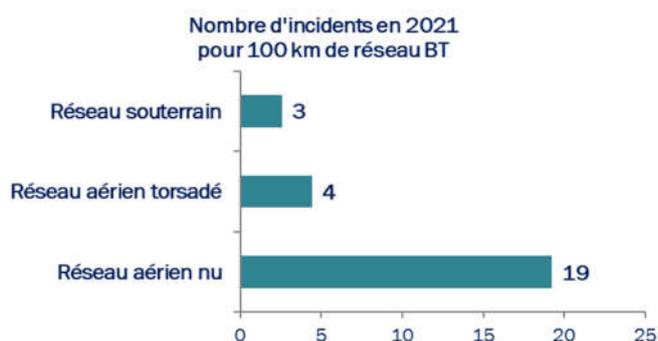
Le réseau HTA est composé majoritairement (53%) en technique aérienne. Les câbles utilisés sont essentiellement en fils nus dont certains sont de faibles sections ( $CU \leq 14 \text{ mm}^2$ , autres matières (AL et AM)  $\leq 22 \text{ mm}^2$ ). Le réseau HTA aérien nu de faible section représente 0,9% du réseau HTA total et 2% du réseau HTA aérien.



Selon les années, le taux incident réseau HTA aérien nu de faible section est 3 à 5 fois supérieur à celui de l'ensemble du réseau HTA aérien nu et 5 à 17 fois supérieur à celui du réseau HTA souterrain.

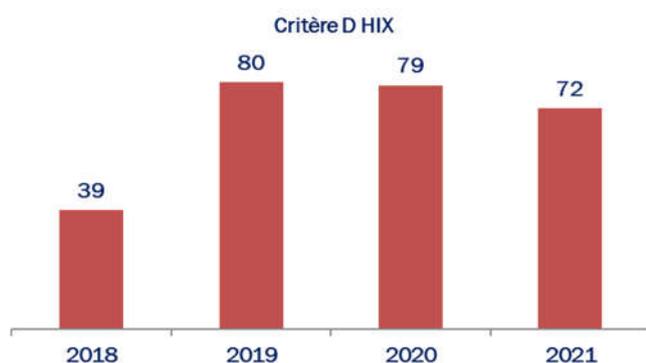
Face à la fragilité de ce type de réseau, Enedis, principal maître d'ouvrage sur la HTA, réalise régulièrement des travaux pour supprimer ce type de réseau. Sur les années 2018 à 2020, 4% du réseau HTA faible section a été supprimé en moyenne par an. Entre 2020 et 2021, le stock de réseau HTA aérien de faible section a diminué de -16%.

Il a été constaté depuis plusieurs années que le réseau basse tension en fils nus subit 4 à 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien torsadé. Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber à court terme, le réseau BT en fils nus en zone rurale.



Ainsi, le schéma directeur prévoit la suppression de ce réseau au terme du second PPI pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage. **Enedis a prévu une résorption de ce réseau en zone urbaine au terme du contrat de concession.**

### 13. La continuité d'alimentation : critères D et M



Le critère D est un indicateur qui mesure les temps de réalimentation de l'intégralité des clients coupés d'un départ à la suite d'incidents HTA. Le Concessionnaire précise que "le critère D n'est calculé qu'en HIX. [...] ce calcul se fait en régime normal d'exploitation."

Après une forte augmentation entre 2018 et 2019 (+107%), le critère D HIX diminue légèrement en 2020 et 2021. Il reste cependant important au regard de celui de l'année 2018. Sur une chronique plus longue, le critère B était en moyenne autour de 40 minutes. Les niveaux atteints au cours des trois derniers exercices semblent trop importants.

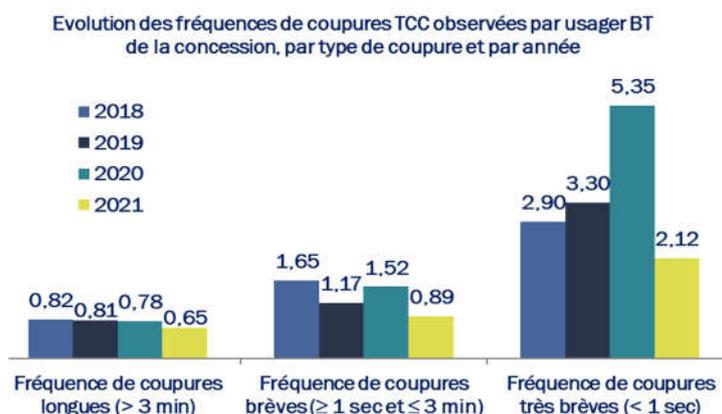
Le critère M est la durée moyenne annuelle d'interruption pondérée par la puissance souscrite (vue par un usager alimenté directement par le réseau HTA).

La baisse significative du critère M observée entre 2017 et 2018, après une hausse en 2020, se confirme en 2021.

En effet, ce critère a diminué de 48% par rapport à 2020.



### 14. Les fréquences de coupures



La **fréquence de coupure** est le nombre moyen de coupures perçu par usager de la concession par type de coupures. Elle se décline pour les coupures longues, brèves et très brèves.

Pour les usagers BT :

- La fréquence de coupures longues reste stable depuis plusieurs années, avec une baisse en 2021 (-17%).
- La fréquence de coupures brèves baisse en 2021 (-41% par rapport à 2020). Elle est à sa valeur la plus faible depuis 2011 (0,89).
- La fréquence de coupures très brèves diminue fortement par rapport à l'année précédente (-60%) pour atteindre 2,12.

## 15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2021

Le Schéma Directeur des Investissements (SDI) définit, en lien avec les enjeux et les ambitions identifiées par l'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, les valeurs repères à atteindre. Ces valeurs repères ont des échéances diverses et doivent généralement suivre une progression linéaire.

Comme chaque année depuis la signature du contrat de concession, le Concédant établit un point d'étape de l'avancement des valeurs repères inscrites au SDI. Les tableaux ci-après présentent ces résultats, dont certains sont détaillés dans l'annexe 2A4-1 du contrat de concession « actualisation du diagnostic technique du SDI » réalisée en 2022.

Lors de l'élaboration du diagnostic actualisé, les parties ne disposant pas des données relatives à la distribution publique d'électricité pour l'année 2022, dernière année du PPI 2019-2022, elles ont fait le choix, d'un commun accord, d'utiliser la chronique 2018-2021 pour mesurer les évolutions constatées au terme du PPI 2019-2022.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	0,12%	≤ 0,12%	Chaque année ≤ 0,12%	Chaque année	Taux 2018 = 0,17% Taux 2019 = 0,26% Taux 2020 = 0,20% Taux 2021 = 0,17% -> <b>Objectif annuel non atteint, mais changement de méthode depuis 2018 =&gt; valeur repère revue en décembre 2022 :</b> « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021. »
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5%	<u>Moyenne sur 4 ans</u> ≤ 1,5% au terme du contrat	À chaque PPI ≤ 1,5%	À chaque PPI et au terme du contrat	Taux concessif moyen 2018-2021 = 0,9% -> <b>Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint</b>



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	72 minutes	Moyenne sur 4 ans < 57 minutes au terme du contrat	À chaque PPI : décroissance linéaire	À chaque PPI et au terme du contrat	Critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 concessif = 59 min -> <b>Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint</b> (70 min).
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	80 % des communes avec critère B moyen 2012/2016 <263 minutes <sup>23</sup>	80 % des communes avec critère B moyen <184 minutes sur le dernier PPI <sup>22</sup>	Décroissance linéaire	Au terme du contrat	80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 ≤ 211 min, soit <b>une réduction de près de 20%</b> de la borne supérieure de l'intervalle ou - 52 minutes. -> <b>Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint</b>
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes des 3 ZQP)	80 % des communes avec critère B moyen 2011/2017 <366 minutes <sup>22</sup>	80 % des communes avec critère B moyen <329 minutes sur le dernier PPI <sup>22</sup>		Au terme de la convention	80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021 ≤ 275 min, soit <b>une réduction de 25%</b> de la borne supérieure de l'intervalle (maille communes nouvelles : 366 minutes) ou de - 91 minutes. -> <b>Objectif de fin de convention (1<sup>er</sup> PPI) atteint</b>

<sup>23</sup> Calcul mis à jour à la maille des communes nouvelles.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	183 km	Réduction de 90% du stock (18,3 km)		Au terme du 4 <sup>e</sup> PPI	2021 : 155 km (- 3 km, soit réduction de -15% du stock 2017) -> <b>Trajectoire non suivie</b> : au rythme de dépose 2018-2021 (- 28 km), la valeur cible pourrait être observée entre 5 et 6 PPI (au lieu de 4).
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	Au terme du 2 <sup>e</sup> PPI	2018 : 242 km (- 139km) 2019 : 183 km (- 58 km) 2020 : 132 km (- 52 km) 2021 : 86km (-46 km) -> <b>Suit la trajectoire</b>
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	30 ans	2018 : 407 km (- 25km) 2019 : 387 km (- 20km) 2020 : 372 km (- 15 km) 2021 : 352 km (- 20 km) -> <b>Suit la trajectoire</b>
Favoriser la transition énergétique	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	280 postes à traiter	0	- 49 transformateurs traités à fin 2019, - 231 transformateurs traités à fin 2025 : le traitement de ces postes doit intervenir régulièrement chaque année.	Fin 2019 Fin 2025	19 transformateurs pollués remplacés en 2021 130 en stock -> <b>Suit la trajectoire</b>



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Sécuriser les infrastructures	Taux d'équipement en dispositif DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 189 postes HTA-BT identifiés	25%		Au terme du 2 <sup>e</sup> PPI	14% (26 postes équipés) -> Suit la trajectoire
	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation (30 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 55 postes HTA-BT identifiés	90%		Au terme du 3 <sup>e</sup> PPI	50% (25 postes sécurisés) -> Trajectoire suivie
	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km	0 km		Au terme du dernier PPI	2018 : 65 km (-10km) 2019 : 57 km (-8 km) 2020 : 52 km (-4 km) 2021 : 22 km renouvelés à fin 2021 (soit 29% du stock) -> Trajectoire suivie
	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54%	70%	Augmentation régulière	Au terme du 6 <sup>e</sup> PPI	2019 : 59% 2020 : 60% 2021 : 62% -> Suit la trajectoire



Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13 (contre 7 en 2020) et 2 sont en deçà des attentes.



Par avenant à la convention de concession, signé le 22 décembre 2022, le Concessionnaire et le Concédant ont convenu de la nécessité de faire évoluer des valeurs repères au SDI relatives :

- au taux concessif d'UMA en tenue de tension. Ainsi, « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (au lieu de celui de l'année 2015). » ;
- au taux de souterrain du réseau BT des communes en zone de vent supérieur à 170 km/h (au lieu du taux des seules communes rurales) ;
- au critère M : « Le critère M traduit les engagements contractuels convenus avec les clients HTA et de façon indirecte les évolutions enregistrées sur la structure des réseaux auxquels sont raccordées les installations HTA, grâce aux différents investissements réalisés dans le cadre du schéma directeur. Le critère M est fortement influencé par le choix des clients de disposer ou non d'un secours. Ce critère fera l'objet d'une analyse spécifique en référence avec la régulation incitative qui sera intégrée à l'actualisation du diagnostic technique au terme de chaque PPI. »

## 16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ

### POINTS FORTS



- Critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension comme en continuité.
- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 11 d'entre elles sur 13.
- L'objectif de la convention ZQP est atteint.
- La mise à jour de certaines valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,5%).
- La disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 2 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques.

## V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

### 1. La valeur brute d'actif : montant et évolution

La valeur brute des ouvrages concédés est estimée à **1 344 829 k€ (1 345 M€)**. La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,7 %** par rapport à 2020.

Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (3,8 %). Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.

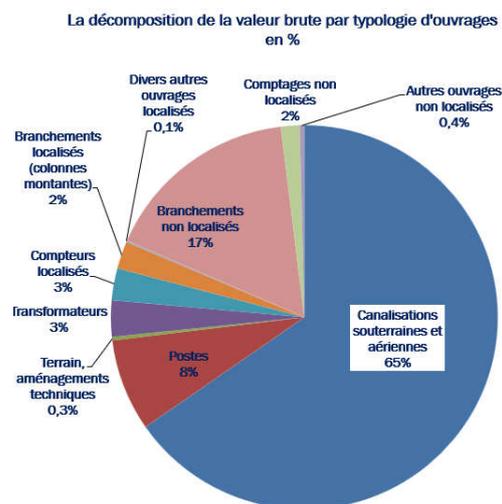
La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'utilisateurs, quant à elle, progressé de près de **2,2%** en 2021. Cette augmentation est similaire à la variation moyenne observée entre 2012 et 2021 (2,8 %).

