



Territoire d'Énergie Eure-et-Loir
TE 28

Analyse globale des investissements du concessionnaire

Exercice 2023

Octobre 2024
Version 1

www.aecenergie.fr

18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS

+33(0)1 44 70 78 10

contact@aecenergie.fr

INTRODUCTION	2
1. RAPPELS SUR LES INVESTISSEMENTS D'ENEDIS AU NIVEAU NATIONAL	4
1.1 INVESTISSEMENTS DELIBERES / INVESTISSEMENTS IMPOSES	4
1.2 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS	5
1.3 CONCLUSION SUR LES INVESTISSEMENTS NATIONAUX	7
2. ANALYSE DES INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION	8
2.1 DONNEES UTILISEES	8
2.2 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS GLOBAUX DU CONCESSIONNAIRE DEPUIS 2019	9
2.3 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS DE RACCORDEMENTS	10
2.4 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS D'AMELIORATION DU PATRIMOINE	13
2.4.1. <i>Investissements pour la fiabilité du réseau - hors PDV</i>	16
2.4.2. <i>Investissements pour programme PDV/RP</i>	18
2.4.3. <i>Investissements climatiques</i>	21
2.4.4. <i>Investissements de renforcement HTA et BT</i>	23
2.4.5. <i>Investissements Linky et Smart-Grid</i>	26
2.4.6. <i>Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	28
2.5 EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS DE LOGISTIQUE ET « AUTRES INVESTISSEMENTS »	29
CONCLUSION	30

Introduction

En application du cahier des charges de concession, le concessionnaire se voit confier la charge de l'entretien, de la maintenance et des renouvellements des ouvrages concédés. Celui-ci définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement : « *Les travaux de maintenance, y compris (...) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées.* » En complément du cahier des charges de concession, cette politique d'investissement est également déclinée dans les supports de communications d'Enedis (CRAC, S3REnR, supports loi NOME, documents nationaux, autres communications), engagements contractuels locaux (planification pluriannuelle, schéma directeur des investissements) et autres (engagements régionaux ou nationaux)

Par ailleurs, au niveau national, l'impact sur la continuité de fourniture de différents épisodes climatiques sévères ou extrêmes (neige dans le Massif central en décembre 2008, tempêtes Klaus et Quinten de début 2009, tempête Xynthia de fin février 2010, tempête Joachim de décembre 2011, tempête Zeus de mars 2017, tempête Eleanor de janvier 2018, la tempête Miguel en juin 2019 et l'épisode de neige collante en novembre 2019, la tempête Aurore en octobre 2021, les tempêtes Domingo et Ciaran en 2023) a montré la grande sensibilité du réseau à ces événements. Ainsi, la qualité et la continuité du réseau d'électricité nécessitent des investissements réguliers pour maintenir et améliorer les infrastructures. Il est donc primordial d'évaluer le niveau d'investissement en fonction de l'état du réseau électrique géré par le concessionnaire.

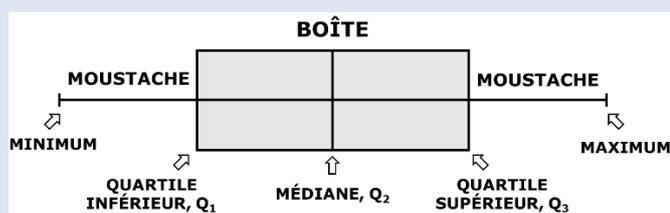
Ce rapport sera ainsi constitué de deux grands chapitres :

- Dans un premier temps, la **politique d'investissements du concessionnaire au niveau national** sera rappelée. Cette analyse permettra d'observer les grandes tendances sur une large période ;
- Dans un second temps, **les investissements au niveau de la concession** seront exposés. Cette partie présentera les montants alloués aux investissements sur le réseau sur la période 2019-2023 par finalité d'investissement.

Nouveauté 2023 :

Dans le cadre du présent rapport, une analyse comparative (benchmark) sur une série d'indicateurs clés de suivi comptable et technique a été réalisée. Afin de fournir une comparaison pertinente et significative, un panel d'une quarantaine d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie, disposant de données comptables, techniques, d'investissements et de clientèles sur une période historique de six exercices et obtenues sur la base des CRACs a été constitué. Ces AODE ont été sélectionnés en raison de leurs caractéristiques similaires à celles de la concession du TE 28 ce qui garantit la pertinence des comparaisons effectuées.

Pour assurer la confidentialité des données des autres AODE, toutes les informations du panel ont été anonymisées. Les résultats du TE 28 seront présentés de manière transparente et détaillée, tandis que les données comparatives seront illustrées sous forme de boîtes à moustaches. Cette approche permet de visualiser la distribution des indicateurs au sein du panel tout en préservant l'anonymat des autres AODE.



Les différentes zones d'une boîte à moustaches ont les appellations suivantes :

- 1. Quartile inférieur (Q1) :**
 - Aussi appelé premier quartile, il marque la limite inférieure de la boîte et représente le 25e centile des données. 25% des valeurs se situent en dessous de cette limite.
- 2. Médiane (Q2) :**
 - Aussi appelée deuxième quartile ou 50e centile, elle divise les données en deux moitiés égales. Elle se situe au milieu de la boîte et indique la valeur médiane des données.
- 3. Quartile supérieur (Q3) :**
 - Aussi appelé troisième quartile, il marque la limite supérieure de la boîte et représente le 75e centile des données. 75% des valeurs se situent en dessous de cette limite.
- 4. Étendue interquartile (IQR) :**
 - L'écart interquartile est la distance entre le quartile inférieur (Q1) et le quartile supérieur (Q3). Il représente la dispersion des 50% des données centrales.
- 5. Moustaches :**
 - Les lignes qui s'étendent à partir des extrémités de la boîte jusqu'aux valeurs minimales et maximales des données **qui ne sont pas considérées comme des valeurs aberrantes.**
 - **Moustache inférieure :** S'étend de Q1 à la plus petite valeur qui n'est pas une valeur aberrante.
 - **Moustache supérieure :** S'étend de Q3 à la plus grande valeur qui n'est pas une valeur aberrante.
- 6. Valeurs aberrantes :**
 - Les points situés au-delà de 1,5 fois l'IQR ont été considérés comme des valeurs aberrantes.

Les boîtes à moustaches offrent une représentation graphique des données du panel, mettant en évidence la médiane, les quartiles et les valeurs extrêmes. Cela permet de positionner la concession du TE 28 par rapport à l'ensemble du panel, facilitant ainsi l'identification des points de satisfaction et des axes d'amélioration.

1. Rappels sur les investissements d'Enedis au niveau national

L'objectif de ce chapitre est de présenter les politiques d'investissements sur les réseaux qui ont été menées par le distributeur au cours de ces dernières années.

En effet, différentes tempêtes sont venues rappeler, plus de 20 ans après les tempêtes de décembre 1999, la grande sensibilité du réseau électrique français aux événements climatiques de grande ampleur. Devant le mécontentement des usagers et des élus locaux face aux dommages subis, le Ministère du développement durable, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et des parlementaires ont chacun de leur côté cherché à approfondir le lien entre le niveau d'investissements d'Enedis sur le réseau et la qualité de l'électricité fournie aux clients finals. Ceci a donné lieu à la production de quatre rapports très complets et un protocole d'accord sur la période 2009-2013 :

- Le 10 septembre 2009, rapport de la FNCCR (dit « rapport HAUET » du nom de son auteur) : Étude technique sur la fragilité des réseaux publics de distribution d'électricité face aux événements climatiques majeurs ;
- Le 1^{er} juin 2010, rapport du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) (dit « rapport BELLEC ») : Rapport relatif à la limitation de l'impact des événements climatiques majeurs sur le fonctionnement des réseaux de distribution d'électricité ;
- En Octobre 2010, rapport de la CRE : Rapport sur la « qualité de l'électricité » – Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité ;
- Le 5 avril 2011, rapport parlementaire d'information sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité (dit « Rapport Proriol du nom du président de la mission) ;
- Protocole d'accord du 18 septembre 2013 relatif au renforcement des relations entre les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et le concessionnaire ERDF au bénéfice de la qualité du service concédé apporté aux usagers impliquant une programmation coordonnée de développement et de modernisation des réseaux durant la période tarifaire 2014-2017 ;
- Travaux préparatoires au « Plan de Développement de Réseau » d'Enedis en 2023.

1.1 Investissements délibérés / investissements imposés

Lorsque l'on s'intéresse aux travaux réalisés par Enedis sur le réseau de distribution, il est possible de distinguer deux types d'investissements :

- Les **investissements imposés**, qui sont constitués des investissements de raccordements pour lesquels Enedis est tenu par le contrat de concession ainsi que des investissements pour le programme Linky et Smart Grid qui sont également considérés comme « imposés » dans la suite de ce rapport ;
- Les **investissements délibérés**, qui concernent tous les autres investissements : performance du réseau, logistique etc.

Aux deux types d'investissements listés qui correspondent aux investissements CAPEX, il convient d'y ajouter les dépenses pour l'exploitation, la maintenance et le dépannage qui correspondent aux OPEX afin d'établir la totalité des moyens financiers mis en œuvre par le concessionnaire sur le territoire.

Les participations financières d'Enedis aux travaux des autorités concédantes via la redevance R2 et les dotations aux FACE ne sont pas comprises dans ces investissements.

Le tableau suivant résume les distinctions qui peuvent être faites entre les différents programmes :

Investissements totaux				
Investissements imposés	Investissements délibérés			
Raccordements (consommateurs, producteurs) Déploiement Linky Smart Grid	Adaptation aux charges (renforcement) Sécurité (vis-à-vis des tiers) Obligations légales (PCB) Participations article 8	Investissements « Qualité »		
		Renouvellement et restructuration du réseau (obsolescence)	Sécurisation (Plan Aléa Climatique)	PDV/RP (Prolongation de la Durée de Vie des antennes HTA et Rénovation Programmée)

Tableau 1 : Classification des investissements du concessionnaire

On peut remarquer que parmi les investissements comptabilisés comme délibérés, certains apparaissent néanmoins comme obligatoires, comme ceux liés au traitement des PCB ou à la sécurité des tiers.

1.2 Evolution des investissements

Plusieurs programmes de sécurisation du réseau face aux aléas climatiques ont été définis au cours des 25 dernières années :

Programme / Préconisations	Objectifs technique	Engagement financier / Préconisations d'investissements	Remarques
Programme EDF entre 1996 et 2000	Sécurisation face aux risques vent, givre et neige collante	150 M€/an	Pas de prise en compte des chutes d'arbre Pas de prise en compte des coupures « exceptionnelles » (impactant plus de 100 000 usagers)
Rapport Piketty (post-tempête 1999)	Programme de sécurisation complémentaire du réseau	395 M€/an sur 15 ans en plus du programme EDF en cours	L'enveloppe prévue s'ajoutait à l'existante
Accord EDF - Etat « Réseaux électriques et environnement » 2001-2003	Meilleure insertion des réseaux électriques dans l'environnement (esthétique et sécurisation)	395 M€/an au total sur la distribution entre 2001 et 2003	L'enveloppe prévue inclut les 150 M€ déjà existants

Programme / Préconisations	Objectifs technique	Engagement financier / Préconisations d'investissements	Remarques
Contrat de service public EDF- Etat 2005-2007	Renforcement des réseaux, qualité, sécurisation face aux aléas climatiques, environnement et sécurité des tiers	Non chiffré Objectifs : augmentation des investissements bruts (pas seulement de sécurisation) d'au moins 6% en 2006 et 6% en 2007	Prévoit un décret définissant un ensemble d'indicateurs de suivi (futur décret du 24 décembre 2007)
Prolongation de Durée de Vie (PDV) d'Enedis (en application du contrat de service public) : 2012 - 2022	Renouvellement des équipements/accessoires sur des ouvrages aériens HTA âgés d'au moins 25 ans pour éviter les incidents d'usure sur le réseau	-	Coût d'éligibilité supérieur à 5 €/m et inférieur à 70 % du coût de remplacement à neuf de l'ouvrage Prolongation de durée de vie comptable de 15 ans
Rénovation Programmée (RP) d'Enedis (en application du contrat de service public) : 2019 - 2035	Remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes HTA sur un cycle de 25 ans en renouvelant les équipements/accessoires	150 M€/an	Coût d'éligibilité supérieur à 5 €/m et inférieur à 70 % du coût de remplacement à neuf de l'ouvrage Prolongation de durée de vie comptable de 25 ans
Plan Aléa Climatique	Enfouissement des réseaux situées dans des zones à risques climatique (bois, neige, vent)		

Tableau 2 : Rappel des Programmes d'investissements d'Enedis depuis 1996

À titre indicatif, le graphique suivant présente le montant des investissements sur les réseaux depuis 1980 selon les données d'Enedis.

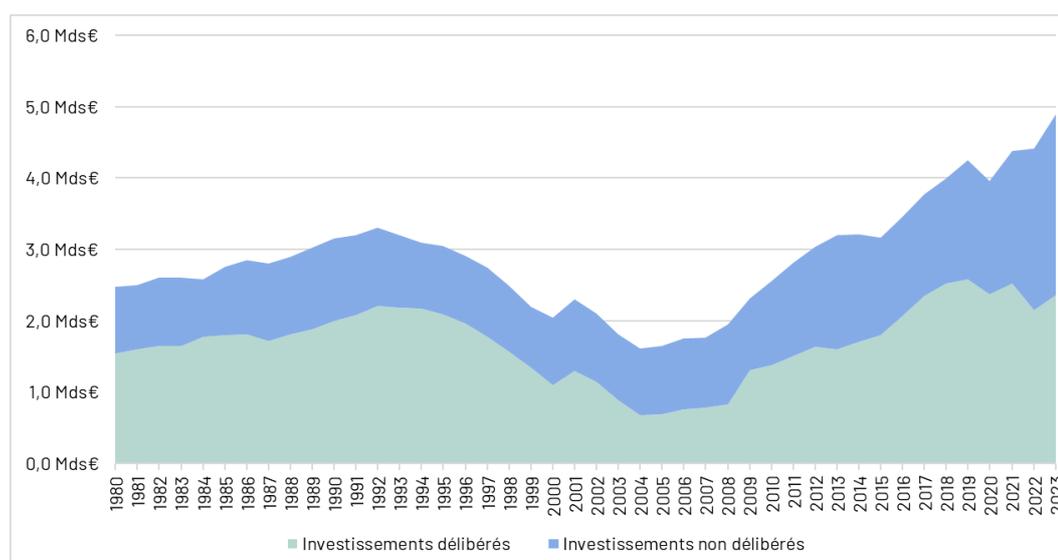


Figure 1 : Historique des investissements Enedis en valeur

Ce graphique présente une tendance à la hausse à partir de 2004 des investissements globaux. Depuis le milieu de l'année 2000, les investissements délibérés sont en augmentation continue, en particulier à partir de 2008 et en faisant abstraction de l'année 2020 (année de crise sanitaire Covid).

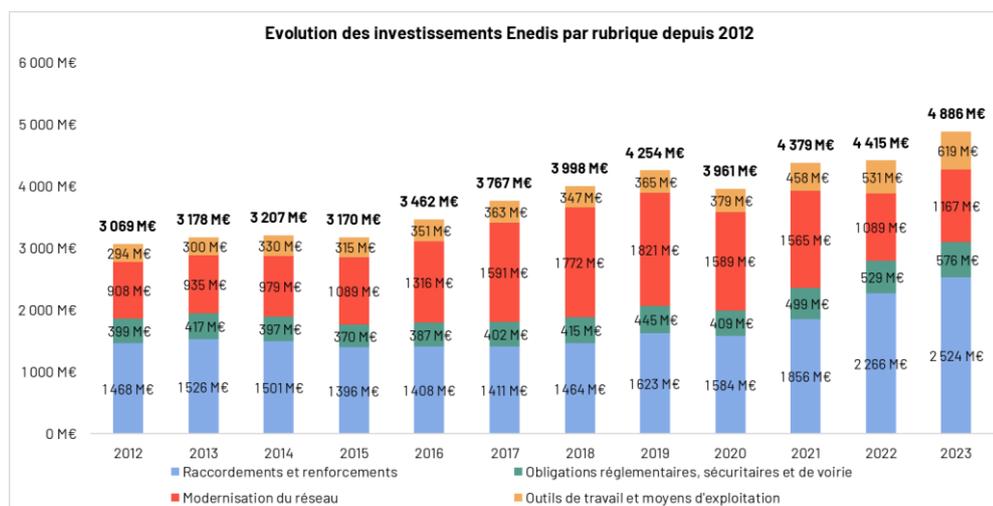


Figure 2 : Évolution des investissements d'Enedis par rubrique depuis 2012

Après trois années de hausses consécutives entre 2012 et 2014, le montant des investissements globaux a connu une baisse en 2015 mais a suivi une tendance à la hausse dès 2016 jusqu'en 2019. Après une baisse de -6,9% entre 2019 et 2020 due à une année 2020 fortement impactée par la crise sanitaire Covid, les investissements d'Enedis sont à nouveau reparties à la hausse entre 2020 et 2022, passant de 4,0 milliards d'euros à 4,4 milliards d'euros, soit +11% pour atteindre un niveau record d'investissement sur la période 2012-2022. Entre 2022 et 2023 les investissements ont encore augmenté de + 11% (+471 M€) pour atteindre 4,9 milliards d'euros, fortement influencés par la hausse des investissements pour les raccordements (+11%, soit 2,5 milliards d'euros).

Sur l'exercice 2023, 52% des investissements d'Enedis sont des investissements pour les raccordements (investissement non délibérés) tandis que 24% des investissements sont des investissements pour la modernisation du réseau. Par ailleurs, ces investissements d'Enedis vont continuer à augmenter dans le cadre de la trajectoire du TURPE 7 avec potentiellement environ 40% d'investissements supplémentaires prévus sur la période du TURPE 7 par rapport à la période TURPE 6 (négociations en cours avec la CRE).

1.3 Conclusion sur les investissements nationaux

En conclusion, on peut retenir qu'au niveau national :

- Les investissements d'Enedis peuvent être distingués en investissements imposés (raccordements, programme Linky) et investissements délibérés (renouvellement des réseaux, sécurisation etc) ;
- Plusieurs programmes de sécurisation du réseau face aux aléas climatiques ont été définis au cours des 25 dernières années (PAC, PDV, RP...) ;
- Les investissements d'Enedis sont globalement en hausse continue depuis le milieu des années 2000 et sont fortement influencés par les investissements de raccordements, notamment depuis 2021 ;
- Les investissements pour la modernisation réseau représentent 24% du total en 2023 et 34% en moyenne entre 2013 et 2023 alors que les investissements pour les raccordements représentent en 2023 plus de la moitié (52%) des investissements totaux d'Enedis.

2. Analyse des investissements sur la concession

2.1 Données utilisées

Pour analyser les investissements d'Enedis sur la concession, Enedis présente dans un premier temps le CRAC qui indique les investissements par catégorie :

Investissements Enedis (en k€) (Concession)	2022	2023
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs*	9 791	13 437
Dont raccordement des consommateurs HTA	331	649
Dont raccordement des consommateurs BT	5 180	7 411
Dont raccordement des producteurs HTA	1 260	411
Dont raccordement des producteurs BT	2 073	2 401
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	7 880	9 952
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	5 333	6 246
Dont renforcement des réseaux BT	238	151
Dont renforcement des réseaux HTA	1	0
Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)	303	861
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	2 399	4 062
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	591	728
Dont moyens d'exploitation	352	395
Dont smart grids	62	49
Dont compteurs communicants*	1 386	0
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	2 546	3 706
Dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	259	259
Dont sécurité et obligations réglementaires	940	1 315
Dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	1 347	2 131
III. Investissements de logistique	263	481
IV. Autres investissements	0	0
Total (= I + II.1 + II.2 + III + IV)	17 933	23 870
Dont total des investissements concernant les postes sources	201	1 755
Dont création de capacités d'accueil des ENR dans les postes sources	3	24

Figure 3 : Investissements présentés dans le CRAC 2023

Par ailleurs, Enedis fournit également le détail des investissements dans la liste des affaires CAPEX, c'est-à-dire un fichier Excel qui indique les dépenses de l'année pour chaque affaire, en précisant la commune concernée, le départ HTA concerné, la typologie d'affaire, etc.

Néanmoins, ce dernier fichier n'est pas exhaustif et ne permet pas de retrouver les montants d'investissements présentés dans le CRAC. Par exemple, en 2023, le fichier CAPEX indique des dépenses totales de 19,3 M€, contre 23,9 M€ indiqués dans le CRAC, soit 4,6 M€ d'écart (24% d'écart). Cet écart peut notamment être lié au fait que le fichier CAPEX ne comprend pas les investissements non localisés, les investissements liés aux postes sources ou encore les investissements article 8.

De plus, **le fichier CAPEX transmis par Enedis dans le cadre du contrôle de concession ne renseigne pas la colonne « Type d'affaire », ce qui rend l'analyse des investissements compliquée avec le fichier CAPEX, notamment pour les affaires liées à la performance du réseau. Cette demande est pourtant récurrente chaque année et les données attendues sont obtenues dans d'autres concessions, ce qui indique qu'Enedis devrait également pouvoir les transmettre au TE 28.**

De plus, le fichier ne distingue pas non plus les affaires sur les postes sources des affaires qui ne sont pas sur les postes sources.

Ainsi, la principale source de données utilisée dans ce rapport sera le CRAC.

2.2 Evolution des investissements globaux du concessionnaire depuis 2019

Dans les CRAC, les investissements sont répartis en quatre catégories (catégories « NOME ») :

- I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs ;
- II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine, constitués :
 - Des investissements pour la performance et la modernisation du réseau ;
 - Des investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes ;
- III. Investissement de logistique ;
- IV. Autres investissements.

Par ailleurs, le CRAC mentionne également la part des investissements sur les postes sources au global, sans cependant donner le détail par catégorie.

Le graphique suivant montre l'évolution de ces quatre catégories d'investissements réalisés sur le territoire du TE 28 depuis 2019 ainsi que le total associé. De plus, le total des investissements inclue les investissements sur les postes sources, qui sont également précisés par année sur le graphique.

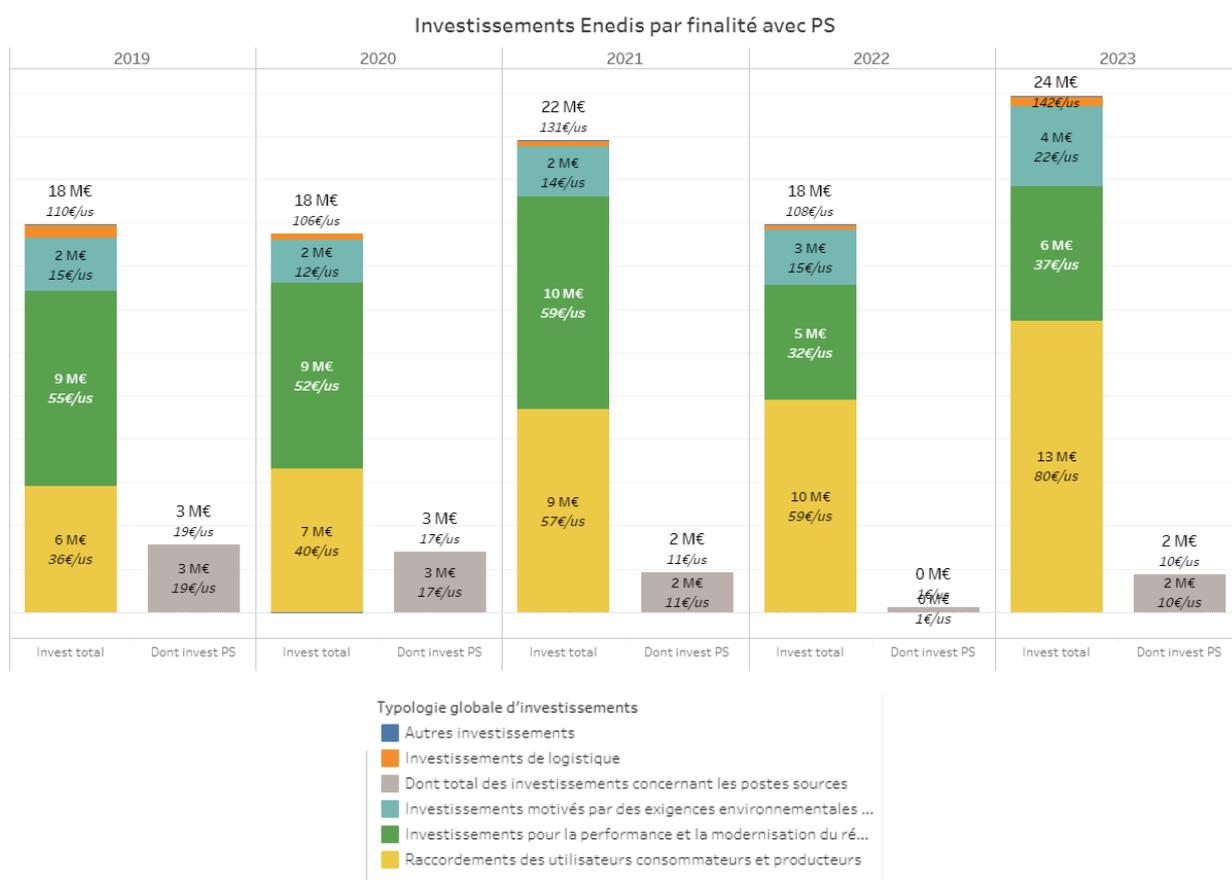


Figure 4 : Évolution des investissements d'Enedis réalisés sur le territoire du TE 28

La figure 3 permet ainsi de constater qu'à la maille du TE 28, les **investissements globaux ont une tendance à la hausse depuis 2019, en passant de 18 M€ en 2019 à 24 M€ en 2023** avec en moyenne 19,9 M€ d'investissements par an. **Cette tendance est cependant très fortement influencée par l'augmentation des**

investissements de raccordements qui sont passés de 6 M€ en 2019 à 13 M€ en 2023, c'est-à-dire qui ont plus que doublé et qui représentent en 2023 plus de la moitié (54%) des investissements d'Enedis sur la concession.

Les **investissements pour la performance et la modernisation du réseau ont quant à eux globalement diminué depuis 2019**, passant de 9 M€ à 10 M€ en 2021 puis à 6 M€ en 2023.

Néanmoins, cette évolution à la baisse des investissements pour l'amélioration du patrimoine est notamment due à la fin du programme Linky.

Les **investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes sont quant à elles en hausse**, passant de 2 M€ en 2019 à 4 M€ en 2023.

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements globaux par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

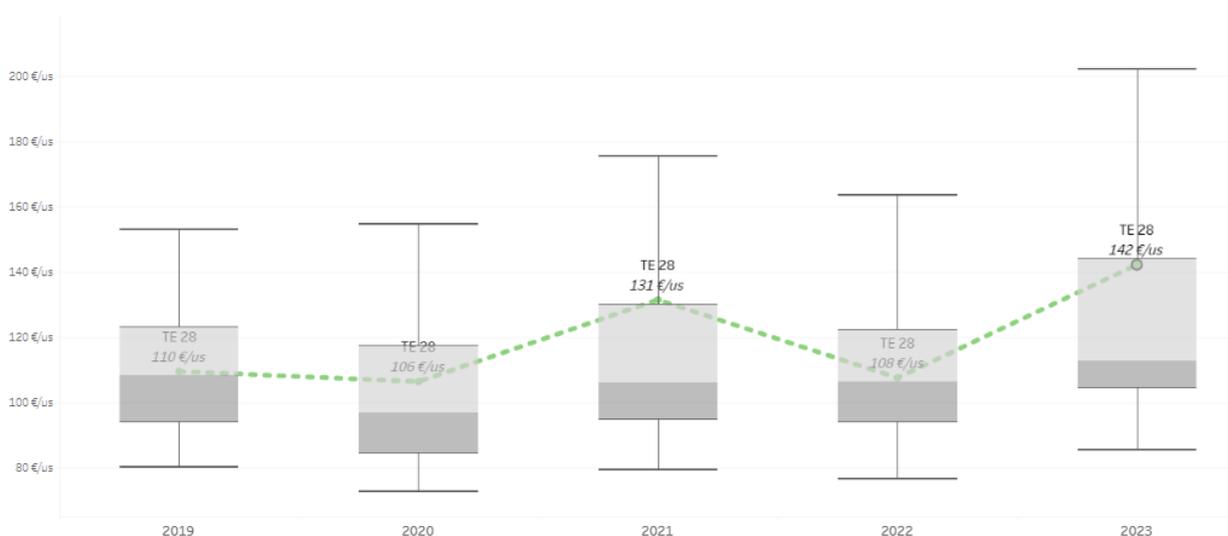


Figure 5 : Benchmark des investissements globaux par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements globaux par usager se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur (entre Q2 et Q3) du panel étudié par AEC. En 2023, les investissements globaux par usager s'élèvent à 142 €/us sur la concession, pour une médiane de 113 €/us sur l'ensemble du benchmark.