Elle atteint en 2021, **2 872 €/utilisateurs**. Selon l'auditeur du Concedant, la moyenne nationale 2021 s'établit à 2 952€/utilisateurs.



### 2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages

Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de canalisations (65%).



Valeur brute par typologie d'ouvrages en k€	2018	2019	2020	2021	Part des ouvrages localisés et non localisés
<b>Ouvrages localisés</b>	<b>977 172</b>	<b>1 012 363</b>	<b>1 055 363</b>	<b>1 096 443</b>	
Canalisations souterraines et aériennes	798 813	822 466	848 715	878 505	80%
Postes	94 266	97 944	101 007	104 132	9%
Terrain, aménagements techniques	3 706	3 721	3 808	4 000	0,4%
Transformateurs	38 958	39 786	40 140	40 976	4%
Compteurs	14 560	22 450	29 087	36 228	3%
Branchements	24 609	24 737	31 258	31 058	3%
Divers autres ouvrages localisés	2 259	1 261	1 349	1 544	0,1%
<b>Ouvrages non localisés</b>	<b>223 274</b>	<b>231 193</b>	<b>241 571</b>	<b>248 386</b>	
Transformateurs	0	0	0	57	0,02%
Branchements	193 750	203 104	213 767	222 140	89%
Comptages	25 114	23 350	22 512	21 023	9%
Autres ouvrages non localisés	4 410	4 739	5 291	5 166	2%
<b>Total</b>	<b>1 200 446</b>	<b>1 243 556</b>	<b>1 296 934</b>	<b>1 344 829</b>	

Le patrimoine concessif est composé de biens dits localisés et de biens non localisés. Ces derniers sont gérés globalement, généralement à la maille de régions du distributeur, sans identifiant géographique ni suivi quantitatif à la maille de la concession. Ces ouvrages sont affectés à la concession au moyen de clés de répartition.



Valeurs brutes en k€ : Ouvrages localisés et non localisés



Les ouvrages localisés représentent 82 % du patrimoine.

Parmi les ouvrages localisés, on retrouve :

- Les **canalisations** qui représentent 80 % des ouvrages localisés,
- Les **postes HTA-BT** qui représentent 9 % des ouvrages localisés,
- Les **transformateurs** qui représentent 4 % des ouvrages localisés.
- Les **compteurs localisés** qui sont immobilisés à hauteur de 36 228 k€. Il s'agit des compteurs LINKY™ et des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4). On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants posés et immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u. (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs).
- Les **colonnes montantes** : ces ouvrages représentent 2 % de la valeur brute des ouvrages localisés pour une valeur brute de 31 058 k€, elles sont composées d'organes collectifs de branchement et de dérivations individuelles. En 2020, le Concessionnaire a fusionné ses deux typologies qui composent la colonne montante dans les états comptables, le Syndicat regrette cette mesure qui interdit de connaître les valeurs comptables pour chaque composant de cet ouvrage.

Parmi les ouvrages non localisés, on retrouve :

- Les **autres ouvrages de branchements** qui représentent 89 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages de comptage** qui représentent 9 % des ouvrages non localisés,
- Les **autres ouvrages non localisés** qui représentent 2 % des ouvrages non localisés.

**Les ouvrages non localisés ne représentent plus que 18 % du patrimoine.**

**Cette part des ouvrages non localisés dans le patrimoine concessif a diminué depuis 2015**, à la suite de la localisation des transformateurs, des colonnes montantes, des compteurs « marché d'affaires », et à la pose du compteur Linky.



**C'est une amélioration notable puisque :**

- **la part du patrimoine de chaque commune est connue plus précisément,**
- **ceci permet de construire une vision prospective du patrimoine,**



Il est à noter que l'inventaire communiqué ne porte que **sur les biens de retour** et que le Concedant sollicite de manière récurrente la production d'un inventaire présentant les valeurs comptables des biens de reprise et des biens propres.

### **3. La localisation des ouvrages**

Enedis procède à la localisation de plusieurs types d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices.

Ainsi il a localisé :

- En 2015, les transformateurs HTA/BT,
- À partir de 2016, les dispositifs de comptage C5 via le déploiement du compteur LINKY™,
- En 2018, des compteurs « marché d'affaires » (C1-C4),
- En 2018 et 2019, les colonnes montantes composées des ouvrages collectifs de branchement et des dérivations individuelles associées.

Le Concessionnaire a présenté une première fois lors de la mission de contrôle 2020 les impacts nets complets sur le patrimoine concédé de la localisation des colonnes montantes. La fiabilité de ces données ayant été mise en doute, le Concessionnaire a produit lors de la mission de contrôle 2021 une version corrigée de cet impact. À fin 2020, l'impact net de la localisation des colonnes montantes s'élevait à 4 130 k€ sur la valeur brute du patrimoine concédé, à 228 k€ sur sa valeur nette et à 207 k€ sur le stock de provisions pour renouvellement constitué.

En termes d'impacts sur les passifs de concession, il est à noter un effet haussier de 2 822 k€ sur la composante « amortissement du financement du Concedant » et de - 722 k€ sur la valeur nette du financement Concessionnaire.

Dans le même temps, l'inventaire 2020 a pris en compte l'entrée dans le patrimoine concédé de colonnes montantes appartenant antérieurement à d'autres propriétaires en application des dispositions de la loi du 23 novembre 2018 dite loi ELAN. Ce transfert de propriété a été effectué automatiquement « à titre gratuit, sans contrepartie ».

L'évolution de la valeur brute de ces ouvrages dans les comptes de la concession entre 2019 et 2020 a traduit cet impact : 24 737 k€ en 2019 et 31 258 k€ en 2020, soit une progression de 26%. Si nous neutralisons la valeur brute de ces ouvrages mis en service dans l'année (1 351 k€) et la valeur brute des retraits (16 k€), l'impact de l'intégration des colonnes montantes au titre des dispositions de la loi ELAN représente en valeur brute 5 185 k€ pour 7 611 colonnes transférées sur un parc s'élevant au total à 16 076 colonnes montantes à fin 2020.

Les colonnes transférées sont considérées comptablement comme des remises gratuites, avec un financement 100% Concédant.

Début 2021, à la suite d'une décision de la Commission de Régulation de l'Énergie, la valeur comptable de ces colonnes montantes a été revue à la baisse.

Ce correctif s'est traduit par une réduction de la valeur brute des ouvrages de 1 414 k€ au 1<sup>er</sup> janvier 2021.

La localisation des autres ouvrages de branchement (liaison réseaux, dérivations individuelles et disjoncteurs) devrait intervenir conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 février 2020, lors de la production des inventaires 2021 et 2022 (2021 pour les liaisons réseaux et 2022 pour les dérivations individuelles et les disjoncteurs).

Interrogé sur l'absence de localisation des liaisons réseaux des branchements au titre de l'inventaire 2021, le Concessionnaire a répondu : « : Le planning de l'arrêté prévoyait une livraison des inventaires détaillés des liaisons réseau sur la base des comptes 2021...Les contraintes sanitaires ayant retardé les développements informatiques, nous serons en mesure de livrer tous ces éléments en 2023, sur la base des comptes 2022. ». La production d'un inventaire localisant l'ensemble des composants du branchement individuel est donc attendue pour l'exercice 2022.

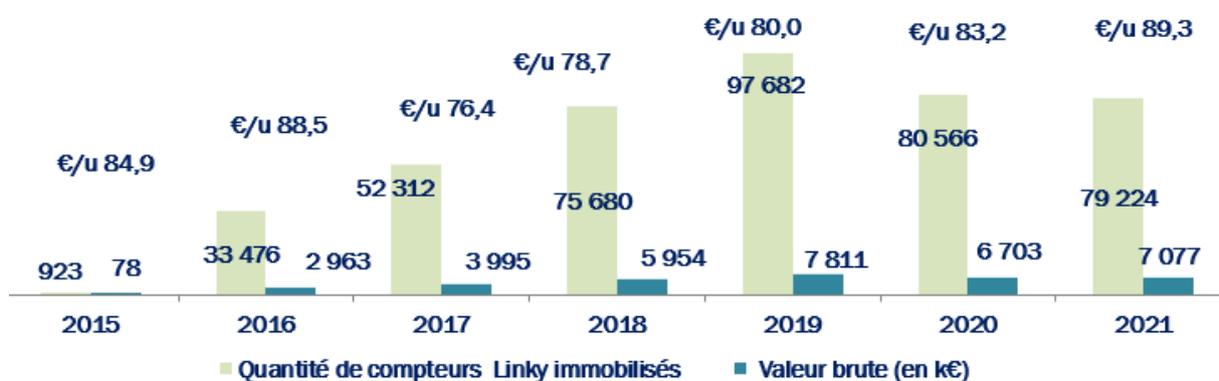


#### 4. L'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité

Année de mise en service	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Quantité immobilisée	36	28	923	33 476	52 312	75 680	97 682	80 566	79 224	419 926
Valeur brute (en k€)	6	4	78	2 963	3 995	5 954	7 811	6 703	7 077	34 592
Valeur nette (en k€)	3	3	55	2 158	3 099	4 912	6 838	6 199	6 872	30 139
€/u	181,3	143,7	84,9	88,5	76,4	78,7	80,0	83,2	89,3	82,4

On dénombre sur la concession en 2021, 419 926 compteurs communicants immobilisés pour une valeur brute de 34 592 k€ et pour une valeur moyenne de 82.4 €/u.). La valeur nette de ces ouvrages atteint 30 139 k€.

Quantité de compteurs LINKY™ immobilisés, valeur brute de ces ouvrages en k€, et valeur unitaire en €



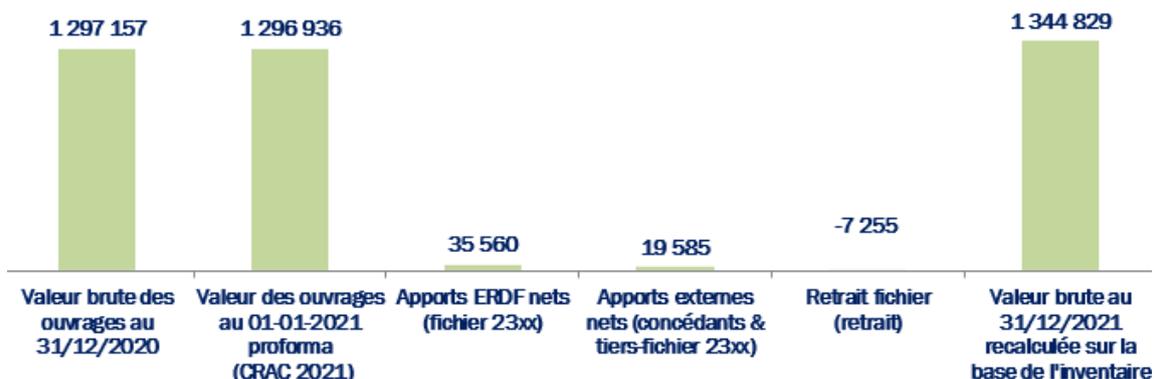
#### 5. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2020/2021

En 2021 et comme les années précédentes, le Concédant après avoir consolidé à la maille de la concession, les données communales d'apports et de retrait, reconstitue la valeur brute des ouvrages au 31 décembre de l'année n, affichée au compte rendu d'activité.



Ces travaux ont permis de reconstruire la valeur brute d'actif au 31 décembre 2021 sans écart significatif. Ce résultat est satisfaisant.