2.3 Evolution des investissements de raccordements

En 5 ans, les investissements de raccordements sont en forte augmentation et sont passés de 5,8 M€ par an à 13,4 M€ par an sur la concession du TE 28. Par ailleurs, le nombre d'usagers total de la concession est passé de 147 709 à 148 211 usagers, soit + 502 usagers.

Dans le détail :

- Les investissements pour les raccordements consommateurs BT représentent la part la plus significative ces investissements, avec en moyenne 4,3 M€ par an d'investissement, ce qui représente 48% du total par an en moyenne (9,0 M€) ;
- Les investissements pour les producteurs BT représentent quant à eux 1,4 M€ en moyenne par soit 16% des investissements totaux ;
- Viennent ensuite les investissements pour les producteurs HTA et les consommateurs HTA avec respectivement 8% et 3% du total en moyenne ;

- Les investissements « raccordements autres » représentent quant à eux 25% en moyenne des investissements totaux (3 M€). Il s'agit notamment des raccordements des ZAC, les achats de transformateurs HTA/BT et autres achats qui ne peuvent pas être attribués exclusivement à l'une de 4 sous-catégories de raccordement.

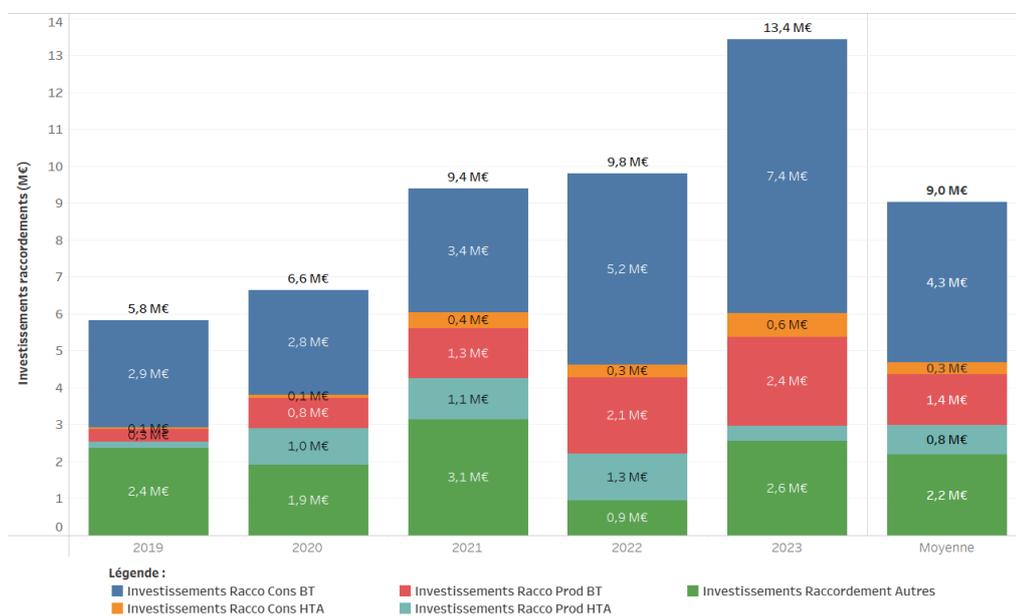


Figure 6 : Evolution des investissements de raccordements

De plus, le graphique ci-dessous présente le nombre de nouveaux raccordements consommateurs et producteurs BT et HTA depuis 2019.

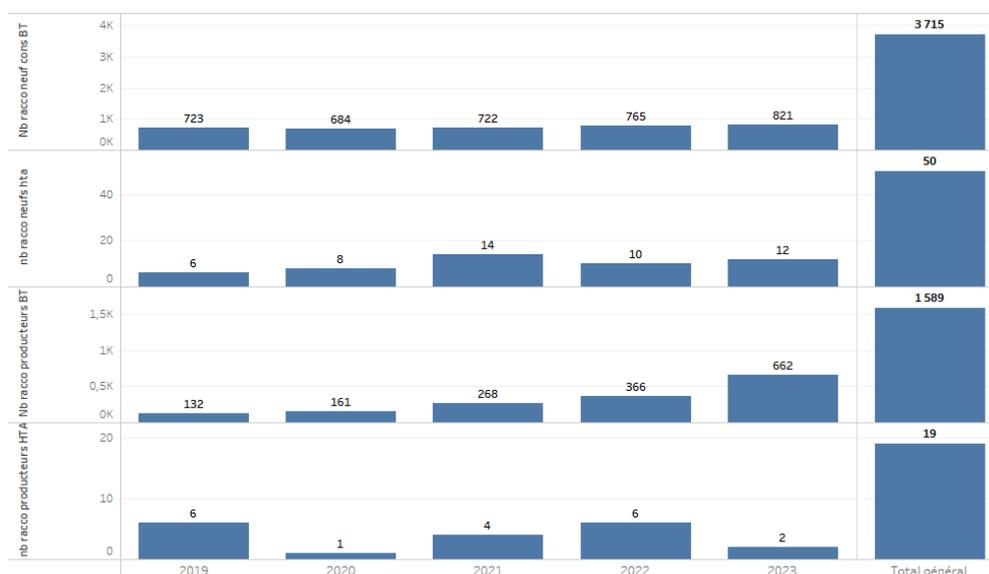


Figure 7 : Evolution du nombre de raccordements neufs producteurs et consommateurs BT et HTA

Ainsi :

- Depuis 2019, 14,3 M€ ont été investis dans 3 715 nouveaux raccordements BT en soutirage, soit en moyenne 3,8 k€ par raccordement consommateurs BT ;
- Depuis 2019, 0,9 M€ ont été investis dans 50 raccordements consommateurs HTA, soit en moyenne 18 k€ par raccordements consommateurs HTA ;

- Depuis 2019, 4,5 M€ ont été investis dans 1 589 nouveaux raccordements producteurs BT, soit en moyenne 2,8 k€ par raccordements producteurs BT ;
- Depuis 2019, 3,6 M€ ont été investis dans 19 raccordements producteurs HTA, soit en moyenne 190 k€ par raccordement producteurs HTA ;

Ces chiffres sont néanmoins des ordres de grandeurs, car une partie des investissements de raccordements est comprise dans les « autres investissements de raccordements » qui ne sont pas pris en compte dans les calculs ci-dessus. En réalité, les investissements par typologie de raccordement sont donc supérieurs à ceux calculés ci-dessus.

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements de raccordement par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

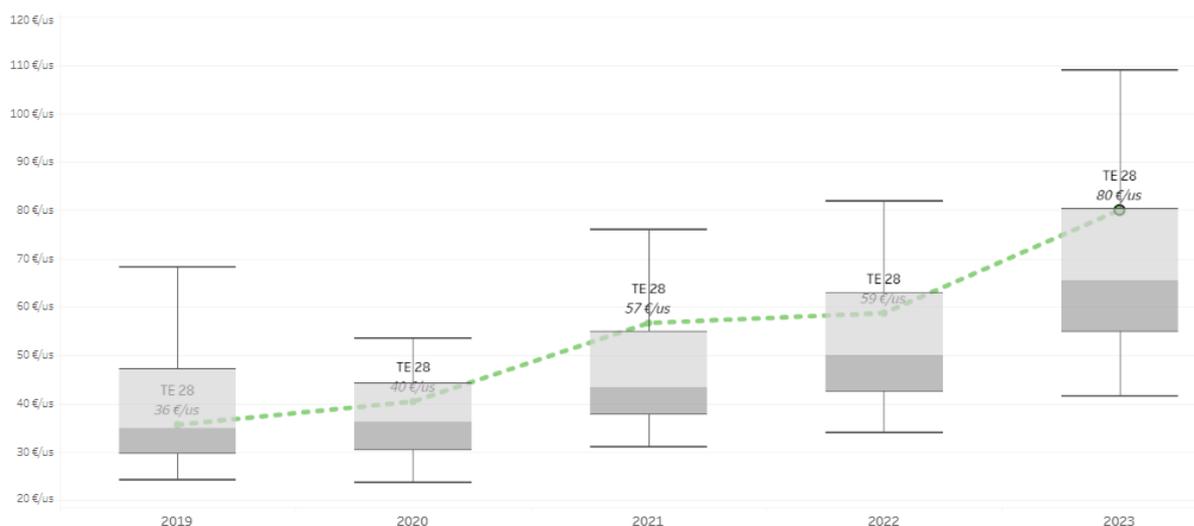


Figure 8 : Benchmark des investissements de raccordement par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements de raccordement par usager se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC. En 2023, les investissements de raccordement par usager s'élèvent à 80 €/us sur la concession pour une médiane de 68 €/us sur l'ensemble du benchmark. Cela montre que la concession est sur une trajectoire dynamique, avec des investissements de raccordements en hausse et qui se situe parmi les plus importants par rapport au nombre d'utilisateurs sur l'ensemble des concessions du benchmark.

2.4 Evolution des investissements d'amélioration du patrimoine

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements pour l'amélioration du patrimoine :

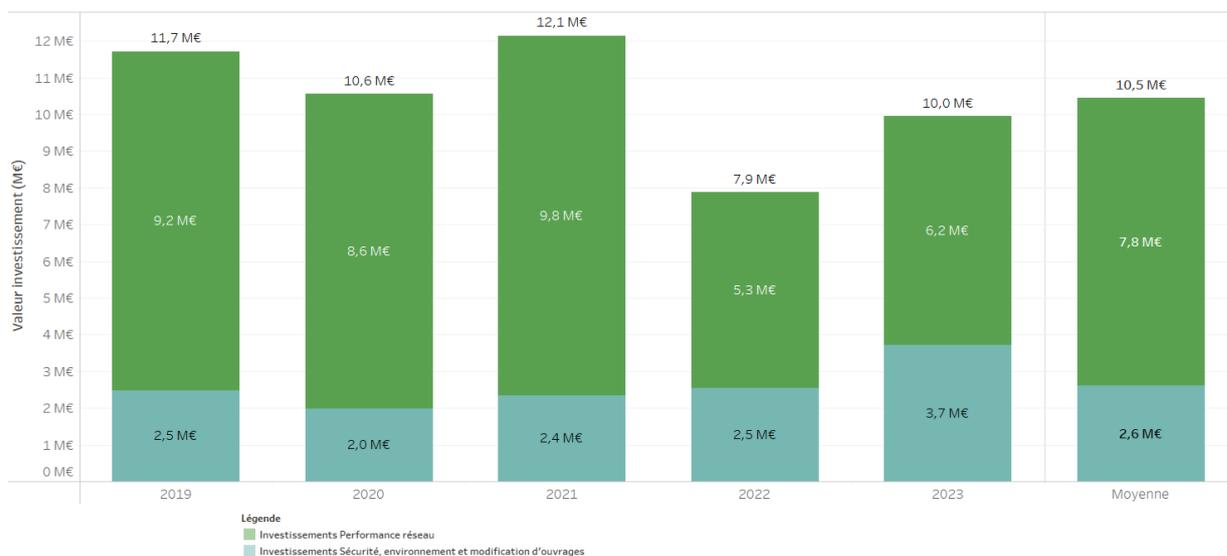


Figure 9 : Evolutions des investissements « amélioration du patrimoine » sur la concession depuis 2019

Sur les 10,5 M€ d'investissements pour l'amélioration du patrimoine en moyenne chaque année :

- 7,8 M€, soit 74%, sont des investissements pour la performance et la modernisation du réseau ;
- 2,6 M€, soit 26%, sont des investissements pour la sécurité, l'environnement et les modifications d'ouvrages ;

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements d'amélioration du patrimoine par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

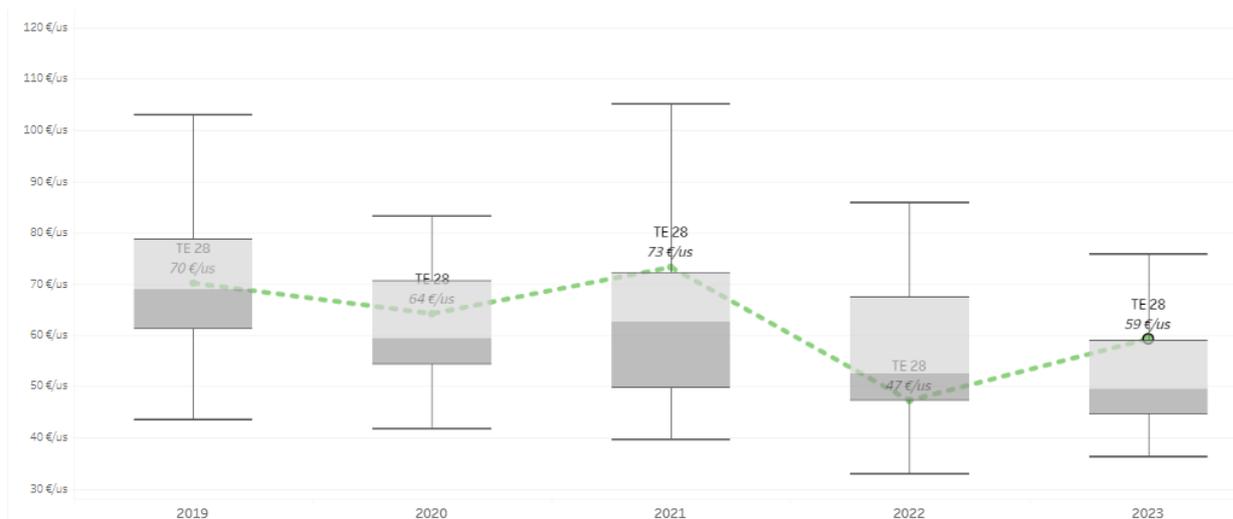


Figure 10 : Benchmark des investissements d'amélioration du patrimoine par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC, à l'exception de l'année 2022. En 2023, les investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager s'élèvent à 59 €/us sur la concession, pour une médiane de 52 €/us sur l'ensemble du benchmark.

Par ailleurs, le graphique ci-dessous se concentre sur le détail des **investissements pour la performance et l'amélioration du réseau** :

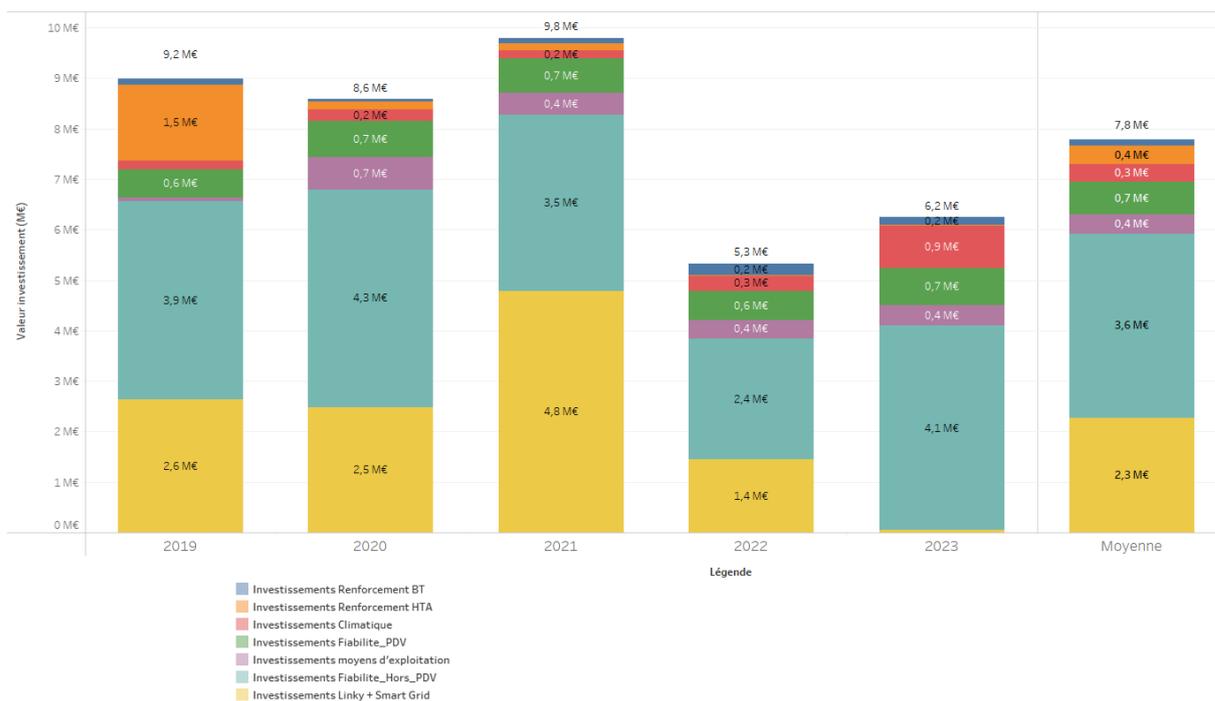


Figure 11 : Evolution des investissements de performance réseau (hors Linky et Smart Grid)

Sur les 7,8 M€ d'investissements pour la performance réseau en moyenne chaque année depuis 2019, 3,6 M€, soit près de la moitié (46%), sont des investissements qui concernent la fiabilité des réseaux, hors PDV et dont l'intitulé exact dans le CRAC est « *Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)* ».

En deuxième temps, avec en moyenne 2,3 M€ par an, les investissements pour le programme Linky et smart grid sont les deuxièmes les plus importants par rapport au total des investissements de performance réseau. Viennent ensuite les investissements pour le programme PDV avec 0,7 M€ puis les investissements de renforcements HTA et BT et du programme PAC.

Le graphique permet également d'observer une rupture entre 2021 et 2022 sur ces investissements, liés à la fin du programme Linky, en effet, entre 2019 et 2021 les investissements moyens pour la performance du réseau s'élevaient à 9,2 M€ par an, tandis qu'en 2022 ces investissements ont baissé à 5,3 M€ en moyenne, soit - 3,5 M€ (-38%). Les montants qui avaient été investis dans le cadre du programme Linky ne sont donc pas reportés dans d'autres programmes pour l'amélioration du réseau.

Le graphique ci-dessous qui présente les investissements « performance et modernisation du réseau hors programme Linky », montre que ces investissements avaient diminué entre 2019 et 2022, en passant de 6,6 M€ à 3,9 M€ mais ont à nouveau augmenté en 2023 pour atteindre 6,2 M€.

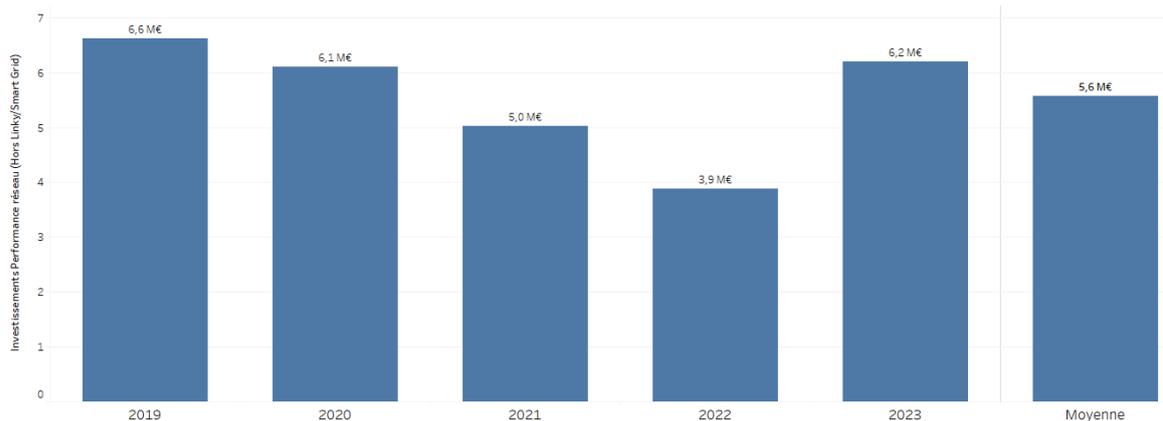


Figure 12 : Evolution des investissements pour la performance du réseau hors programme Linky et Smart Grid

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour la performance du réseau hors programme Linky et Smart Grid par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

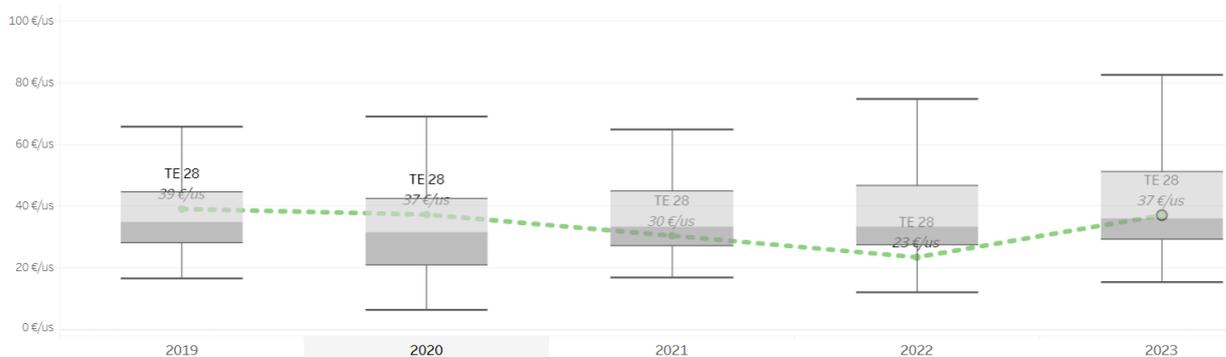


Figure 13 : Benchmark des investissements de la performance et modernisation du réseau par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour la performance et la modernisation du réseau hors programme Liny par usager se situaient en 2019 et 2020 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC, puis dans le quartile inférieur ou en dessous en 2021 et 2022 puis au niveau de la moyenne en 2023. En 2023, les investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager s'élèvent à 37 €/us sur la concession (pour une médiane de 36 €/us, ce qui est légèrement inférieur à la valeur de ces investissements par usager en 2019 qui s'élevait à 39€/us, ce qui montre que les investissements pour la performance et la modernisation du réseau hors programme Linky sont restés plutôt stables ces 5 dernières années mais n'ont pas augmenté.

2.4.1. Investissements pour la fiabilité du réseau - hors PDV

D'après la figure 10 précédente, les investissements pour la performance et la modernisation du réseau du TE 28 sont constitués en moyenne de 46% d'investissements pour les *actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes PDV)*.

D'après les fichiers CAPEX obtenus sur d'autres concession, ces investissements sont répartis en différentes catégories présentées dans le tableau ci-dessous :

Type d'affaire
Rempl. pour obsolescence sources (courants forts)
Rénovation ciblée rés. HTA aérien incidentogènes
Automatisation
Rénovation ciblée rés. HTA sout. incidentogènes
Rénovation ciblée des postes DP incidentogènes
Rénovation ciblée rés. BT aérien incidentogènes
Continuité d'alimentation réseau
Rénovation ciblée bchts et OCB/DI incidentogènes
Rénovation ciblée rés. BT sout. incidentogènes
Remplacmnt pr obsolescence du CC des PS (PCCN)
Continuité d'alimentation sources
Total général

Tableau 3 : Détails des investissements pour la fiabilité du réseau en 2021 et 2022

Comme expliqué dans la partie 2.1 sur les données utilisées, le fichier CRAC 2023 ne contient pas cette colonne et ne permet donc pas d'avoir le détail des investissements selon ces types d'affaires pour la concession du TE 28.

Le premier type d'affaire concerne des affaires de « **Remplacement pour obsolescence sources (courant forts)** », c'est-à-dire des affaires ayant principalement lieu sur des postes sources.

La deuxième catégorie est celle des affaires de « **Rénovation ciblée pour le réseau HTA aérien incidentogènes** ». Le réseau HTA aérien incidentogène est en particulier constitué des réseaux HTA de faible section dont la quantité s'élève à 11,4 km sur la concession en 2023, soit 0,19% du total du réseau HTA. Ce taux se situe en-dessous de la moyenne du taux des autres concessions auditées par AEC en 2022 (0,6%) comme le montre la figure ci-dessous. La figure ci-dessous présente également le taux de câbles papier imprégné (CPI) en 2023, de 1,0% qui est inférieur à la moyenne des autres concessions auditées (2,9%).

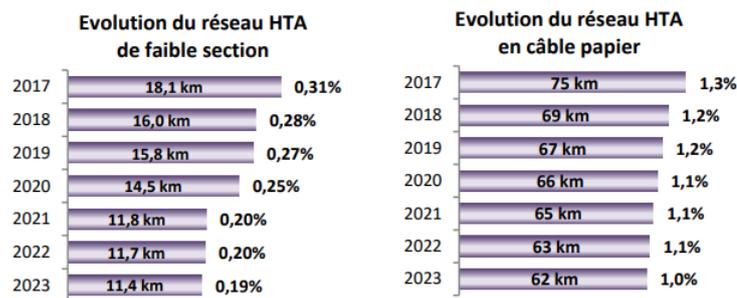


Figure 14 : Evolution du réseau HTA de faible section et en papier imprégné (CPI)

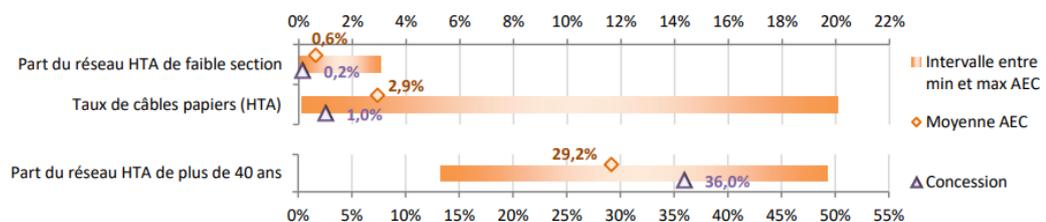


Figure 15 : Comparaison des taux de câbles HTA CPI et faible section avec les statistiques AEC 2022

La troisième catégorie est « **automatisation** » et concerne la pose d'organe de manœuvre télécommandés. En effet, dans le but de pouvoir intervenir hors tension sur le réseau HTA ou d'isoler une partie du réseau HTA en cas de défaut, le réseau HTA est tronçonné par des organes de coupure ou Organe de Manœuvre Télécommandés (OMT). Ceux-ci peuvent être aériens (interrupteur aériens) ou souterrains « cellule HTA » avec pouvoir de coupure de 400 A (coupure dans du SF6, gaz aux propriétés isolantes).

La fiabilisation des OMT est un objectif pour lequel le bon dimensionnement à l'échelle de la concession est un enjeu central de gestion du réseau HTA. Le parc existant est composé en 2023 de 1 111,5 OMT répartis sur 6 128 postes HTA/BT pour 235 départs HTA selon les données de contrôle.

Pour rappel :

- Le nombre optimal d'OMT sur un départ résulte d'un compromis entre le coût des OMT (installation et entretien) et le bénéfice pour les clients (gain sur critère B valorisé par l'Énergie Non Distribuée).
- L'installation des OMT sur des départs courts, de technologie souterraine avec peu de clients BT n'est pas justifiée sur le plan technico-économique.

En complément, il convient de noter que les OMT n'empêcheront pas la survenue de défaut sur un réseau HTA qui présente un taux d'incident très important mais ils permettront de réalimenter les clients coupés plus rapidement en isolant le défaut.

Entre l'exercice 2022 et 2023, le nombre d'OMT sur le territoire a diminué de 15 d'après les fichiers de contrôle (CARACTERISTIQUES_DES_DEPARTS_ALIMENTANTS_V2_), passant de 1 111,5 OMT à 1 096,5 OMT. **Il est à noter que la vision par stock ne permet pas d'estimer le nombre exact d'OMT posés et déposés et donc de suivre la dynamique d'évolution des OMT. L'autorité concédante devrait demander le détail auprès du concessionnaire afin de pouvoir suivre au mieux la stratégie de téléopération et non plus uniquement le stock d'OMT.**

Entre 2019 et 2023, le nombre d'OMT pour 1 000 usagers est resté globalement stable (6,3 en moyenne), de même que le nombre d'OMT pour 10 km de réseau HTA entre 1,7 et 1,8.