Variation de la valeur brute d'actif en k€ entre le 2020 et 2021



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

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

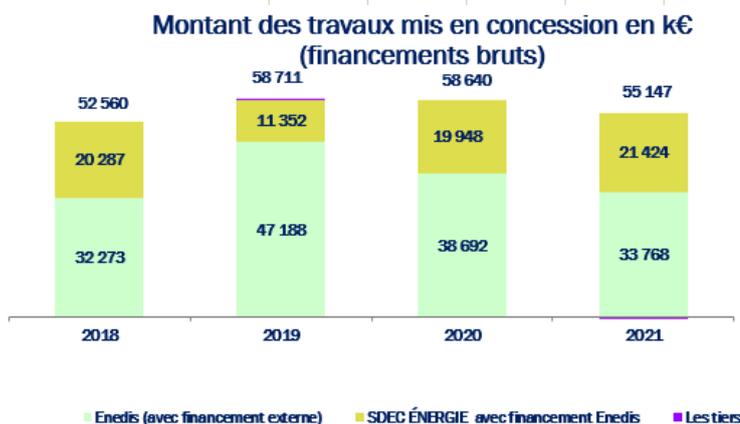
Dans le cadre de ces travaux :

- **L'insertion des numéros d'affaires** dans toutes les requêtes comptables permettrait afin de faire le lien avec les travaux.
- La mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).

## 6. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)

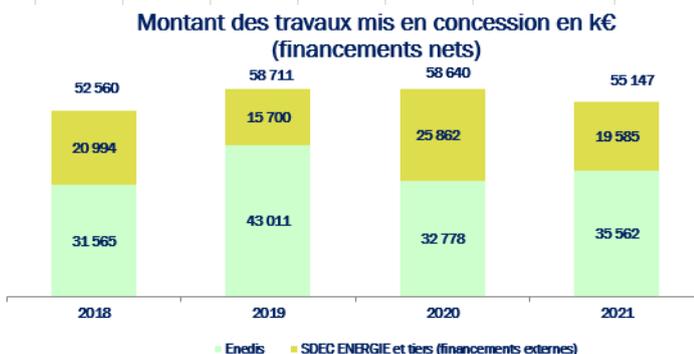
Enedis communique annuellement une requête présentant les ouvrages mis en concession (c.-à-d. ouvrages immobilisés c'est-à-dire ouvrages reportés à l'inventaire).

En 2021, 55 147 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette valeur est baisse de 6% par rapport à 2020 (58 640 k€) après une stagnation entre 2019 et 2020 (-0.1% - crise sanitaire) : **c'est la première baisse notable** des mises en concession depuis 2016 après trois années de progression marquées en 2017, 2018 et 2019.



Cette baisse s'explique principalement par la localisation des colonnes montantes et la mise en concession de ces ouvrages pour 6 536 k€ au titre de l'exercice précédent. Si on neutralise cette typologie d'ouvrages sur les deux exercices 2020 et 2021, le volume de travaux mis en concession progresse passant de 52 104 k€ en 2020 à 54 544 k€ en 2021 soit une progression de 5%.

Sur l'ensemble des ouvrages mis en concession en 2021, 64% de ces travaux ont été financés par Enedis (soit 35 562 k€) et 36 % par le SDEC ÉNERGIE ou un tiers (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) (19 585 k€).



En moyenne de 2012 à 2021, 49 267 k€ de travaux ont été mis en concession par an et 64% de ces ouvrages ont été financés par Enedis, tandis que les 36% restant ont été financés par le SDEC ÉNERGIE.

Les résultats 2021 sont donc similaires à ceux constatés sur la chronique.

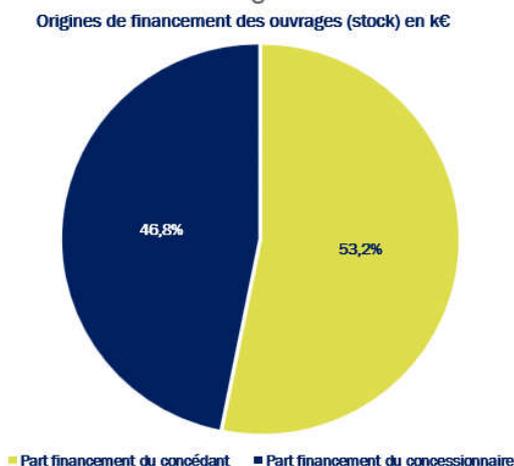


En 2021, le volume des ouvrages immobilisés financés par Enedis progresse de 8% (passant de 32 778 k€ en 2020 à 35 562 k€ en 2021). Il est à noter que les résultats de l'année 2020 ont été très marqués par le contexte sanitaire. Pour mémoire en 2019, le Concessionnaire avait financé 43 011 k€. Cet indicateur devra faire l'objet d'un suivi afin de mesurer son évolution par rapport aux exercices antérieurs à la période de crise sanitaire.

La part des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE se contracte de 24 % passant de 25 862 k€ en 2020 à 19 585 k€ en 2021. Cette contraction est liée en grande partie au caractère atypique des données de l'année 2020. En effet, en 2020, ont été comptabilisés d'une part des ouvrages valorisés tardivement et d'autre part les effets de la loi ELAN.

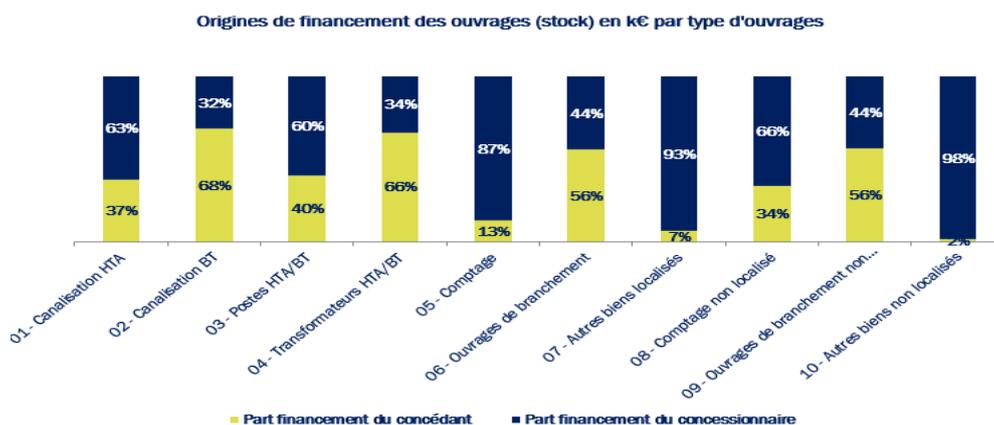
On rappellera sur ce point, qu'en moyenne depuis 10 ans le Concédant finance 17 942 k€ par an du volume des ouvrages mis en concession. Le montant des ouvrages financés par le Concédant en 2021 atteignant 19 585 k€, le rythme des ouvrages mis en concession financés par le Concessionnaire semble progresser.

## 7. Les origines de financement des ouvrages (stock)

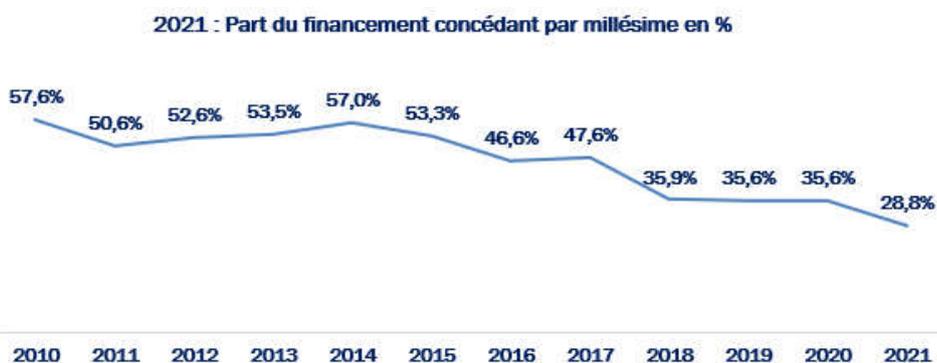


Fin 2021, le patrimoine a pour origine un financement Concédant à hauteur de 53.2 % de sa valeur brute totale. Comme les trois années précédentes, ce taux peut sembler important au regard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et du taux moyen de financement Concédant de 36% constaté sur la période 2012-2021 sur la base des flux d'ouvrages mis en concession.

Cet écart résulte de la réaffectation de financements Concédant (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du Concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrages et des apports financiers de la collectivité.



Le taux de financement Concédant varie fortement en fonction des ouvrages concernés. Les branchements (localisés et non localisés), les transformateurs HTA/BT ainsi que les réseaux BT (souterrains, nus et torsadés) sont les ouvrages qui ont un taux de financement Concédant le plus important (de 56% à 68%). À l'inverse, les comptages récents (Linky) et accessoirement les autres biens localisés et non localisés ont les taux de financement Concédant les plus faibles.



Le taux de financement Concédant par année de mise en service des ouvrages baisse fortement depuis 2010. Il est passé de 58% à 29% en 2021.

Il est à noter par ailleurs que ce taux diminue fortement entre 2020/2021 : il passe de 36% en 2020 à 29% en 2021, cette dernière inflexion pourrait être en lien avec un retard de réaffectation comptable des passifs.

Le taux de financement Concédant par année de mise en service et par typologie d'ouvrages connaît aussi des ruptures de chronique.

Interrogé sur les raisons de cette baisse globale et les ruptures de chroniques, Enedis précise que ces constats sont liés à l'évolution des montants investis, à la répartition de la maîtrise d'ouvrage, aux changements comptables intervenus et à l'évolution du régime Facé sans qu'il soit possible de détailler davantage et de reconstituer les données d'inventaire transmises.



Le Concédant rappelle que pour lui la communication des origines de financement pour le financement Concédant en distinguant (financement Concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce et des provisions pour renouvellement) pour les nouveaux ouvrages uniquement est indispensable afin de tracer l'exhaustivité des flux et de clarifier les ruptures de chroniques que le Concédant constate.



Le Syndicat reste donc en l'attente des motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.

## 8. Les dépenses d'investissements 2021 d'Enedis

Conformément aux dispositions de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales Enedis, présente un compte rendu de sa politique d'investissements sous la forme d'un tableau de synthèse présentant les montants annuels investis par nature de travaux.

Ces investissements se déclinent en quatre typologies : **les investissements de raccordements, les dépenses d'amélioration du patrimoine, les dépenses de logistique et autres dépenses.**

Le montant des **investissements de raccordements** progresse de 16% pour atteindre 15 130 k€ en 2021. Il est supérieur au montant d'investissements constaté sur la chronique 2011/2021 (14 132k€) ce qui traduit un certain dynamisme.

**Les investissements liés à l'amélioration du patrimoine** constituent la part prépondérante des investissements puisqu'ils représentent 66% de l'ensemble des dépenses d'Enedis. Ces dépenses progressent de 12% en 2021 pour atteindre 30 584 k€. Le niveau de ces dépenses est très supérieur à celui constaté en moyenne sur la chronique 2011/2021 (24 221 k€).

Les dépenses d'amélioration du patrimoine sont constituées de deux typologies d'investissements, les investissements de performance de réseaux qui incluent les dépenses liées au déploiement de LINKY™ et les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales.

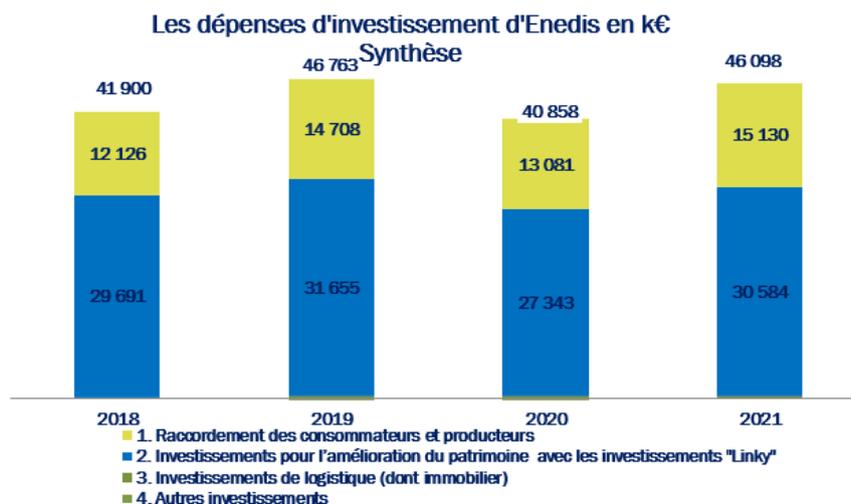
Les investissements de performance sont composés :

- Des investissements de renforcement pour 1 561 k€ en retrait de 44% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements climatiques pour 562 k€ en retrait de 35% par rapport à l'année précédente,
- Des investissements de modernisation d'un montant de 12 855 k€ en progression de 39% par rapport à l'année précédente. Ces investissements regroupent les actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie) pour 10 971 k€ en progression de 31% par rapport à l'année précédente et les investissements de prolongation de durée de vie pour 1 884 k€ en progression de 103%,
- Des investissements relatifs aux moyens d'exploitation et au smart grid pour 516 k€,
- Des investissements relatifs au déploiement du compteur LINKY™ pour 8 077 k€ en retrait de 5% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont en retrait depuis deux années consécutives.