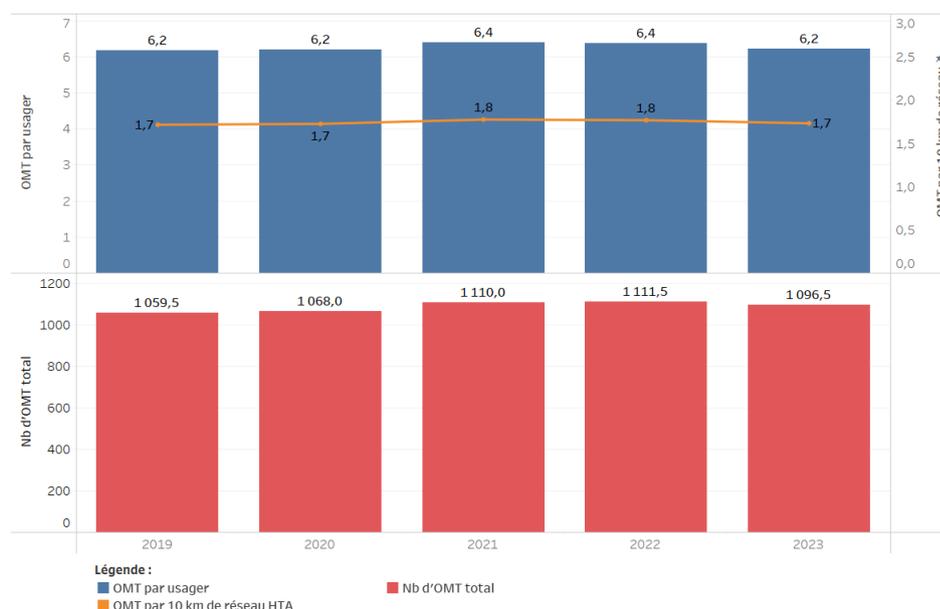


Figure 16 : Évolution du nombre d'OMT (bouclage et hors bouclage confondus) pour 1 000 usagers et pour 10 km de réseau HTA et nombre total d'OMT

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour la fiabilité du réseau hors PDV par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

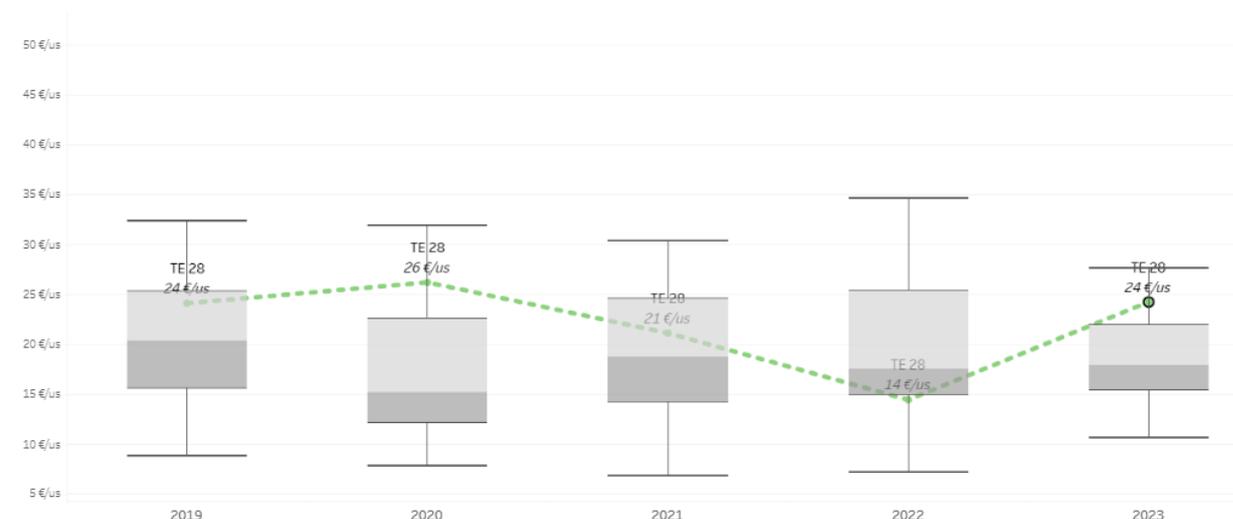


Figure 17 : Benchmark des investissements de fiabilisation du réseau hors PDV par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour la fiabilisation du réseau hors PDV par usager se situent depuis 2019 au-dessus du quartile supérieur du panel étudié par AEC, à l'exception de 2022. En 2023, les investissements pour la fiabilisation du réseau hors PDV s'élèvent à 24 €/us sur la concession, pour une médiane de 20 €/us.

Par ailleurs, comme indiqué précédemment, le manque d'information (colonnes type d'affaire et poste source) dans le fichier CAPEX rend l'analyse plus fine plus complexe. AEC recommande ainsi à l'AODE d'insister pour obtenir ces informations supplémentaires dans le fichier CAPEX afin d'avoir à disposition le détail précis des moyens financiers déployés par Enedis.

2.4.2. Investissements pour programme PDV/RP

Contexte de la PDV/RP

Pour fiabiliser le réseau de distribution électrique, Enedis a mis en place depuis 2012 sur le territoire national une politique complémentaire à celles déjà existantes : la Prolongation de la Durée de Vie des ouvrages (démarche PDV).

A l'horizon 2025, ce sont près de 52 000 km qui seront concernés sur l'ensemble du réseau de distribution électrique français, soit 15% des 346 000 km de réseaux HTA nus existants à fin 2012 (ou 17% des 300 000 km de HTA nus estimés en 2025). Ce programme « prolongation de durée de vie » (PDV), également débuté en 2012 sur la concession du TE 28, est une approche plus ciblée que le renouvellement en totalité de portion aérienne de réseau HTA et plus lourde qu'un simple programme de maintenance. En effet, ces opérations consistent en un renouvellement partiel de portions de réseaux HTA aériens identifiées comme nécessaires pour le remplacement d'une partie des accessoires : attaches, isolateurs, ponts, parafoudres, armements, supports, etc. Avec le renouvellement d'une part importante de leurs composants, les ouvrages électriques doivent retrouver leur potentiel d'origine et la fiabilité qu'ils avaient à leur création ; leur durée de vie comptable est en conséquence prolongée de quinze ans à partir de la date des travaux.

Le renouvellement des accessoires aériens les plus vétustes a toujours été un levier d'action du concessionnaire. Cependant, ces opérations de maintenance étaient généralement enregistrées en dépenses d'exploitation (OPEX) et, a contrario de la PDV, n'amenait donc pas de modification des bases patrimoniales techniques et comptables.

Certaines opérations de renouvellement des accessoires de plus grande ampleur étaient passées en dépenses de capital (CAPEX) sous l'appellation « Maintenance lourde ». Cependant, elles n'étaient pas associées à des modifications de durée de vie théorique de l'ouvrage ni à des conséquences comptables.

En résumé, la PDV est ainsi utilisée en alternative ou en complément au renouvellement par enfouissement des travaux de sécurisation aux aléas climatiques afin de garantir une bonne qualité globale sur les départs HTA aériens. Cet engagement de qualité a été défini par Enedis à 15 ans de maintien opérationnel sur les tronçons traités et est considéré comme acté dans les pratiques comptables. En effet, les coûts relatifs aux chantiers PDV sont comptabilisés par le distributeur en CAPEX et sont amortis comptablement sur 15 années, avec en outre un prolongement de 15 ans de durée de vie de l'ouvrage à partir de la date des travaux.

La politique PDV évolue vers une politique de rénovation programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

- Le concessionnaire a présenté un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par départ.
- Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des linéaires de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP à partir de 2025 sur le territoire national.
- Le programme national RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

Le programme PDV sur la concession du TE 28

La concession du TE 28 dispose d'un réseau HTA de 6 050 km à fin 2023, dont 3 294 km, soit 54%, sont aériens. Ce taux de réseau HTA aérien est donc assez élevé, en comparaison à la valeur au niveau national de 51%. Par ailleurs, ces 6 050 km représentent environ 2% des 315 000 km de réseaux HTA aériens au niveau national.

De plus, le réseau HTA aérien de la concession est âgé en moyenne de 44,7 ans, ce qui se situe au-dessus de la moyenne de 43,4 ans de 37 concessions étudiées par AEC en 2022. Cela signifie que le réseau HTA aériens est globalement âgé et nécessite effectivement des investissements afin de pouvoir prolonger sa durée de vie.

En moyenne, 0,7 M€ sont investis chaque année depuis 2019 pour le programme de PDV/RP sur la concession.

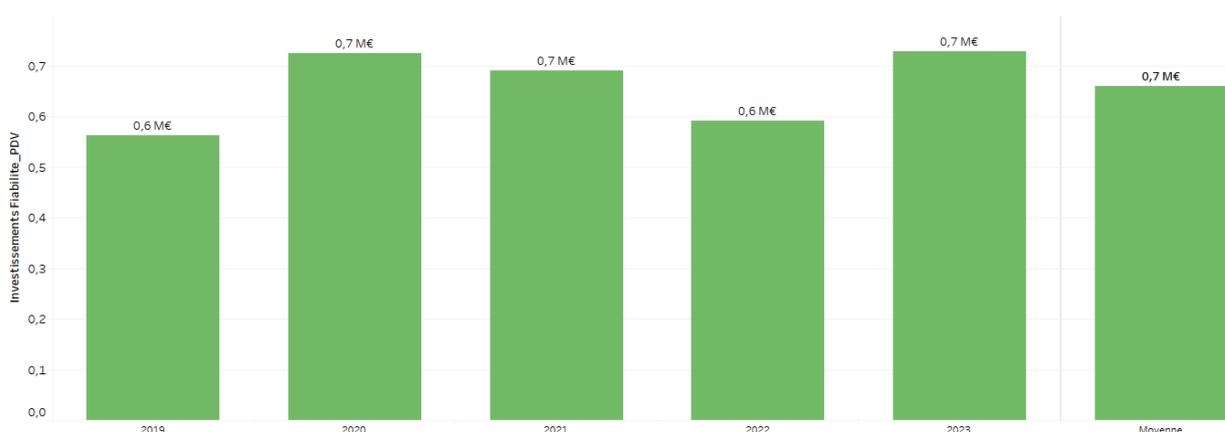


Figure 18 : Evolution des investissements PDV / RP sur la concession

Le graphique ci-dessous présente le bilan du programme PDV/RP sur la concession depuis 2013, en prenant en compte uniquement les affaires immobilisées, c'est-à-dire complètement terminées. Comme l'immobilisation intervient plusieurs années après l'investissement, il y a un décalage entre les montants investis chaque année sur la figure 5 et les montants immobilisés chaque année dans le graphique ci-dessous.

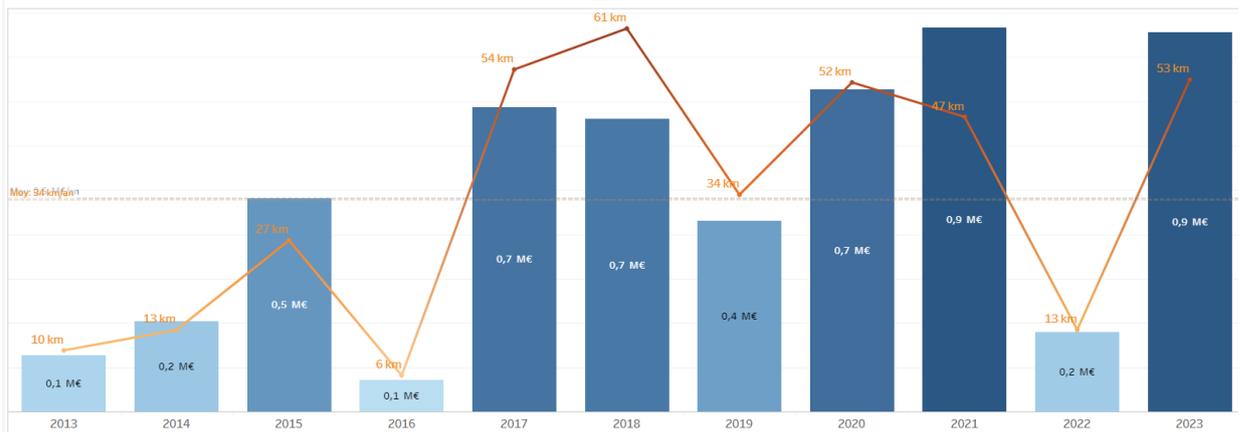


Figure 19 : Linéaire immobilisé en PDV/RP et VB associée à fin 2023 par année de MES

Au total, depuis 2013, 373 km de réseaux HTA aériens ont été traités et immobilisés en PDV pour un montant de 5,3 M€ à fin 2023 soit 14 €/m. Cela représente ainsi 11,2% du total des réseaux HTA aériens, ce qui est un peu en dessous des objectifs de traiter 15% du réseau HTA aérien au niveau national d’ici 2025, ramené au niveau de la concession.