Les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales s'établissent à 7 010 k€ en nette progression de 44% par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont très supérieures à celles moyennées sur la chronique 2011/2021 (4 173 k€).

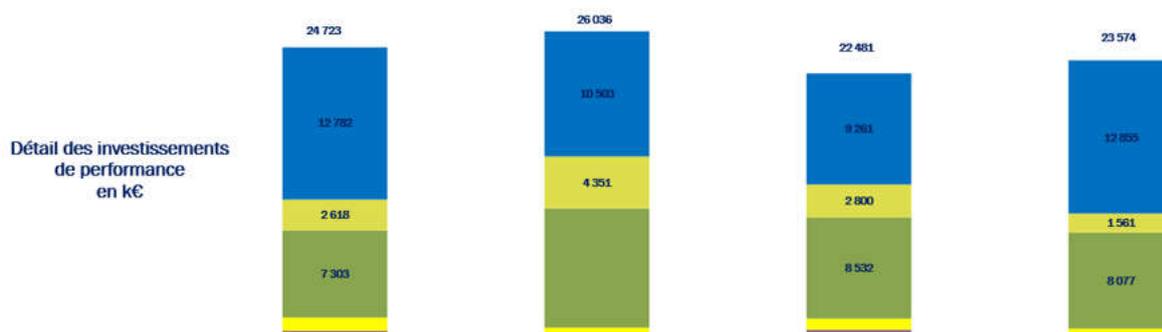
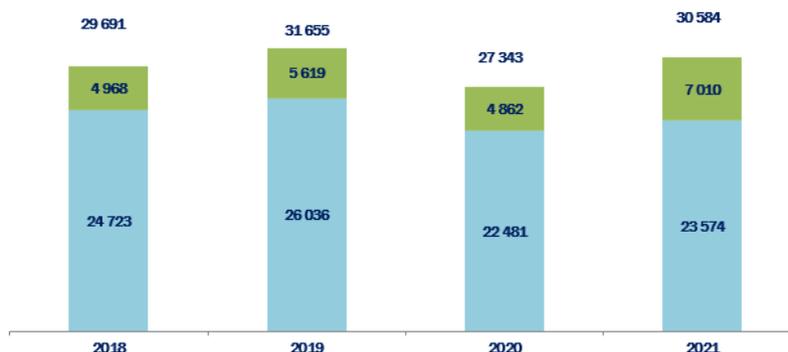
Dans le cadre de la mission de contrôle, le Concessionnaire communique le montant de ses investissements par affaire pour 66 % de ses dépenses, soit 30 437 k€. Le reste des investissements d'Enedis (34% des dépenses globales) sont des dépenses dites non localisées à la maille de la concession incluant les dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™.

Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau de synthèse)					
Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements "LINKY™"	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
<b>Total</b>	<b>41 900</b>	<b>46 763</b>	<b>40 858</b>	<b>46 098</b>	<b>13%</b>
Dont investissements postes source	4 824	3 422	3 373	3 614	7%



Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau détaillé)					
Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	16%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine hors LINKY™	22 358	21 683	18 811	22 507	20%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements LINKY™	29 661	31 655	27 343	30 584	12%
2.1 Performance du réseau	17 390	16 064	13 949	15 497	11%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	-44%
Dont climatique	1 115	758	870	565	-35%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	39%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	-57%
Dont smart grid	30	135	73	109	49%
Dont investissements LINKY™	7 303	9 972	8 532	8 077	-5%
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 968	5 619	4 862	7 010	44%
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	625	739	671	1 208	80%
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 796	2 124	2 308	3 252	41%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	2 547	2 756	1 883	2 550	35%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	-5%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	
<b>Total</b>	<b>41 900</b>	<b>46 763</b>	<b>40 858</b>	<b>46 098</b>	<b>13%</b>

### Détail des investissements pour l'amélioration du patrimoine en k€



	2018	2019	2020	2021
■ Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855
■ Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561
■ Dont investissements Linky	7 303	9 972	8 532	8 077
■ Dont climatique	1 115	758	870	565
■ Dont smart grid	30	135	73	109
■ Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407
2.1 Performance et la modernisation du réseau	24 723	26 036	22 481	23 574

En synthèse :

- La présentation des dépenses d'investissements par Enedis est conforme à celle fixée par l'arrêté du 6 janvier 2020.
- **Une part prépondérante de ces investissements est localisée ou localisable sur le périmètre de la concession, ce qui est positif.**
- **Les investissements déclarés par Enedis reviennent à leur niveau de 2019 après une forte diminution en 2020 liée à la pandémie. Ils atteignent 46 098 k€ en 2021, ce qui est satisfaisant.**
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine en 2021 est bon : il se situe au-dessus de la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 24 221 k€ - dépenses 2021, 30 584 k€)
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky est supérieur à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 20 296 k€ - dépenses 2021, 22 507 k€).
- **Cependant, le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky est en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2021 (moyenne de la chronique 16 122 k€ - dépenses 2021, 15 497 k€). Cette baisse est récurrente depuis deux exercices consécutifs : Le Concédant rappelle que le niveau d'investissements sur cette typologie de dépenses doit être suffisant afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.**



## 9. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention en date du 29 juin 2018, le SDEC ÉNERGIE et Enedis se partagent la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique la répartition de la maîtrise d'ouvrage par nature de travaux :

Typologie de travaux		Communes urbaines		Communes rurales	
		A	B	C	
Renforcement	HTA	Enedis			
	BT	Enedis	SDEC ÉNERGIE		
Sécurisation fils nus	HTA	Enedis			
	BT	Enedis	SDEC ÉNERGIE		
Extension	HTA	Enedis			
	BT	Bâtiments Publics	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
		Production/consommation bâtiments publics neufs $\leq 36$ kVA	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
		Production / consommation $\leq 6$ kVA	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Autres	Enedis		SDEC ÉNERGIE		
Extension et branchement pour les raccordements collectifs * construction publique		Enedis	Enedis SDEC ÉNERGIE*	SDEC ÉNERGIE	
Effacement	HTA	Enedis			
	BT	SDEC ÉNERGIE			
Déplacement		Enedis			

Les ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE sont remis à Enedis afin qu'il les exploite.

À la suite de la remise de ces ouvrages à Enedis et afin de les enregistrer à l'inventaire, le Concessionnaire les valorise puis les inscrit à l'inventaire des ouvrages concédés.

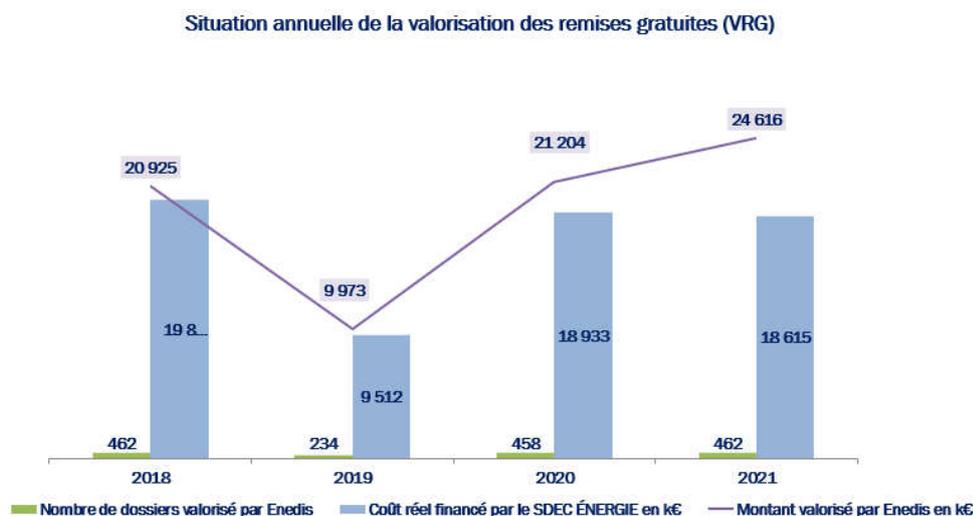
Cette valorisation ne prend pas en compte le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE (qui intègre le coût de la maîtrise d'ouvrage), mais le coût qu'Enedis aurait exposé s'il avait été maître d'ouvrage des travaux.



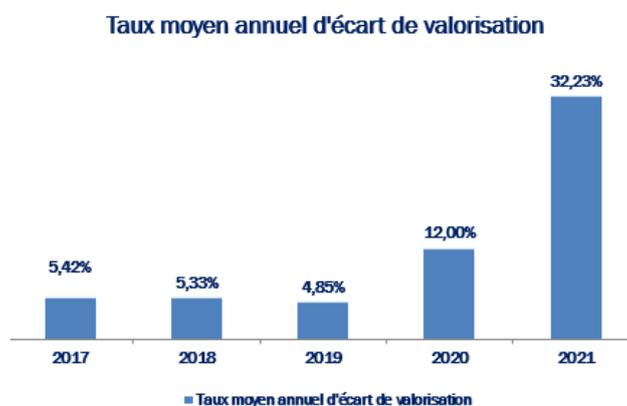
Ce coût est déterminé selon un barème national. Malgré plusieurs demandes ce barème n'a pas été communiqué au Concédant.

Les graphiques ci-dessous :

- Présentent le nombre d'affaires valorisées au cours de l'année, quelle que soit la date de mise en service de ces affaires, le coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE au titre de ces affaires et le coût de ces affaires valorisés par Enedis.



- Exposent le taux moyen annuel d'écart de valorisation, c'est-à-dire l'écart entre le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE et le coût de ces travaux tel que reporté à l'inventaire par Enedis. Un pourcentage positif indique que le coût des affaires valorisées est supérieur au coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE.



En 2021, le nombre d'affaires valorisées est stable par rapport à 2020 après un net ralentissement en 2019.

Il est à noter que le taux moyen annuel d'écart de valorisation continue de progresser très fortement en 2021 passant de 4.8% en 2019 à 12% en 2020 pour atteindre 32% en 2021.

Cette progression s'accélérait en 2021, le SDEC ÉNERGIE a interrogé Enedis sur ce point. Enedis a précisé notamment que :

- « - 15 % des chantiers ne font pas l'objet d'écarts significatifs. Tous les articles de nos bordereaux ne sont donc pas impactés par la hausse constatée ;
- la valorisation effectuée par Enedis respecte les méthodes définies et les résultats attendus sont conformes. Les évolutions constatées ne sont donc pas à considérer comme des survalorisations. Dans la valorisation apparaissent de nouveaux articles liés à l'environnement qui s'ajoutent aux montants pratiqués antérieurement ;
- les coûts de nos marchés augmentent de 7% en moyenne à partir de 2020. Ceci est lié à des facteurs externes tels que le carburant, la main-d'œuvre, la sécurité, le matériel, les dispositions sanitaires... »

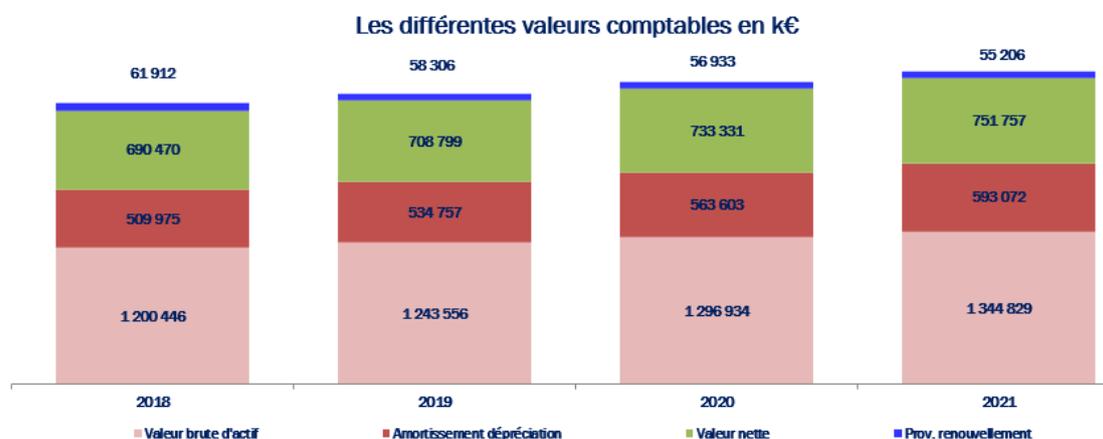


Pour le SDEC ÉNERGIE, les précisions apportées par Enedis afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation sont insuffisantes afin de lever l'opacité entourant cette évolution importante.