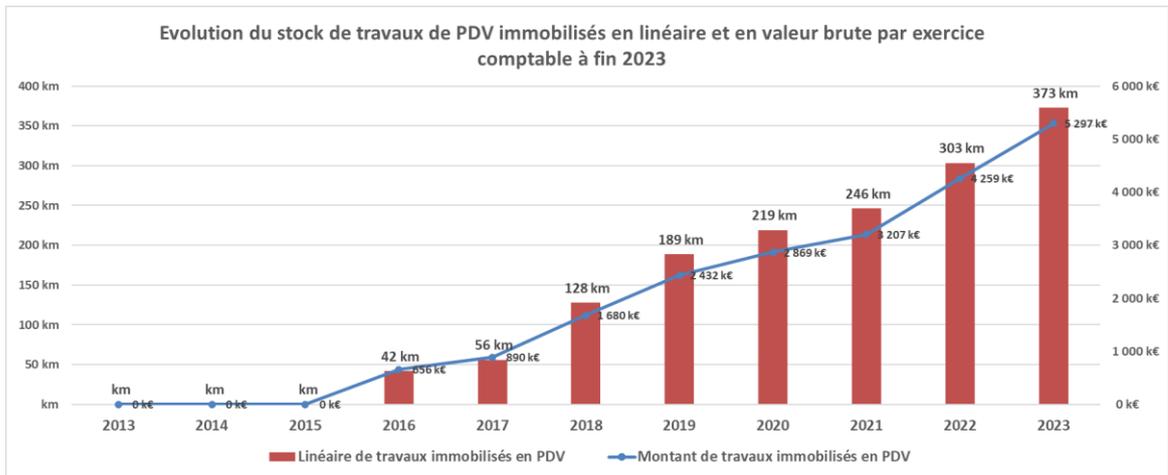


Figure 20 : Evolution du stock de travaux de PDV immobilisés en linéaire et en valeur brute par exercice comptable à fin 2022

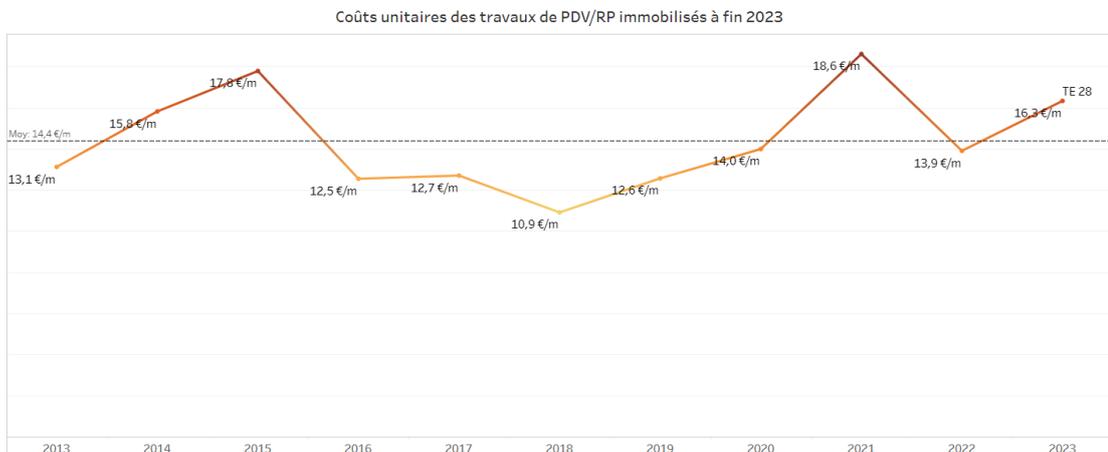


Figure 21 : Evolution des coûts unitaires des travaux PDV/RP immobilisés à fin 2023

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour la fiabilité du réseau (programme PDV) par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

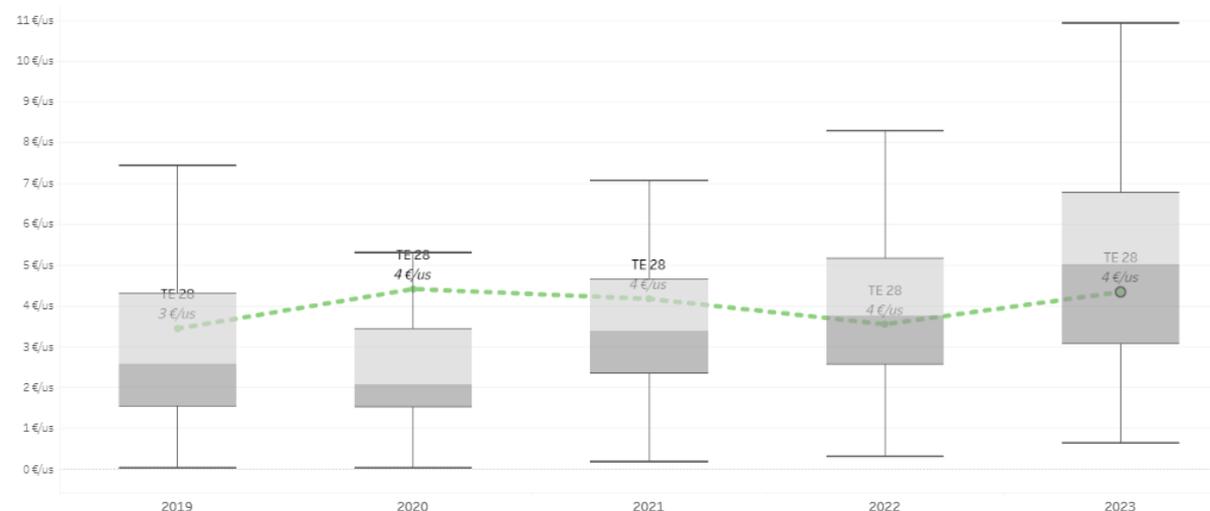


Figure 22 : Benchmark des investissements de fiabilisation du réseau (programme PDV) par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour la fiabilisation du réseau (programme PDV) par usager se situaient entre 2019 et 2021 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC, puis dans le quartile inférieur entre 2022 et 2023. En 2023, les investissements pour la fiabilisation du réseau (programme PDV) s'élèvent à 4 €/us sur la concession, pour une médiane de 4 €/us.

Cela montre que bien que les montants de 150 M€/an sur la PDV / RP sur l'ensemble du territoire national est important, le même montant ramené au 36 M d'usagers revient à environ 4 €/us. De plus, ce benchmark semble montrer que bien que le programme PDV/RP semble monter en puissance au niveau des concessions étudiées, cette montée en puissance est moins visible sur le département du TE 28 en termes d'investissements par usager.

2.4.3. Investissements climatiques

Contexte de la politique PAC (Plan Aléa Climatique)

Suite à différents aléas climatiques et notamment la tempête de 1999, EDF, dont Enedis est depuis devenue une filiale indépendante, s'était engagée sur un objectif pour 2015, stipulant qu'en cas de reproduction d'un événement analogue, on puisse réalimenter 90 % des clients touchés en moins de cinq jours. Cet engagement s'est d'abord traduit par la création de la force d'intervention rapide électricité (FIRE), dispositif qui permet, en cas d'alerte météorologique, de pré-mobiliser en quelques heures 2500 techniciens et le matériel nécessaire vers les régions en alerte.

Il s'est également matérialisé par la constitution d'un parc important de groupes électrogènes, puis par la formalisation d'un plan aléas climatiques présenté aux pouvoirs publics en 2006, et dont les évolutions et adaptations ultérieures sont explicitées ci-après.

Ce plan aléas climatiques est basé sur trois grands principes qui sous-tendent aujourd'hui encore toutes les actions d'Enedis dans ce domaine :

- Identifier et cartographier les risques sur la probabilité d'occurrence des divers risques météorologiques ;
- Diagnostiquer la situation de tous les composants du réseau au regard de ces risques ;

- Construire des plans d’actions ciblés précisant les objectifs de sécurisation visés, les actions à mener, le mode de pilotage et les critères de hiérarchisation des actions.

Enedis continue d’accorder une importance majeure à l’enjeu de résilience : elle a renforcé ce plan aléas climatiques initial en y intégrant la canicule, les crues et des actions complémentaires sur la résilience en lien avec les risques technologiques en zone urbaine. De plus, dans le cadre de son projet industriel et humain (PIH), elle se fixe désormais pour objectif de rétablir 90 % des clients en 48 h en cas d’incident climatique majeur sur le réseau.

Les politiques d’investissements sont orientées sur les risques climatiques les plus prépondérants en fonction des différents types d’ouvrages :

- Les réseaux aériens, sensibles aux épisodes de vent violent, de givre ou de neige collante, et à la proximité de zones boisées.
- Les réseaux souterrains, sensibles aux épisodes de forte chaleur et aux épisodes de crues

Sur le réseau aérien HTA, les trajectoires d’investissements prévoient, à l’horizon 2032, l’enfouissement ou la consolidation de 20000 km des 48000 km identifiés à risque avéré au regard du référentiel climatique et de la présence des zones boisées.

Après un important effort d’enfouissement des ossatures les plus exposées mené depuis les années 2000, l’accent est mis désormais sur le traitement des antennes à risque climatique avéré dans une logique de diminution du pic de clients coupés et d’une réalimentation facilitée lors d’un épisode climatique majeur.

Les investissements PAC sur la concession du TE 28

Depuis 2019, les investissements PAC sur la concession s’élèvent en moyenne à 0,3 M€ par an, dont 0,9 M€ en 2023. Ils ne représentent ainsi qu’en moyenne 2% des investissements de performance réseau par an depuis 2019.

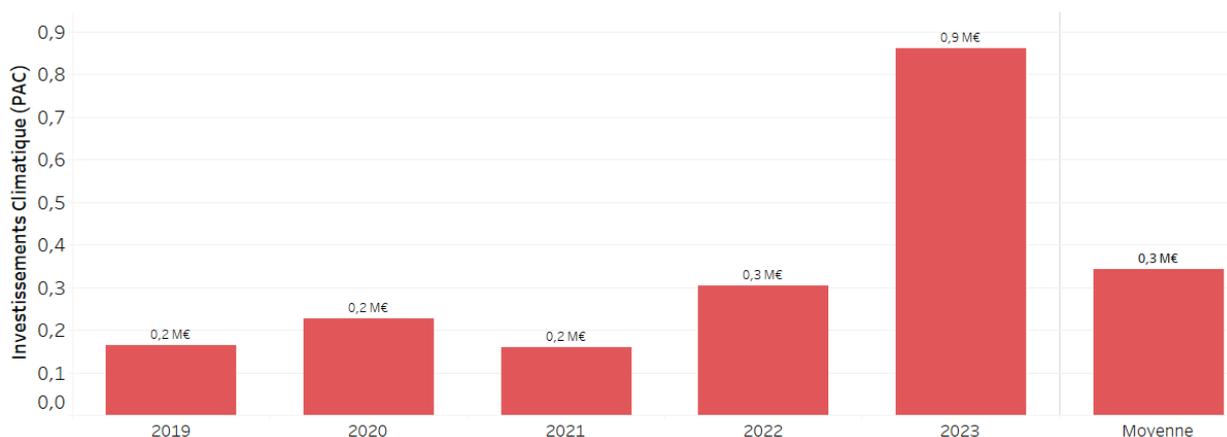


Figure 23 : Evolution des investissements « climatiques » de la concession depuis 2019

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour les actions visant à améliorer la résilience des réseaux (limiter l’effet des catastrophes et réactivité) par usager d’une quarantaine d’AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

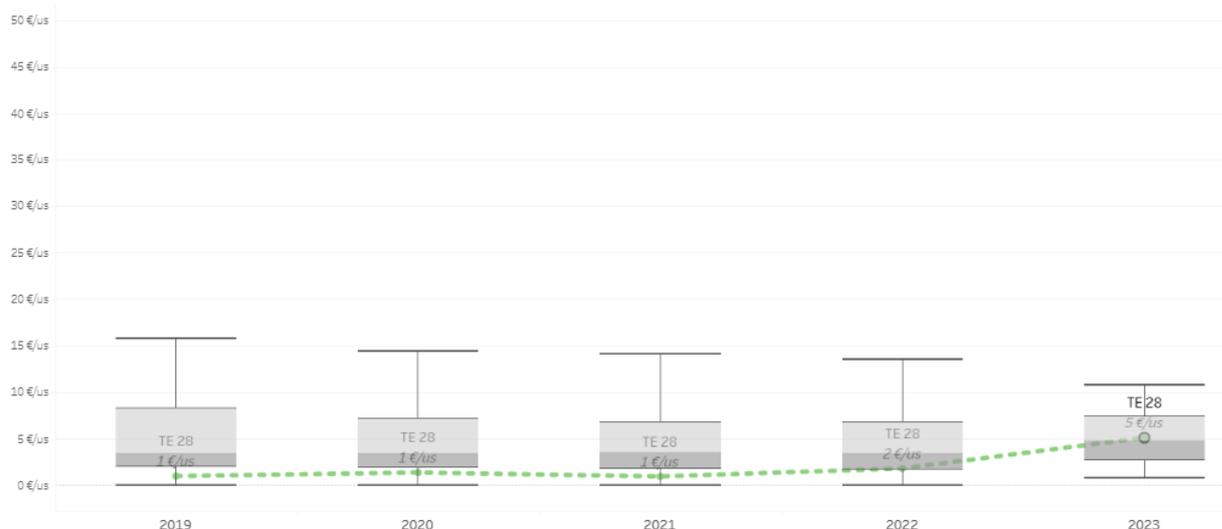


Figure 24 : Benchmark des investissements de fiabilisation du réseau (programme PDV) par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour la résilience du réseau par usager se situaient entre 2019 et 2022 sous le quartile inférieur du panel étudié par AEC, puis dans le quartile supérieur en 2023. En 2023, les investissements pour la résilience du réseau s'élèvent à 5 €/us sur la concession, pour une médiane de 4€/us et un maximum observé à près de 50€/us sur une autre concession.

2.4.4. Investissements de renforcement HTA et BT

Investissements de renforcement HTA

Les travaux de renforcement sur le réseau HTA permettent de lever les contraintes électriques sur les tronçons les plus exposés à celles-ci. Soulignons que la chute de tension du réseau HTA se superpose à la chute de tension du réseau BT en aval.

En 2023, 2 départs HTA sur la concession sont en contrainte de tension. Il s'agit des départ MENUIS qui est en contrainte de tension pour la sixième année consécutive au minimum et ACON, également pour la sixième fois depuis 2018.

nom_depart_hta	annee_mission					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
MENUIS	6,2%	5,8%	5,8%	6,0%	6,5%	6,6%
ACON	5,9%	5,8%	6,0%	5,9%	5,4%	6,9%
BREZOL	6,3%	6,3%	4,3%	3,7%	4,5%	4,1%
CHAPEL	3,3%	4,1%	3,1%	2,6%	2,8%	3,2%
OINVIL	3,5%	3,9%	2,9%	2,3%	2,8%	2,5%

Tableau 4 : Départs HTA en contrainte de tension en 2022

Lors de l'audit de concession, Enedis a indiqué les éléments suivants pour ces deux départs :

- MENUIS : Le départ Menuiserie de Brou est un départ qui alimente le secteur, via un poste de répartition HTA/HTA dénommé Menuiserie. Il présente dans ce cadre des caractéristiques atypiques, en l'absence de modélisation du poste de répartition dans nos SI, et du fait d'une identification unique de ce réseau : un linéaire anormalement important de 245 km, une « fausse » chute de tension (6,60/0). Du poste Menuiserie, partent en fait 6 « sous » départs HTA, tous codifiés sous le nom de départ Menuiserie.

- ACON : Suite aux travaux réalisés par la DR Enedis Normandie (renforcement bascule d'un client industriel sur un autre départ), le départ ne présentera plus fin 2024 de chute de tension > 5% (calculée à 3%).

Le détail des dépenses pour le renforcement HTA de la concession du TE 28 depuis 2019 est présenté dans la figure ci-dessous.



Figure 25 : Evolution des dépenses de renforcement HTA sur la concession

En moyenne, 65,8 k€ sont investis chaque année sur la concession pour le renforcement du réseau HTA.

Réseaux HTA mis en service pour renforcement

Par ailleurs, 62 km de réseaux HTA ont été mis en service en 2023, dont 62 km de réseau HTA souterrain. Sur ces 62 km, 34 sont liés à de l'extension de réseau et 17 km à du renforcement.