Le SDEC ÉNERGIE sollicite qu'Enedis complète et précise les explications qu'il a apportées.

## 10. Les différentes valeurs comptables en k€

Exercice/ En k€	Valeur brute d'actif	Amortissement dépréciation	Valeur nette	Provisions pour renouvellement	Valeur de renouvellement	Taux d'amortissement
2018	1 200 446	509 975	690 470	61 912	1 544 610	42,48%
2019	1 243 556	534 757	708 799	58 306	1 605 394	43,00%
2020	1 296 934	563 603	733 331	56 933	1 671 213	43,46%
2021	1 344 829	593 072	751 757	55 206	1 730 937	44,10%



En 2021, la valeur brute d'actif croit de 3,7% pour atteindre 1 344 828 k€, les éléments relatifs à l'évolution de la valeur brute des ouvrages ont été décrits au 1) de la partie V de ce rapport.

Les amortissements progressent de 5,2 % pour s'établir à 593 072 k€.

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 2,5% pour s'établir à 751 157 k€.

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement se réduit de 3% pour atteindre 55 206 k€.

Le taux moyen d'amortissement atteint 44,10%.

La méthode d'amortissement, les taux d'amortissement et l'évolution du stock des provisions pour renouvellement sont décrits ci-après.

## 11. Les pratiques d'amortissements

Amortissements <sup>24</sup>		
Type de biens	Financement Enedis	Financement Concédant
Biens non renouvelables par nature	OUI	NON
Biens renouvelables ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	NON
Biens renouvelables non-ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage

Au titre de l'article 11 B 1) et 2) du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis a l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe.

En pratique, le Concessionnaire amortit l'ensemble des ouvrages qu'il a financés.

Pour les ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE, Enedis déprécie les biens renouvelables ER (amortissement de dépréciation, non générateur de charges) et pratique un amortissement industriel (générateur de charges) sur autres biens renouvelables.

Selon le Concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement générateur de charges sur les ouvrages renouvelables ER dans la mesure où il a constaté que les renouvellements de ces ouvrages n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

Aux dires d'Enedis, cette quotité de provisions pour renouvellement est dotée et constituée annuellement sur un compte de provisions pour renouvellement au niveau national, mais n'est pas « redescendu » à la maille de la concession. Ainsi, malgré de multiples demandes, Enedis n'a pas indiqué le montant de provisions pour renouvellement constitué au niveau national sur les ouvrages ER et rattaché à concession du SDEC ÉNERGIE.

Les durées d'amortissement pratiquées par Enedis sont présentées dans le tableau ci-contre.  
La durée d'amortissement est définie par le Concessionnaire, elle dépend de la durée de vie des ouvrages.

Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée
Réseau HTA (autre qu'immérgé)	40
Réseau BT (autre que torsadé)	40
Réseau BT torsadé	50
<b>Postes HTA-BT :</b>	
Bâtiment de poste	45
Appareillage de poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
<b>Compteurs :</b>	
Mis en service avant 1995	30
BT < 36kVA mis en service après 1995	20
BT > 36kVA mis en service après 1995	25
<b>Branchements (hors colonnes montantes)</b>	40
<b>Colonnes montantes</b>	60
<b>Transformateurs</b>	40

<sup>24</sup> Enedis pratique un amortissement linéaire sur la durée d'amortissement des ouvrages.

Un bien est dit renouvelable lorsque sa durée d'amortissement est plus courte que la durée de la convention de concession (terme fixé au 1<sup>er</sup> juillet 1948) et non renouvelable dans le cas contraire.

Un bien est dit « ER » lorsqu'il s'agit de postes HTA/BT ou des canalisations BT situés dans les communes relevant du régime rural d'électrification.

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de plusieurs types d'ouvrages. Le tableau de droite présente les types d'ouvrages concernés, l'année du changement, l'ancienne et la nouvelle durée d'amortissement pratiquée.

Année du changement	Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée en année
2007	Bâtiments de poste HTA/BT	30 => 45
	Compteurs BT < 36kVA	30 => 20
	Compteurs BT > 36kVA et HTA	30 => 25
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40
2020	Colonnes montantes	40 => 60

L'allongement de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés a impacté directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du Concédant ainsi que les dettes et créances réciproques.

À compter du 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un changement d'estimation dans ses comptes de la durée de vie des colonnes montantes passant de 40 à 60 ans.

Ce changement de durée n'a pas généré de reprises de provisions pour renouvellement, ces ouvrages restant des ouvrages renouvelables au titre du nouveau contrat de concession. En ce qui concerne les dotations aux amortissements, le changement d'estimation mis en œuvre en 2020 a été appliqué de façon prospective.

**Devant des impacts significatifs de ces changements (reprises de provisions pour renouvellement, variations des droits du Concédant et des dettes et des créances réciproques), il est indispensable que le SDEC ÉNERGIE ait accès et soit associé aux études en amont qui président aux changements de ces durées d'amortissement ;**



**Ceci qui n'a jamais été mis en œuvre malgré les demandes réitérées du SDEC ÉNERGIE.**

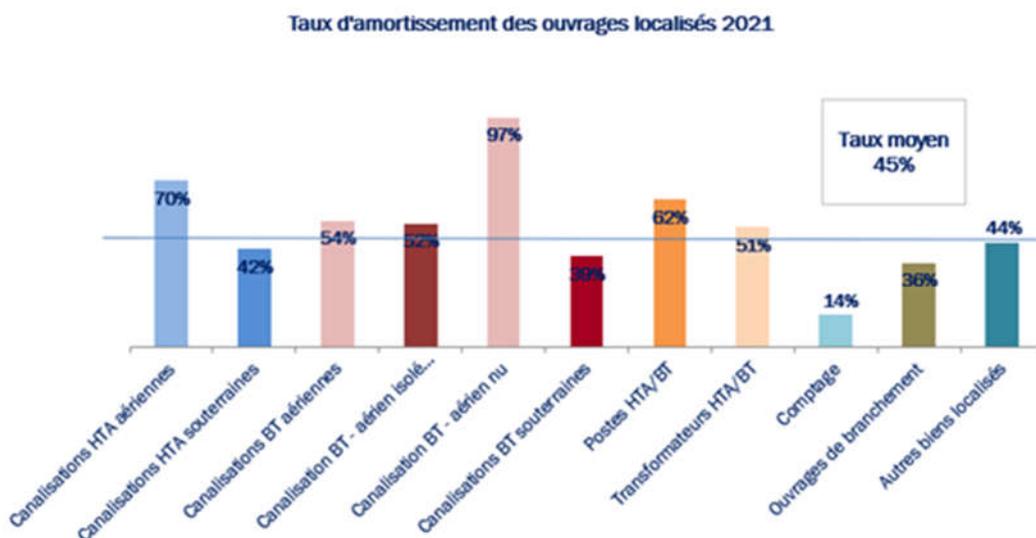
## 12. Les taux d'amortissements

La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2021 à 751 757 k€, pour un amortissement total constitué qui se monte à 593 072 k€, **soit un taux d'amortissement moyen (c'est-à-dire le rapport du montant des amortissements constitués sur la valeur brute pour l'ensemble des biens concédés que ceux-ci soient localisés ou non) s'élevant à fin 2021 à 44,1 %, il s'agit selon l'auditeur du SDEC ÉNERGIE d'un taux relativement bas, traduisant un âge moyen comptable jeune (moyenne constatée 45,3%)**.

Ce taux est en augmentation régulière a minima pour le quinzième exercice consécutif. Il progresse de 0,6 point en moyenne chaque année sur la période 2011-2021.

Ce taux varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages. À fin 2021, le taux d'amortissement des ouvrages est le plus élevé pour les réseaux BT aériens nus (97%) en croissance constante depuis a minima 9 exercices.

A contrario, les réseaux souterrains BT et HTA sont la typologie d'ouvrages présentant le taux d'amortissement le plus faible (respectivement 39% et 42%), hors branchements et compteurs localisés (« Linky » et « marché d'affaires »).



Typologie d'ouvrages localisés	2018	2019	2020	2021
Canalisations HTA aériennes	66%	68%	70%	70%
Canalisations HTA souterraines	39%	40%	41%	42%
Canalisations BT aériennes	51%	52%	53%	54%
Canalisation BT - aérien isolé (torsadé)	49%	51%	52%	52%
Canalisation BT - aérien nu	97%	97%	97%	97%
Canalisations BT souterraines	36%	37%	38%	39%
Postes HTA/BT	60%	60%	61%	62%
Transformateurs HTA/BT	49%	49%	50%	51%
Comptage	8%	9%	11%	14%
Ouvrages de branchement	42%	41%	34%	36%
Autres biens localisés	42%	42%	41%	44%
<b>Taux moyen d'amortissement des ouvrages localisés</b>	<b>43%</b>	<b>44%</b>	<b>44%</b>	<b>45%</b>

### 13. Les provisions pour renouvellement (PR)

Au titre du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis n'a plus l'obligation de constituer des provisions pour renouvellement.

Le stock de provisions pour renouvellement au terme du contrat précédent ayant été maintenu dans les passifs du contrat en vigueur, il est apuré au cours du contrat en vigueur par les mécanismes usuels de réaffectation comptable lors de chantiers de renouvellement ou le cas échéant de reprise au résultat du compte d'exploitation.

Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si Enedis renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées.

Si Enedis ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat. La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle au passif de la concession.

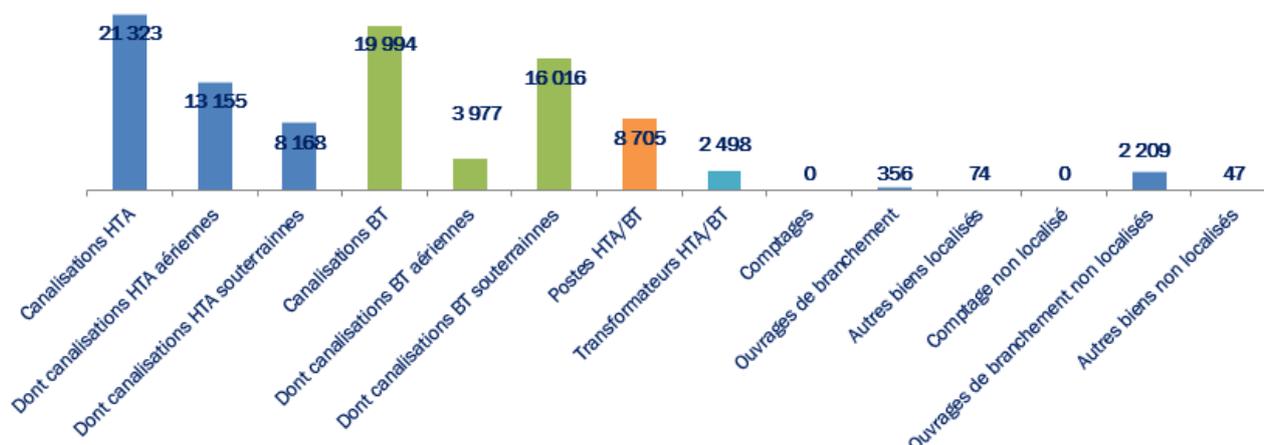
Les provisions pour renouvellement étaient constituées sur les ouvrages concédés renouvelables, dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession.

Il n'était pas constitué de provisions pour renouvellement pour les biens ruraux situés dans des communes de régime d'électrification rurale (sauf une provision pour renouvellement de 20% au niveau national).

Les provisions pour renouvellement constituées sont transformées en financement du Concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du Concédant).

Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 55 206 k€ à fin 2021, ce stock est en baisse depuis trois exercices consécutifs, il décroît de 3 % par rapport à 2021 (soit - 1 727 k€).

Montants des provisions pour renouvellement par catégories d'ouvrages en k€



Les provisions pour renouvellement sont pour 96% constituées sur les ouvrages localisés du patrimoine. Les réseaux BT représentent 36% toutes technologies confondues (les réseaux BT souterrains

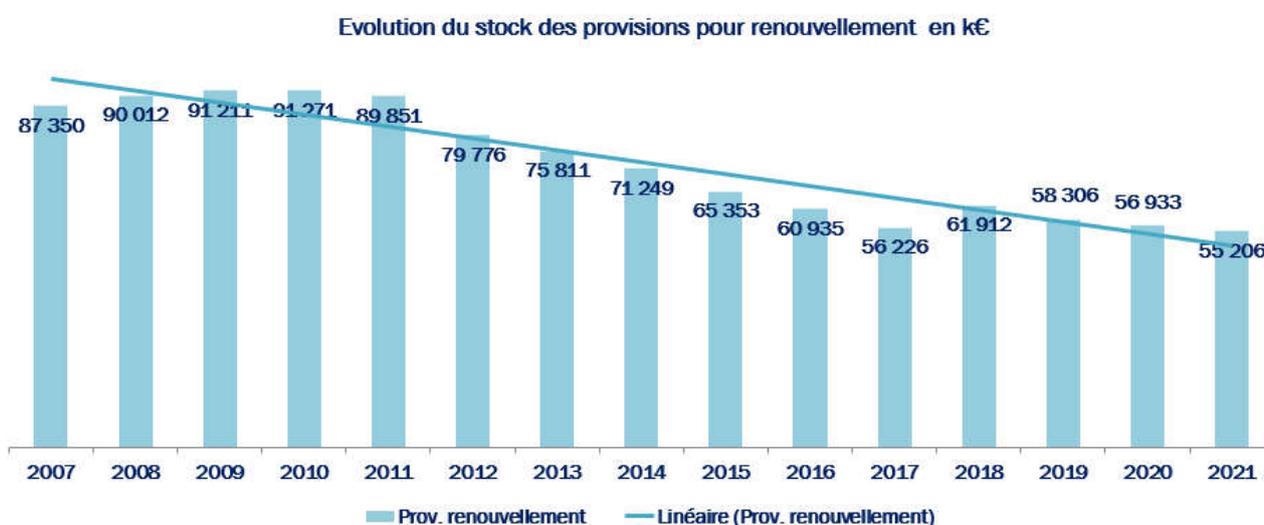
représentent 29%) et les réseaux HTA représentent 39% toutes technologies confondues (les réseaux HTA souterrains représentent 24%).

Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage.

Entre 2011 et 2021, le stock de provisions pour renouvellement s'est considérablement réduit de 34 645 k€ soit de 39%.

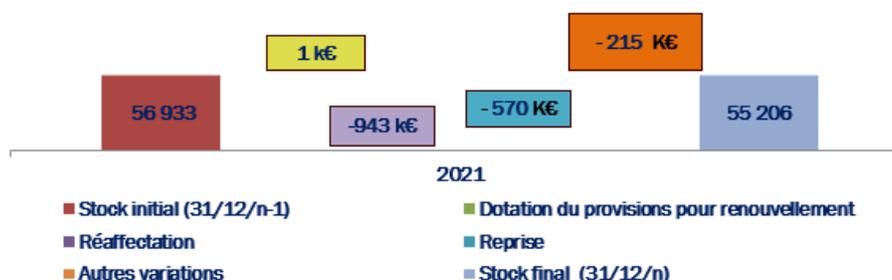
Cette baisse concerne en particulier le stock de provisions pour renouvellement constitué pour les ouvrages suivants : les transformateurs, les branchements, les canalisations aériennes HTA, les canalisations aériennes BT et les canalisations souterraines HTA et BT.

Si la baisse du stock de provisions pour renouvellement s'explique par l'utilisation de la provision pour renouvellement lors du renouvellement des ouvrages, certains traitements comptables expliquent aussi cette décroissance : allongement de la durée de vie de certains ouvrages (biens renouvelables devenant non renouvelables avant le terme du contrat), sortie automatique des branchements une fois leur fin de vie comptable, attente et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées notamment.



#### 14. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices

**2020/2021 : Evolution du stock de provisions pour renouvellement en k€**



Dans le cadre des missions de contrôle depuis cinq exercices, Enedis transmet un tableau fiabilisé des flux comptables relatifs aux provisions pour renouvellement indiquant, pour chaque catégorie d'ouvrages, le montant en k€ des dotations, des affectations et des reprises de provisions pour renouvellement au résultat survenus au cours de l'année.



**La communication de ce tableau améliore la connaissance des flux qui viennent modifier le stock de provisions pour renouvellement, ce qui est positif.**

Sur la base de ce tableau, il a été réalisé le graphique ci-dessus qui fait ressortir :

- Une dotation aux provisions de 1 k€ concernant les autres ouvrages localisés. Enedis a expliqué cette dotation par des mouvements de régularisations comptables.
- Une réaffectation en tant que financement Concédant sur des nouveaux ouvrages mis en service en 2021 d'un montant de 943 k€ de provisions pour renouvellement, essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (411 k€) et sur les réseaux BT souterrains (354 k€).
- Une reprise de 570 k€ portant essentiellement sur les postes HTA/BT et les réseaux BT.

En outre, cette reconstitution du stock de PR fait apparaître un écart de -215 k€ qui proviendrait d'un retard dans la liquidation de l'affectation des passifs. Cet écart concerne essentiellement les réseaux HTA aériens (écart de -289 k€), les réseaux HTA souterrains (écart de +157 k€), les réseaux BT souterrains (écart de -81 k€) et les réseaux BT aériens (écart de -27 k€).



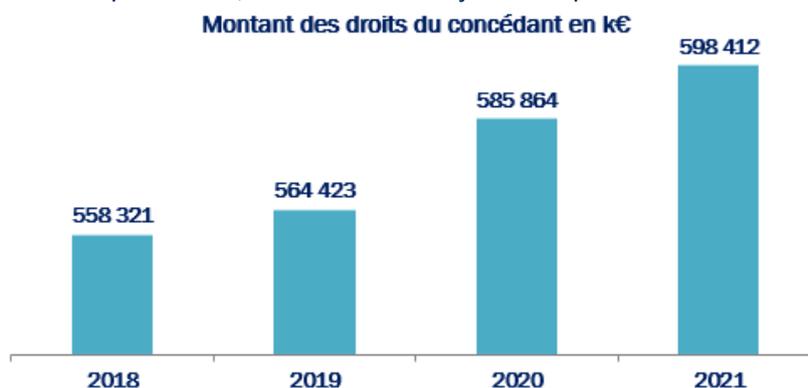
**Les montants de la dotation aux provisions pour renouvellement ainsi que de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le Compte rendu d'activité 2021.**

## 15. L'évolution des droits du Concédant

Les « comptes spécifiques de concessions » correspondent aux droits des Concédants de récupérer les biens concessifs en fin de contrat dès lors qu'ils les ont financés.

Ils sont la résultante de la contre-valeur des biens inscrits à l'actif (c'est-à-dire la valeur nette comptable de l'ensemble des ouvrages) à laquelle s'ajoutent les amortissements de financement apportés par les Concédants et dont sont déduits les financements du Concessionnaire non amortis.

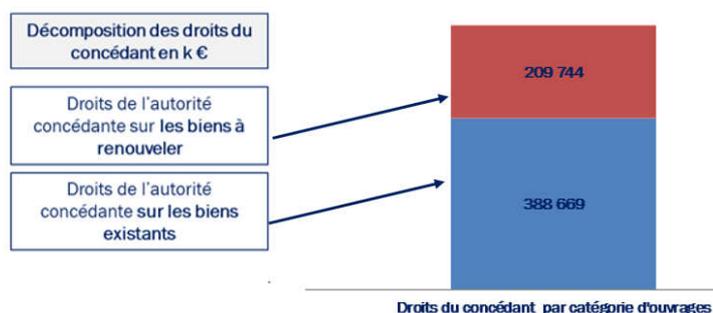
Au 31 décembre 2021, le montant des droits du Concédant s'élève à 598 412 k€ en augmentation de 2% par rapport à l'exercice précédent, et en hausse moyenne depuis 2011 de 3 %.



Les droits du Concédant sont composés des droits du Concédant sur les ouvrages existants et des droits sur les ouvrages à renouveler.

1) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est obtenu en soustrayant de la valeur nette de l'ensemble des ouvrages (appelée aussi droits en nature) à la somme des financements non amortis du Concessionnaire (appelée aussi créance en espèces).

2) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est égal au montant des amortissements constitués par le Concessionnaire sur les biens financés par le Concédant.



La valeur nette des ouvrages (ou droits en nature) a augmenté en 2021 de 3% pour atteindre 751 757 k€. Les financements non amortis du Concessionnaire (créance en espèces) sont estimés à 363 088 k€ à fin 2021, en hausse de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est évalué 388 669 k€ en augmentation de 1 %. Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est évalué à 209 744 k€ à fin 2021, en augmentation de 5 %.

Les droits du Concédant s'appuient sur les données fournies par le Concessionnaire à partir du fichier inventaire comptable des ouvrages de la concession. Les éléments relatifs aux origines de financement ont été fournis par le Concessionnaire par ouvrage.

Comme les exercices précédents, le Concédant signale que les montants des droits du Concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec réserves. Ces réserves sont liées :

- À l'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale,
- aux modalités de calcul des provisions avec les modifications des durées de vie comptable,
- à la gestion comptable des ouvrages non localisés,
- au traitement comptable des raccordements.

## 16. L'évolution du ticket de sortie



L'article 49 B du cahier des charges conclu le 29 juin 2018 précise que l'Autorité concédante (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

L'Autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration. L'Autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans, adressé au Concessionnaire.

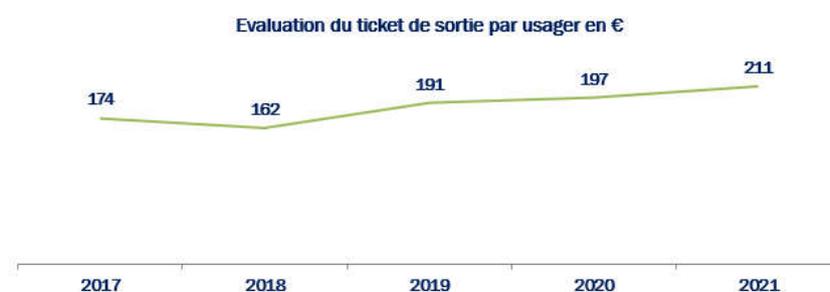
Dans l'un ou l'autre cas une indemnité est calculée, égale cumulativement à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du Concessionnaire, réévalué par référence au TMO, (le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE) et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'Autorité concédante devrait verser au Concessionnaire. Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le Concessionnaire devrait verser à l'Autorité concédante.

Ce calcul dénommé « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession.

À partir des données communiquées par Enedis, il est estimé à 98 986 k€ en 2021.

Depuis a minima 2011, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du Concédant envers Concessionnaire en cas de sortie, cette dette rapportée au nombre d'usagers représentant une dette potentielle de 211 €/us.



Le solde des dettes et créances réciproques, en défaveur du Concédant, est potentiellement aggravé du fait de différents biais sur les composantes de calcul des dettes et créances réciproques et dont les effets sont plus ou moins quantifiables.

Il est à noter cependant, que le versement de ce ticket de sortie ne serait mis en œuvre que dans le contexte très particulier évoqué ci-dessus, il faudrait ainsi que le maintien du service ne présente plus d'intérêt pour l'autorité Concédante, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

En outre, il faut rappeler que le juge administratif limite l'indemnisation du Concessionnaire à la valeur nette non amortie des ouvrages qu'il a financés.

Ainsi si le calcul ci-dessus devait aboutir à fixer une indemnité de sortie dont le montant serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du Concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, sa régularité serait dès lors contestable.