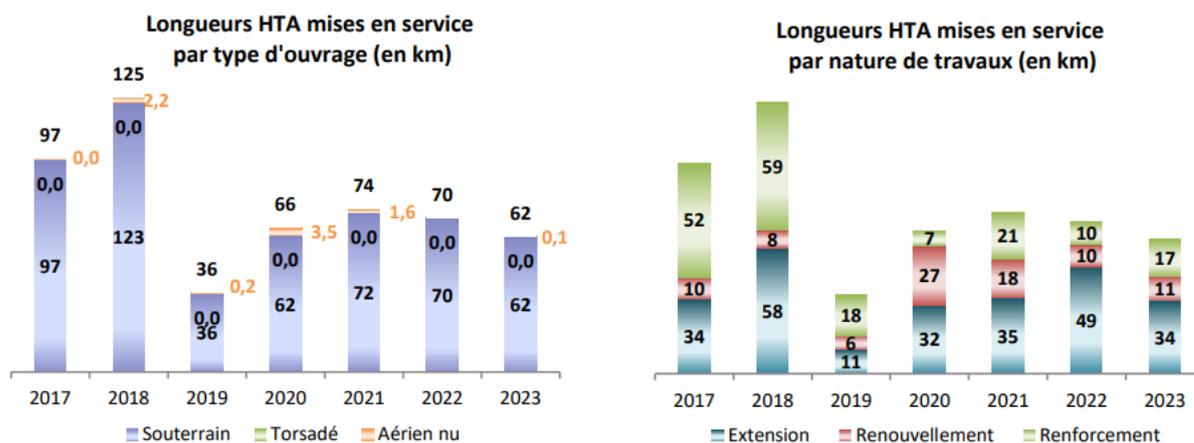


Figure 26 : Longueur HTA mise en service par type d'ouvrages et par nature de travaux (km)

Investissement de renforcement BT

De manière similaire au renforcement HTA, les travaux de renforcement sur le réseau BT permettent de lever les contraintes électriques sur les tronçons les plus exposés à celles-ci. La différence provient cependant du fait qu'Enedis prend en charge les départs BT en zone urbaine et le syndicat en zone rurale. En 2023, 7 départs BT en zone urbaine sont considérés comme étant mal alimentés sur les 66 au total.

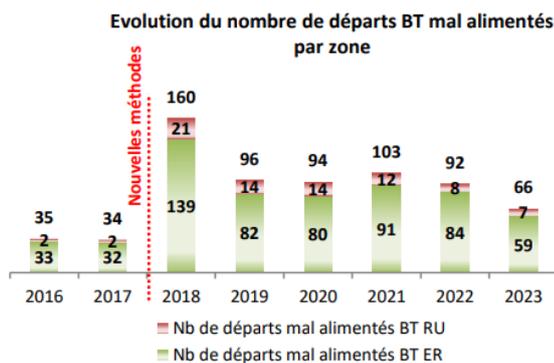


Figure 27 : Evolution des départs BT mal alimentés

Par ailleurs les investissements pour les renforcements BT sont les suivants depuis 2018.

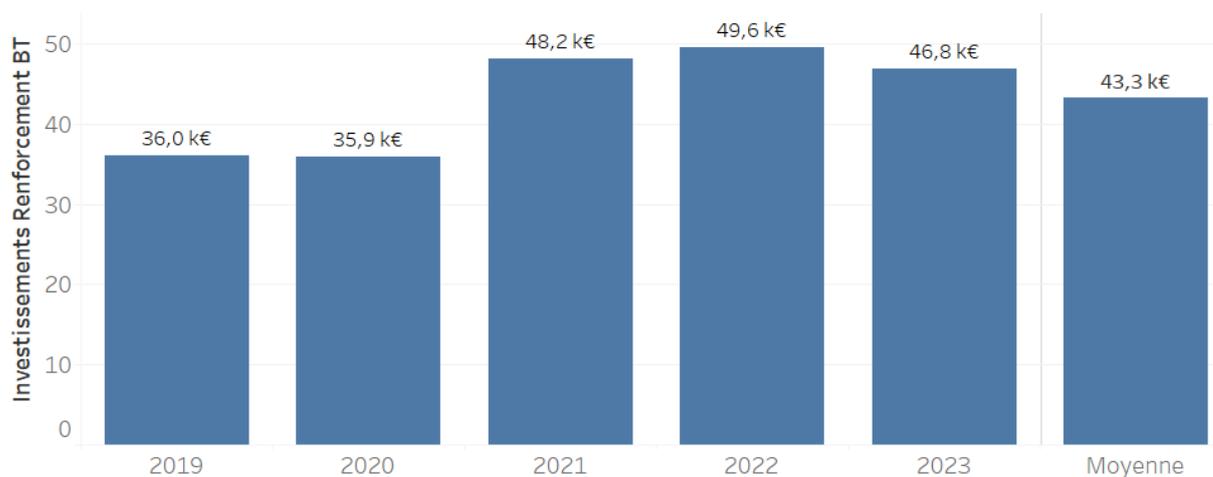


Figure 28 : Evolution des investissements renforcements BT

En moyenne, les investissements BT s'élèvent en moyenne chaque année à 43 k€ depuis 2019.

Réseaux BT mis en service pour renforcement

Par ailleurs, en 2022, 21 km de réseaux BT ont été mis en service, dont 18 km de réseau souterrain. Sur ces 18 km, seul 1 km est lié à des affaires de renforcement.

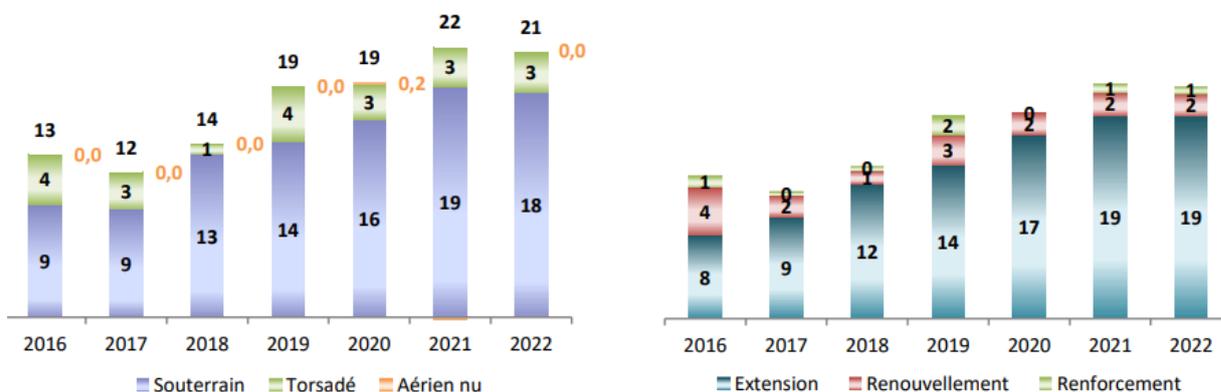


Figure 29 : Longueurs BT mis en service par type d'ouvrage et par nature de travaux (km)

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour le renforcement des réseaux HTA et BT par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

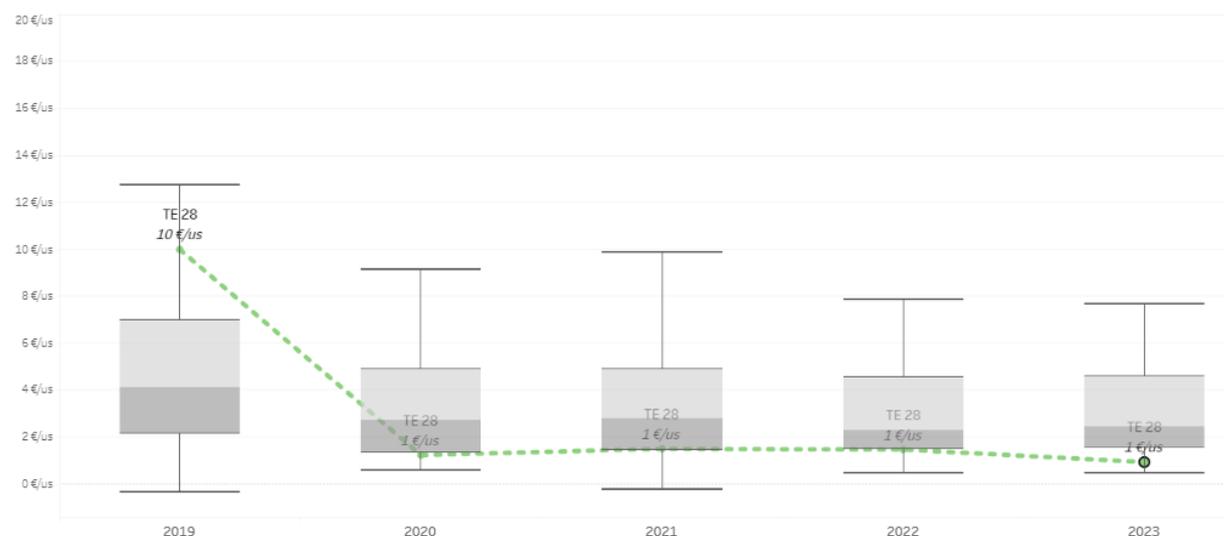


Figure 30 : Benchmark des investissements de renforcement des réseaux HTA et BT par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour la résilience du réseau par usager se situaient entre 2019 presque au maximum du panel étudié par AEC, puis dans le quartile inférieur ou même en dessous entre 2020 et 2023. En 2023, les investissements pour la résilience du réseau s'élèvent à 1 €/us sur la concession, pour une médiane de 3€/us.

2.4.5. Investissements Linky et Smart-Grid

Contexte du programme Linky et des smart-grid

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

Jusqu'en 2021, Enedis a ainsi déployé massivement les nouveaux compteurs communicants Linky dans les foyers français en remplacement des anciens compteurs électroniques.

En 2022, Enedis a continué à déployer le compteur Linky, par les derniers marchés de masse encore en vigueur et les marchés dits « de saturation » qui prolongeaient et complétaient le déploiement en masse. Ainsi à fin 2022, l'ensemble des communes est équipé, soit quasi intégralement, soit partiellement, en compteurs communicants.

En 2022, Enedis a posé 1,5 million de compteurs incluant environ 417 000 compteurs au titre du raccordement de nouveaux logements. En complément, il a été posé 18 466 concentrateurs répartis en un tiers pour la fin du déploiement et deux tiers pour l'alimentation des nouveaux clients. À fin 2022, Enedis a installé 35,7 millions de compteurs Linky depuis le début du déploiement généralisé et 92% des foyers sont désormais équipés. De plus, 35,5 millions de compteurs sont communicants et ouverts à tous les services, soit 99,4% du parc de compteurs Linky.

Ces compteurs communicants permettent d'obtenir des informations et des données précieuses sur les connaissances des usages des réseaux électriques. En tant qu'exploitant du réseau de distribution publique d'électricité, ces nouveaux compteurs sont la pierre angulaire pour Enedis pour la mise en place de nouvelles procédures, et rendre le réseau plus « smart ».

Pour autant, ces compteurs et les données indirectes obtenues, sont également une occasion importante pour les autorités concédantes, propriétaires des ouvrages électriques de distribution, d'obtenir des données clés pour suivre finalement les résultats et les indicateurs sur leur territoire.

Par ailleurs, le smart grid est un réseau électrique « intelligent », qui permet d’optimiser en temps réel la distribution et la consommation d’électricité, au service du client qui peut ainsi profiter de tous les nouveaux usages de l’électricité : véhicule électrique, offres « vertes », flexibilités, autoconsommation, etc.

Pour cela, Enedis équipe le réseau de distribution d’électricité de solutions avancées de l’électrotechnique et des technologies de l’information & de la communication, dont la « première brique » est le compteur Linky . Celui-ci permet de collecter, dans le respect de la vie privée des consommateurs, les informations nécessaires au pilotage du système.

Les grands principes du smart-grid sont d’après Enedis :

- Collecter des données sur le réseau de distribution, grâce à différents capteurs ;
- Observer en temps réel et analyser l’état de l’ensemble du réseau de distribution au regard des flux d’énergie entrants et sortants ;
- Localiser précisément un défaut et agir à distance ;
- Anticiper la production locale à partir d’énergies renouvelables ;
- Mettre en place des services permettant une insertion optimale et maîtrisée des nouveaux moyens de production comme des nouveaux usages de l’électricité.

Investissements sur la concession

Le graphique ci-dessous montre l’évolution de ces investissements depuis 2015.

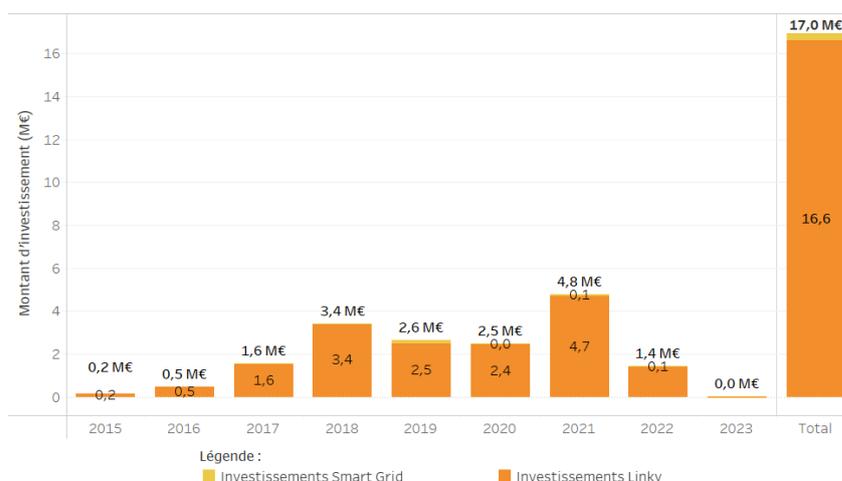


Figure 31 : Evolution des investissements Linky et Smart Grid sur la concession

Ainsi, depuis 2015 :

- 17 M€ au total ont été investis pour le programme Linky sur la concession, avec de gros investissements en particulier en 2021 avec 4,7 M€ investis. Par ailleurs, à fin 2023, 156 617 compteurs Linky sont comptabilisés sur la concession (92,7% de taux de compteurs Linky). Ainsi, cela revient à un investissement de 108 € par compteurs Linky installé ;
- Les investissements pour les smart grid sont quant-à-eux beaucoup plus faibles et s’élèvent à 0,4 M€ entre 2015 et 2023.