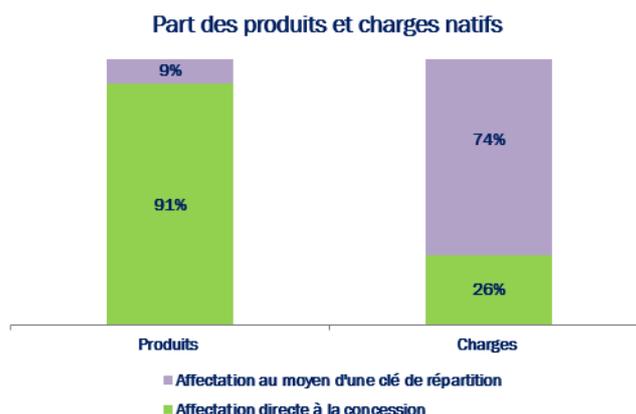
## 17. Le compte d'exploitation : qualité de l'information

Le Concédant relève une **amélioration sensible** depuis plusieurs années de la présentation des informations financières qui sont **moins dispersées et plus détaillées** :

- Depuis 2012, présentation des recettes d'acheminement par puissance souscrite,
- Depuis 2014, indication pour chaque produit et charge, du montant affecté directement à la concession et du montant repartit ainsi que de sa clé de répartition principale,
- Depuis 2015, décomposition du poste « autres consommations externes » qui représente 15% des charges en distinguant les 6 natures suivantes (achat, de matériel, de travaux, d'informatique et de télécommunication, tertiaire et prestations, bâtiments, autres achats),
- Depuis 2016, décomposition des reprises de provisions et d'amortissement.
- Depuis 2015, une partie des éléments financiers sont calculés à la maille des 25 directions régionales.

Il est à noter que **depuis 2017 aucun changement méthodologique n'est survenu.**

## 18. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non



Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession ne sont pas tous « natifs ». Dans ce cas, le Concessionnaire communique chaque année :

- Les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille concession,
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total affectable à la concession.

9% des produits de la concession sont issus d'une clé, contre 74% pour les charges en 2021 :



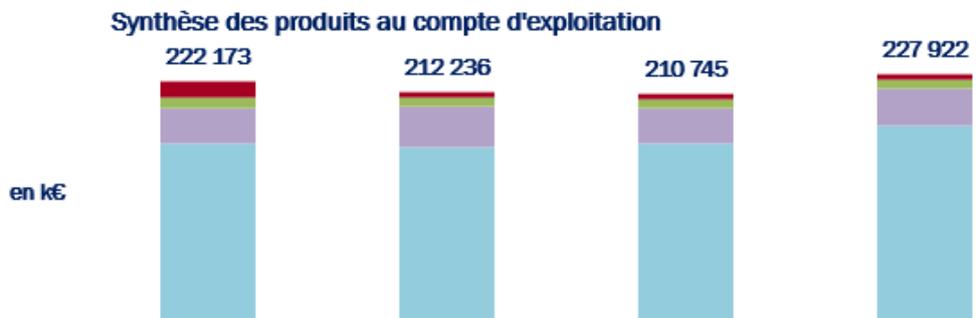
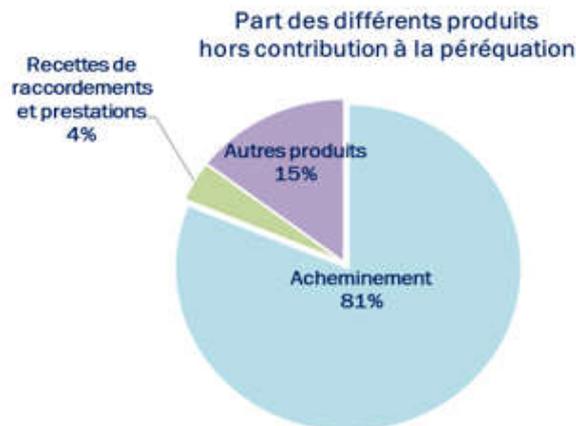
91 % des produits sont donc natifs tandis que seulement 26% des charges sont natives de la concession.

La part de charges natives stagne depuis au moins deux exercices,

En conclusion, le peu de charges natives, la complexité des clés de répartition et la globalisation de certains postes de charges ne permettent pas de fournir une image financière représentative de l'équilibre financier de la concession.

## 19. Le compte d'exploitation : évolution des produits

Les produits en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087	10%
Recettes de raccordements et prestations	9 009	9 011	8 041	9 035	12%
Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915	4%
Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885	-22%
<b>Total des produits</b>	<b>222 173</b>	<b>212 236</b>	<b>210 745</b>	<b>227 922</b>	<b>8%</b>
<b>Total des produits hors contribution à l'équilibre</b>	<b>207 522</b>	<b>208 340</b>	<b>205 749</b>	<b>224 037</b>	<b>9%</b>



	2018	2019	2020	2021
■ Contribution d'équilibre	14 651	3 896	4 996	3 885
■ Recettes de raccordements prestations	9 009	9 011	8 041	9 035
■ Autres produits	33 288	36 675	31 696	32 915
■ Acheminement	165 225	162 654	166 012	182 087
<b>Total des produits</b>	<b>222 173</b>	<b>212 236</b>	<b>210 745</b>	<b>227 922</b>

Les produits s'élèvent à 227 922 k€ en 2021, en progression de 8 % par rapport à l'exercice précédent. Si nous neutralisons les effets de la contribution d'équilibre (3 885 k€), la valeur des produits progresse de 9%.

Les produits se composent au principal :

1. Des recettes d'acheminement pour 182 087 k€,
2. Des recettes de raccordements et prestations, pour 90 35 k€,
3. Des autres produits, pour 32 915 k€.

**1) Les recettes d'acheminement** intègrent les recettes liées au TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) facturées aux usagers du réseau (182 040 k€) et les recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur, c'est-à-dire les quantités livrées, mais non facturées à la clôture de l'exercice comptable, il s'agit d'une variation qui peut être positive ou négative (en 2021 47 k€).

Les recettes d'acheminement, hors recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur (182 040 k€) proviennent majoritairement des clients BT ≤ à 36 kVA (72%), représentent 81% des produits et sont en progression de 9.8 %.

Cette progression est liée à la conjugaison de deux phénomènes d'une part, la reprise économique et d'autre part un effet prix favorable (hausse du TURPE de 2,75 % en aout 2020 et de 0.9% en aout 2021). Cette progression est comparable à celle observée à la maille nationale +7 %.

**2) Les recettes de raccordements et de prestations** qui représentent 4% des produits et sont progression de 12% par rapport à 2020 (7 043 k€ de recettes de raccordement 1993 k€ de recettes de prestations).

Le contexte pandémique ayant fortement impacté les résultats de 2020, il s'agit d'un retour à un résultat semblable aux exercices antérieurs à la crise sanitaire, portée par un fort développement des installations de production notamment dans la filière photovoltaïque.

Le chiffre d'affaires prestations est de 1 992 k€ en 2021, en augmentation de 247 k€ par rapport à 2020 (1 745 k€), soit +14,16%. Cette évolution reflète celle observée à la maille d'Enedis.

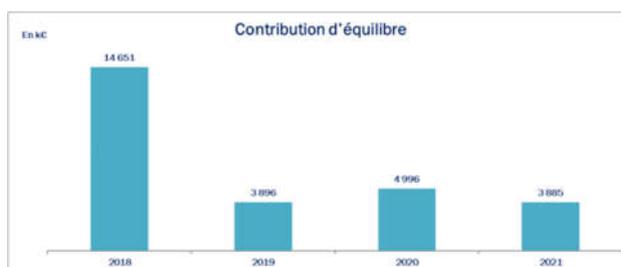
**3) Les « autres produits »** qui représentent 15 % des produits sont en progression de 4 % par rapport à l'exercice précédent. Ces recettes correspondent :

- aux autres recettes : prestations réalisées pour d'autres entités du groupe EDF ou dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF et qui s'élèvent à 2 499 k€ en retrait de 7% par rapport à 2020,
- À la production stockée et immobilisée (19 529 k€) qui représente la valorisation des travaux réalisés par Enedis pour elle-même et qui vient neutraliser la charge correspondante à ces coûts internes, cette recette est en progression de 2 % par rapport à l'exercice précédent. Cette reprise partielle est liée à la sortie du contexte pandémique. Cependant, le ralentissement du déploiement des compteurs LINKY™ ne permet pas de retrouver les niveaux antérieurs.
- Les reprises sur amortissements et reprises de provisions pour renouvellement atteignent 9 159 k€ en 2021 en progression de 5% par rapport à l'exercice précédent.

## 20. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre

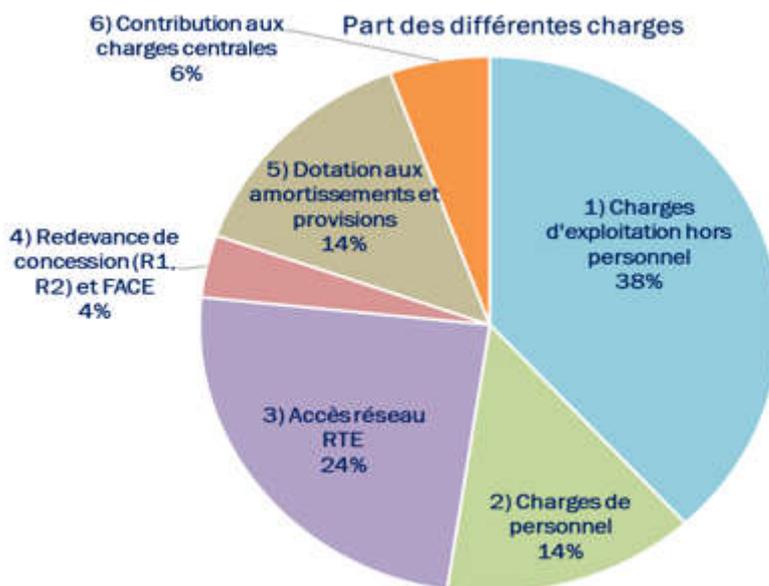
En 2021, et comme les exercices précédents (depuis 2011), une contribution d'équilibre vient accroître les produits d'exploitation.

Cette contribution représente la contribution des autres concessions d'Enedis vers la concession du Syndicat. Il est à noter sur ce point que tant qu'une faible partie des charges étant natives de la concession, la représentativité de cette contribution reste à relativiser.

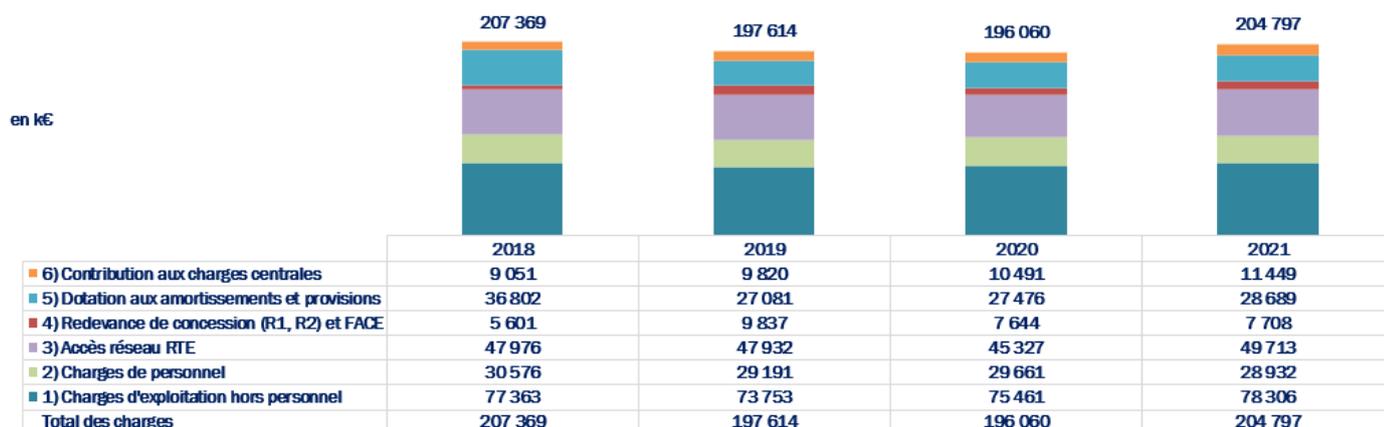


## 21. Le compte d'exploitation : évolution des charges

Les charges en k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
1) Charges d'exploitation hors personnel	77 363	73 753	75 461	78 306	4%
2) Charges de personnel	30 576	29 191	29 661	28 932	-2%
3) Accès réseau RTE	47 976	47 932	45 327	49 713	10%
4) Redevance de concession (R1, R2) et FACE	5 601	9 837	7 644	7 708	1%
5) Dotation aux amortissements et provisions	36 802	27 081	27 476	28 689	4%
6) Contribution aux charges centrales	9 051	9 820	10 491	11 449	9%
<b>Total des charges</b>	<b>207 369</b>	<b>197 614</b>	<b>196 060</b>	<b>204 797</b>	<b>4%</b>



### Synthèse des charges au compte d'exploitation



Les charges progressent de 4 % en 2021 (196 060 k€ en 2020, 204 797 k€ en 2021). Elles sont composées :

1) Des charges d'exploitation hors personnel en progression de 4 % (78 306 k€), elles représentent 38% des charges et elles rassemblent :

- Les charges pour « autres consommations externes » (30 901 k€) qui représentent 15% des charges d'exploitation sont en baisse à nouveau de 8.3% par rapport à l'exercice précédent. Ces charges comprennent les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles (appareillage, les câbles, connectiques et supports, l'interface clientèle, la logistique industrielle), les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités et les redevances d'occupation du domaine public (RODP). La baisse constatée serait liée au principal à la fin du déploiement du compteur LINKY™.
- Les charges d'achat d'énergie pour la compensation des pertes (18 010 k€) qui progressent fortement de 32 % en 2021 et qui représentent 9 % des charges d'exploitation. Le délégataire justifie cette variation par les tensions sur les marchés de l'énergie au dernier trimestre qui se sont traduites par une hausse du coût de ces achats. Cette évolution coïncide avec celle observée à la maille nationale.
- Les autres dotations d'exploitation qui correspondent essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre. Les autres dotations d'exploitation (19 262 k€) progressent de 9% et représentent 3 % des charges d'exploitation en 2021.
- Les autres impôts et taxes (CFE, IFR, et taxes foncières) pour un montant de 3 760 k€ qui diminuent de 19% et qui représentent 2 % des charges d'exploitation. La baisse constatée est similaire à celle constatée au niveau national, elle est liée à une diminution de la charge de l'impôt, conséquence de la mise en œuvre du plan de relance par le gouvernement.
- Les autres charges qui correspondent aux autres types de charges d'exploitation courantes (6 352 k€) qui hausse de 32 %. Ces charges correspondent au principal à la valeur nette des ouvrages mis au rebut. L'évolution constatée est similaire à celle constatée au niveau national.

2) Des charges de personnel (28 932 k€) qui diminuent de 2 %. Ces charges évoluent de manière semblable au niveau national. Elles couvrent les salaires et traitements du personnel d'Enedis affecté totalement ou partiellement à la concession du SDEC ÉNERGIE ainsi que les charges sociales afférentes. Les charges de personnel représentent 14% du total des charges.

3) Des charges d'accès réseau RTE pour 49 713 k€ qui progressent de 10 % par rapport à 2020. Ces charges représentent 24% de l'ensemble des charges. Cette augmentation reflète celle observée à la maille nationale. Cette hausse est majoritairement due à l'effet volume (hausse des consommations du

fait de la reprise post-crise sanitaire et du climat) couplé à un effet prix lié à l'indexation de la part « transport » du TURPE.

4) Des charges de redevances de concession (R1, R2) et la contribution au CAS FACE (Compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale).

Les redevances de concessions atteignent 4 148 k€ en 2021, elles sont en légère hausse par rapport à 2020 (4 043 k€ soit +105 k€), +2,6%. Cette variation est en ligne avec l'évolution nationale. La contribution au CAS FACE d'Enedis atteint 3 580 k€ en léger retrait par rapport à 2020. Cette contribution correspond à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au FACE.

5) Des dotations aux amortissements atteint 28 688 k€ en 2021, elles progressent de 5 % par rapport à l'exercice précédent et représentent 14% des charges. Les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé correspondent à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du Concédant et, d'autre part, celui des financements du Concessionnaire. Au niveau national, cette rubrique suit la même tendance et augmente de 4,2%.

La dotation aux provisions pour renouvellement atteint 1 k€ en 2021, ce résultat est logiquement lié à l'arrêt de la dotation à la provision pour renouvellement, à la suite de la conclusion de la convention de concession en date du 29 juin 2018.

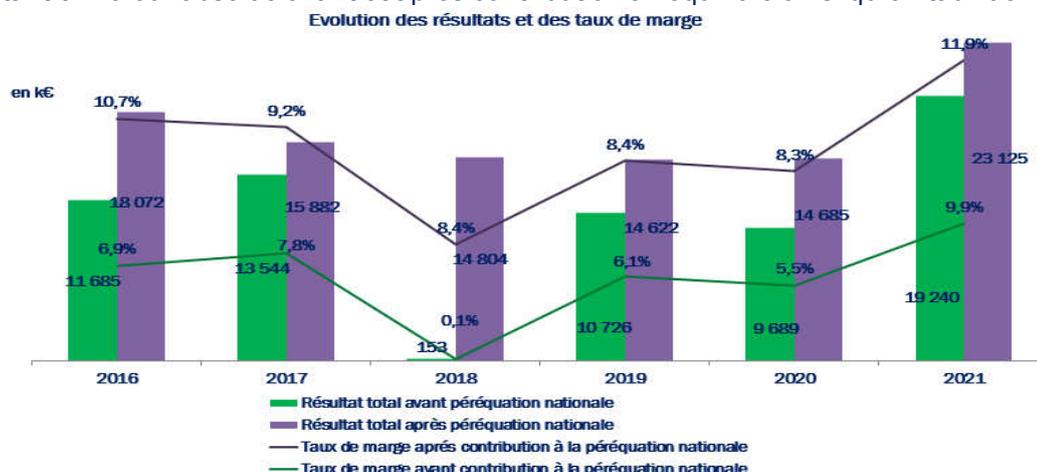
6) De la contribution aux charges centrales qui recouvre les différentes charges constatées au niveau des services centraux qui progressent de 7 %. (11 491 k€) et représentent 5% des charges.

## 22. Le compte d'exploitation : le résultat

Le résultat avant péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	207 522	208 340	205 749	224 037	9%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
<b>Résultat</b>	<b>153</b>	<b>10 726</b>	<b>9 689</b>	<b>19 240</b>	<b>99%</b>

Le résultat après péréquation k€	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Les produits	222 173	212 236	210 745	227 922	8%
Les charges	207 369	197 614	196 060	204 797	4%
<b>Résultat</b>	<b>14 804</b>	<b>14 622</b>	<b>14 685</b>	<b>23 125</b>	<b>57%</b>

En 2021, la concession affiche des résultats particulièrement élevés relativement à l'historique de la concession, tant en valeur absolue avant et après contribution à l'équilibre ainsi qu'en taux de marge.



La concession est donc largement bénéficiaire (+ 99% pour le résultat d'exploitation) avec un taux de marge en très forte augmentation. Il atteint 11,9% après contribution (+ 12,4 points) du fait d'une

augmentation des charges (+4% pour le total des charges) moindre que la hausse des produits (+9%) en progression sur les postes de produits majeures (recettes d'acheminement +9,7%, raccordements et prestations +12%).

Si le contexte sanitaire de l'année 2020 peut justifier des produits plus faibles, et un résultat d'exploitation moins important, soulignons que les produits liés aux raccordements, et toutes les sous-catégories de recettes d'acheminement dépassent leur niveau de 2019.

Au niveau national, on observe une tendance similaire avec un résultat d'exploitation en hausse à 1 865 M€ contre 1 206 M€ en 2020. Le résultat net progresse de +77% et passe de 767 M€ en 2020 à 1 196 fin 2021.



Ainsi, les variations observées au niveau du résultat d'exploitation (il double) s'expliquent partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020. **Toutefois, un niveau aussi important en valeur absolue amène à s'interroger sur le juste niveau de TURPE, ou bien sur la capacité d'Enedis à mieux investir sur le périmètre concédé, à tout le moins si cette situation perdure. La surveillance de l'évolution de cet indicateur doit donc se poursuivre.**

### 23. Les flux financiers

Les différents flux financiers en k€ hors taxes	2018	2019	2020	2021	Évolution 2020/2021
Redevance R1	1 135	1 900	1 291	1 306	1 %
Redevance R2	2 980	4 294	2 752	2 842	3 %
Article 8 participation pour les effacements des réseaux	575	650	650	650	0%
Part couverte par le tarif (PCT)	607	222	439	773	76%
Facé	5 138	4 797	4 375	4 026	- 8 %

La redevance annuelle versée par Enedis au SDEC ÉNERGIE est composée de deux parts :

- La part R1 qui a pour objet de compenser les frais supportés par le SDEC ÉNERGIE dans l'exercice de son pouvoir d'autorité Concédante,
- et la part R2 qui a pour objet de compenser partiellement les dépenses effectuées par l'Autorité concédante au bénéfice du réseau concédé.

Les modalités de calcul de la R1 et de la R2 sont fixées à l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention de concession en date du 29 juin 2018. En 2021, le montant de la redevance R1 atteint 1 306 k€ en progression de 1%. La redevance R2 atteint 2 842 k€ en hausse de 3%.

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges, Enedis participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Dans le cadre de la convention en date du 29 juin 2018, cette participation a été fixée à 40% du coût de financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite de à 650 000€ k€ HT.

Les travaux de raccordement réalisés par le SDEC ÉNERGIE qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages à Enedis sont éligibles au reversement par le Concessionnaire de la part financière des travaux couverte par le tarif (PCT). C'est à ce titre qu'Enedis a versé 773 k€ au SDEC ÉNERGIE en 2021.

Il est à noter que le flux Facé indiqué dans le tableau ci-dessus ne représente pas une ressource contractuelle versée directement par Enedis au Syndicat, il s'agit du montant des aides à l'électrification rurale attribué au titre de l'année N pour le département du Calvados par le CAS Facé. Il s'agit d'une des recettes du Syndicat lui permettant de financer les travaux qu'il réalise sur le réseau de distribution publique d'électricité.

## 24. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE



### POINTS FORTS

- La réduction progressive de la part des ouvrages non localisés (part des ouvrages non localisés en 2021 18%),
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages 3.8% sur la chronique 2012/2021.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2021 affichée au compte rendu d'activité sur la base des données communiquées par le Concessionnaire à la maille des communes et par type d'ouvrages.
- Un taux d'amortissement (44,1 %) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 45,3%).
- La transmission d'un tableau de variation du stock de provisions pour renouvellement présentant les flux de dotations/reprises/réaffectations des provisions pour renouvellement par type d'ouvrages,
- Le montant de la dotation globale aux PR et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2021.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant et en progression après la pandémie, avec un niveau d'investissement lié à l'amélioration du patrimoine qui se situe au-dessus de moyenne 2011/2021.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2022 :

- Le maintien et la progression des montants de travaux mis en concession annuellement en dehors des effets de la localisation des ouvrages.
- L'évolution du résultat d'exploitation de la concession, de la contribution à l'équilibre et du taux de marge.

#### Points en attente en 2022 :

- La localisation des liaisons réseaux des branchements qui aurait dû intervenir au titre de l'inventaire 2021 (Enedis a précisé sur ce point que les contraintes sanitaires ont retardé les développements informatiques utiles).
- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur deux exercices consécutifs afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.
- Les motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.
- L'insertion des numéros d'affaires dans toutes les requêtes comptables afin de faire le lien avec les travaux et la mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).
- La communication du barème de valorisation des ouvrages remis par le Concédant.

## POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS



- L'absence d'un inventaire comptable détaillant et localisant l'ensemble des ouvrages, quelle que soit leur nature (biens de retour, les biens de reprise et les biens propres).
- Les éléments communiqués par le Concessionnaire afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation doivent être complétés et précisés (taux moyen annuel d'écart de valorisation 2021, 32% en progression de 22%).
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement Concedant par immobilisation en distinguant (financement Concedant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- 26% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.