Il est par ailleurs à noter qu’en raison de la fin du déploiement en masse des compteurs communicants Linky™, les dépenses liées à **ces compteurs ne sont plus isolées dans la catégorie spécifique « Dont compteurs communicants » en 2023 et sont désormais comptabilisées dans la catégorie « Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs » dans le tableau des investissements du CRAC.**

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour le programme Linky par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

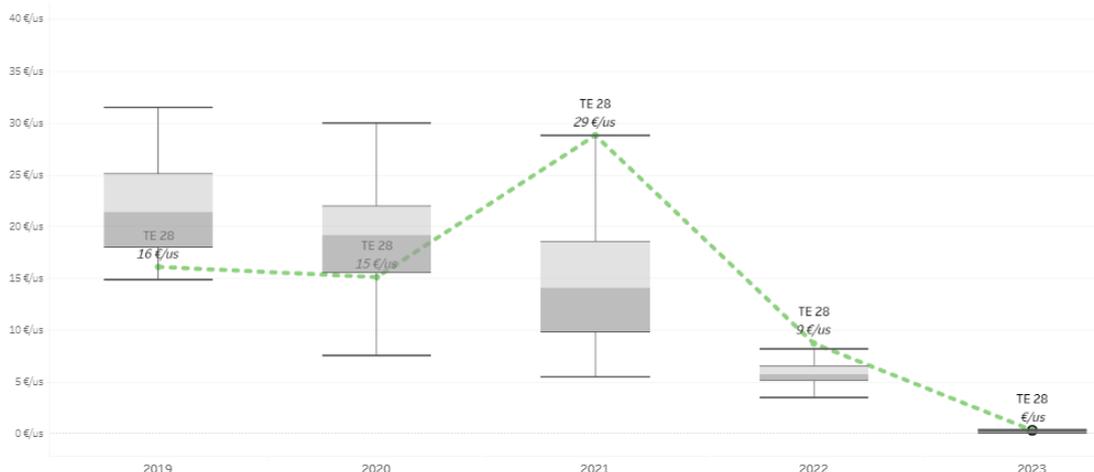


Figure 32 : Benchmark des investissements pour le programme Linky et Smart Grid par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements pour le programme Linky et smart grid par usager se situaient en 2019 et 2020 presque sous le premier quartile du panel étudié par AEC, puis au maximum en 2021 et 2022 avec 29 €/us en 2021 puis est devenu nul en 2023 sur toutes les concessions avec la fin du déploiement de masse.

2.4.6. Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements pour des exigences environnementales et des contraintes externes. Ces investissements représentent en moyenne 2,6 M€ par sur la concession entre 2019 et 2023, soit environ 11% des investissements globaux. Ils sont constitués des investissements de :

- Intégration d'ouvrages dans l'environnement (article 8), sous forme de participation financière versée à l'AODE ;
- Sécurité et obligations réglementaires ;
- Modification d'ouvrages à la demande de tiers

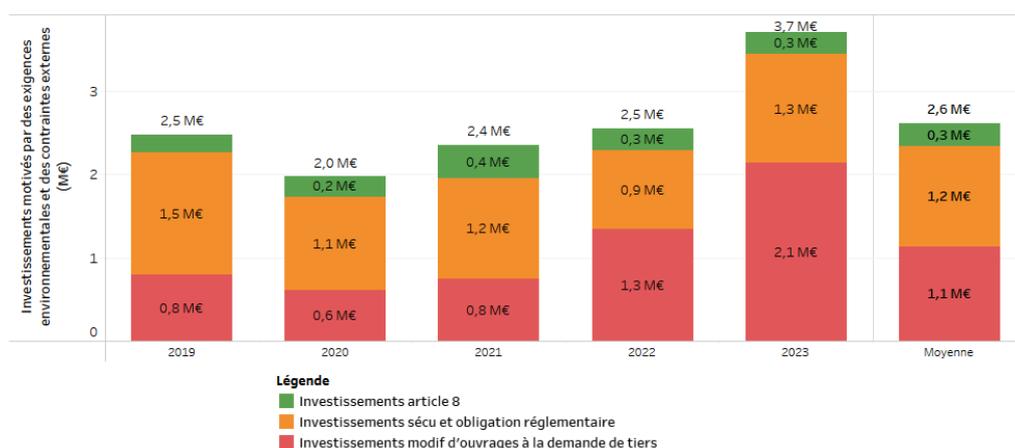


Figure 33 : Evolution des investissements pour des exigences environnementales et des contraintes externes

La forte hausse de ces investissements en 2023 est donc liée à la hausse des investissements de déplacements d'ouvrages à la demande de tiers.

De plus, le graphique ci-dessous présente un benchmark des investissements pour des exigences environnementales et des contraintes externes par usager d'une quarantaine d'AODE et permet de situer la concession par rapport aux autres concessions étudiées.

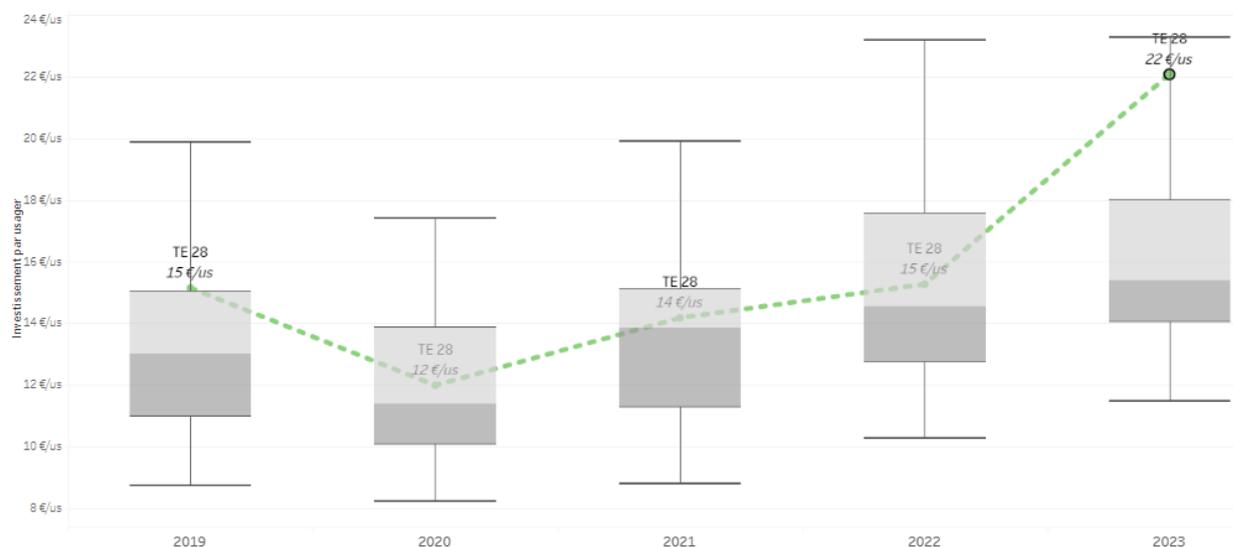


Figure 34 : Benchmark des investissements pour le programme par usager

Ce benchmark permet de constater que les investissements exigences environnementales et des contraintes externes par usager se situaient entre 2019 et 2023 dans ou même au-dessus du troisième quartile du panel étudié par AEC. En 2023, les investissements de ce type étaient de 22 €/us, pour un maximum de 23€/us pour une autre concession.

2.5 Evolution des investissements de logistique et « autres investissements »

Le graphique ci-dessous présente les investissements de logistique et les « autres investissements » de la concession :

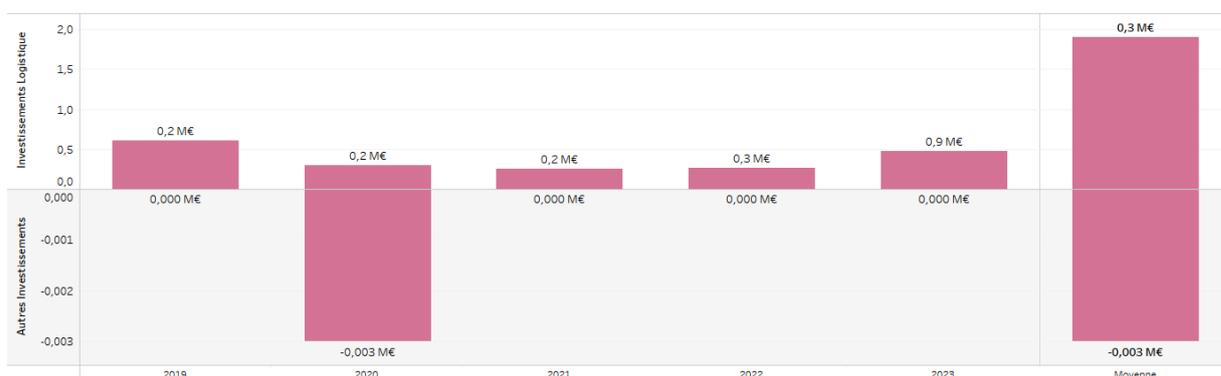


Figure 35 : Evolution des investissements de logistique et des « autres investissements »

Ces investissements sont globalement stables avec environ 0,2 M€ en moyenne chaque année pour les dépenses de logistique, et aucune dépense de type « Autres investissements » entre 2019 et 2023, sauf en 2020 avec des investissements négatifs, ce qui correspond probablement à une régularisation par rapport à une année précédente.

Conclusion

Sur le plan national :

- Les investissements d'Enedis peuvent être distingués en investissements imposés (raccordements, programme Linky) et investissements délibérés (renouvellement des réseaux, sécurisation, etc) ;
- Plusieurs programmes de sécurisation du réseau face aux aléas climatiques ont été définis au cours des 25 dernières années (PAC, PDV, RP...) ;
- Les investissements d'Enedis sont globalement en hausse continue depuis le milieu des années 2000 et sont fortement influencés par les investissements de raccordements, notamment depuis 2021 ;
- Les investissements pour la modernisation réseau représentent 24% du total en 2023 et 34% en moyenne entre 2013 et 2023 alors que les investissements pour les raccordements représentent en 2023 plus de la moitié (52%) des investissements totaux d'Enedis.

Au niveau de la concession du TE 28 :

Dans les CRAC, les **investissements globaux** sont répartis en quatre catégories (catégories « NOME ») :

- I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs ;
- II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine, constitués :
 - Des investissements pour la performance et la modernisation du réseau ;
 - Des investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes ;
- III. Investissement de logistique ;
- IV. Autres investissements.

Les **investissements globaux ont une tendance à la hausse depuis 2019, en passant de 18 M€ en 2019 à 24 M€ en 2023 (+ 33%)** avec en moyenne 19,9 M€ d'investissements par an. **Cette tendance est cependant très fortement influencée par l'augmentation des investissements de raccordements** qui sont passés de 6 M€ en 2019 à 13 M€ en 2023, c'est-à-dire qui **ont plus que doublé et qui représentent en 2023 plus de la moitié (54%) des investissements d'Enedis sur la concession.**

Les **investissements pour la performance et la modernisation du réseau ont quant à eux globalement diminué depuis 2019**, passant de 9 M€ à 10 M€ en 2021 puis à 6 M€ en 2023. Néanmoins, cette évolution à la baisse des investissements pour la performance et l'amélioration du patrimoine est notamment due à la fin du programme Linky.

Sur les 7,8 M€ d'investissements pour la performance réseau en moyenne chaque année depuis 2019, 3,6 M€, soit près de la moitié (46%), sont des investissements qui concernent la fiabilité des réseaux, hors PDV et dont l'intitulé exact dans le CRAC est « *Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)* ». **Le fichier CAPEX transmis par Enedis dans le cadre du contrôle de concession ne renseigne cependant pas cette colonne « Type d'affaire », ce qui rend l'analyse des investissements pour la fiabilité des réseaux hors PDV compliquée avec le fichier CAPEX. Cette demande est pourtant récurrente chaque année et les données attendues sont obtenues dans d'autres concessions, ce qui indique qu'Enedis devrait également pouvoir les transmettre au TE 28.**

Viennent ensuite les investissements pour le programme PDV avec 0,7 M€ puis les investissements de renforcements HTA et BT et du programme PAC avec moins de 0,5 M€ en moyenne par année.

Les **investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes sont quant à elle en hausse**, passant de 2 M€ en 2019 à 4 M€ en 2023.

Les investissements de logistique et autres investissements sont pour leur part relativement négligeables en comparaison des autres investissements mentionnés ci-dessus.

Comparaison avec un benchmark d'autres concessions étudiées par l'AEC :

- Les **investissements globaux par usager** se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC. En 2023, **les investissements globaux par usager s'élèvent à 142 €/us sur la concession, pour une médiane de 113 €/us sur l'ensemble du benchmark ;**
- **Les investissements de raccordement par usager** se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC. En 2023, **les investissements de raccordement par usager s'élèvent à 80 €/us sur la concession, pour une médiane à 68 €/us sur les autres concessions ;**
- Les **investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager** (investissements pour la performance et la modernisation du réseau et investissements pour la sécurité, l'environnement et les modifications d'ouvrages) se situent depuis 2019 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC, à l'exception de 2022. En 2023, **les investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager s'élèvent à 59 €/us sur la concession pour une médiane à 52 €/us sur les autres concessions ;**
- **Les investissements uniquement pour la performance et la modernisation du réseau par usager hors programme Linky** (investissements pour la fiabilité du réseau hors programme PDV/RP et avec programme PDV/RP, investissements pour la résilience du réseau (climatique), investissements de renforcement des réseaux HTA et BT) **se situaient en 2019 et 2020 dans le quartile supérieur du panel étudié par AEC, puis dans le quartile inférieur ou en dessous en 2021 et 2022 puis au niveau de la moyenne en 2023.** En 2023, les investissements pour l'amélioration du patrimoine par usager s'élèvent à 37 €/us sur la concession (pour une médiane de 36 €/us, ce qui est légèrement inférieur à la valeur de ces investissements par usager en 2019 qui s'élevait à 39€/us, **ce qui montre que les investissements pour la performance et la modernisation du réseau hors programme Linky par usager sont restés plutôt stables ces 5 dernières années mais n'ont pas augmenté.**
- **Les investissements de logistique et les « autres investissements » sont quant à eux très négligeables.**

Pour aller plus loin

Ainsi, les analyses de ce rapport montrent que les investissements sont globalement en hausse mais fortement influencés par les investissements pour les raccordements. Les investissements sur la performance et la modernisation du réseau sont quant à eux globalement en baisse depuis 2019, avec la fin du programme Linky.

Pour pousser les analyses un peu plus loin, la prochaine étape serait d'analyser plus précisément comment sont réalisés les investissements, sur quelle typologie de réseau, à quels endroits et si les investissements permettent d'observer une amélioration de la qualité de distribution.