



CONTROLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE ENEDIS-EDF

Exercice 2019



Historique des révisions

VERSION	DATE	COMMENTAIRES	REDIGE PAR	VERIFIE PAR
2	21/10/2021	Mise à jour	FNA	FNA
1	06/10/2021	Création de document	FNA	FNA

Maître d'ouvrage : Syndicat intercommunal d'énergie du département de la Haute Saône

Mission : Contrôle de la concession de distribution publique d'électricité Enedis et EDF

Affaire n° : C2000619

En date du : 21/10/2021

Contact : Franck NAUDIN
Directeur de projet
franck.naudin@naldeo.com

Adresse : Naldeo, département Conseil,
55 rue de la Villette,
FR-69425 LYON Cedex 03
Tél. : 04 72 91 83 70
Fax : 04 78 53 39 22

Clause de confidentialité

Les informations contenues dans le présent document sont strictement confidentielles et sont réservées à l'usage exclusif de la personne destinataire. Celle-ci s'engage à ne pas les divulguer ou à ne pas les communiquer à des tiers, par quelque moyen que ce soit.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	3
1 INTRODUCTION	6
2 LE CONTRAT DE CONCESSION.....	7
2.1 Les caractéristiques du contrat	7
2.1.1 Les pièces contractuelles	7
2.1.2 La nature du contrat	9
2.2 L'objet et la durée du contrat.....	11
2.2.1 L'objet	11
2.2.2 La durée.....	12
2.3 Le périmètre concédé.....	12
2.4 Le classement et l'inventaire des biens	12
2.4.1 Le régime juridique.....	12
2.4.2 La nature juridique des biens.....	14
2.4.3 L'inventaire des biens concédés.....	20
2.5 La concession DSP entre l'Etat et la Sicae Est	21
2.6 La maîtrise d'ouvrage des travaux	23
2.7 L'économie de la concession	24
2.7.1 La tarification de l'acheminement et de la fourniture	24
2.7.2 Les redevances de concession	24
2.7.3 La redevance d'occupation du domaine public	25
2.7.4 Les conditions de révision du contrat.....	25
2.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement	26
2.8.1 Les obligations du concessionnaire.....	26
2.8.2 Le devenir des provisions pour renouvellement en fin de contrat.....	27
2.9 La fin de contrat.....	28
2.9.1 Les enjeux.....	28
2.9.2 Les modalités	29
2.9.3 L'indemnisation du concessionnaire	31
3 LES CARACTERISTIQUES PHYSIQUES DU PATRIMOINE CONCEDE	32
3.1 Description générale	32
3.2 Le périmètre des ouvrages exploités par Enedis et la SICAE Est.....	33
3.3 Les ouvrages de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est	33
3.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et Enedis	34
3.5 Les postes sources	35
3.5.1 Régime de propriété.....	35
3.5.2 Caractéristiques	35
3.5.3 Niveau de tension secondaire	37
3.5.4 Schéma d'exploitation	37
3.5.5 Régime de protection	37
3.5.6 Contrôle commande	38
3.5.7 Taux d'utilisation	38
3.5.8 Capacités affectées et disponibles	38
3.6 Le réseau HTA	40
3.6.1 Structure	40

3.6.2	Typologies.....	40
3.6.3	Départs utilisant l'ancien palier de tension.....	41
3.6.4	Longueur des départs.....	41
3.6.5	Renouvellement et âge des linéaires.....	42
3.6.6	Prolongation de la durée de vie des ouvrages (PDV).....	45
3.6.7	Réseaux soumis aux aléas climatiques.....	45
3.6.8	Technologies vulnérables.....	49
3.6.9	Réactivité du réseau.....	50
3.7	Les postes de transformation HTA/BT.....	52
3.7.1	Caractéristiques.....	52
3.7.2	Equipements et composants internes.....	52
3.7.3	Risque inondation.....	53
3.8	Le réseau BT.....	53
3.8.1	Typologies.....	53
3.8.2	Répartition par régime d'électrification.....	55
3.8.3	Longueur des départs.....	55
3.8.4	Renouvellement et âge des linéaires.....	55
3.8.5	Technologies vulnérables.....	56
3.9	Les branchements.....	59
3.9.1	Branchements collectifs.....	59
3.9.2	Branchements individuels.....	60
3.9.3	Appareils de comptage.....	60
3.9.4	Disjoncteurs de branchement.....	60
4	LA MAINTENANCE DES OUVRAGES.....	62
4.1	Préalable.....	62
4.2	Elagage des lignes HTA et BT.....	62
4.3	Traitement des PCB et PCT.....	63
4.4	Suivi des mesures de terre.....	64
4.4.1	Préalable.....	64
4.4.2	Protection des réseaux HTA.....	64
4.4.3	Protection des réseaux BT.....	65
4.4.4	Conditions d'interconnexion et de séparation.....	65
4.4.5	Mesures de terre réalisées.....	67
4.5	Maintenance des équipements.....	67
5	LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE.....	68
5.1	Tarif d'utilisation du réseau public.....	68
5.2	Investissements du concessionnaire.....	68
6	LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE.....	70
6.1	Préalable.....	70
6.2	La sécurisation des postes sources.....	70
6.3	La continuité de fourniture.....	70
6.3.1	Définition.....	70
6.3.2	Critère B.....	71
6.3.3	Coupages brèves et très brèves.....	77
6.4	La tenue en tension.....	78
6.4.1	Chutes de tension sur le réseau HTA.....	78
6.4.2	Chutes de tension sur le réseau BT.....	78
7	LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS.....	79

7.1	Au préalable	79
7.2	La valorisation comptable des ouvrages concédés	79
7.2.1	L'inventaire détaillé et valorisé.....	79
7.2.2	La localisation des biens	81
7.2.3	Les sources de financement des ouvrages.....	82
7.2.4	La valeur brute	83
7.2.5	L'amortissement.....	88
7.2.6	La Valeur nette comptable.....	94
7.2.7	Valeur de remplacement théorique.....	94
7.2.8	Les provisions pour renouvellement	95
7.2.9	Focus sur la rémunération du concessionnaire.....	102
7.3	Les droits du concédant	103
7.3.1	Calcul théorique	103
7.4	Le bilan patrimonial de la concession	105
7.4.1	L'actif et le passif.....	105
7.5	Les dettes et créances réciproques	107
7.6	Impacts de la méthode comptable du concessionnaire.....	108
7.6.1	Enregistrement des contributions de tiers aux raccordements en financement du concessionnaire.....	108
7.6.2	Sous-actualisation des valeurs de remplacement des canalisations	109
7.6.3	Retrait des biens non localisés de l'inventaire comptable lorsqu'ils sont totalement amortis et qu'ils continuent à être exploités	111
7.6.4	Absence d'amortissement industriel du financement concédant sur les réseaux BT et postes HTA/BT en communes rurales	111
7.6.5	Absence de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en communes rurales	112
7.6.6	Arrêt des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables au-delà du terme contractuel.....	112
7.6.7	Modification de la durée de vie comptable des ouvrages	112
7.6.8	Localisation de certains biens (transformateurs, ouvrages collectifs de branchement, ...)	113
7.6.9	Mise en place du calcul probabiliste sur les dotations annuelles.....	113
7.7	L'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat	114
7.8	Actualité relative aux enjeux patrimoniaux.....	117
7.8.1	Le contrôle du Syndicat départemental d'énergies du Rhône (SYDER) par la Chambre Régionale des Comptes	117
7.8.2	Des dysfonctionnements majeurs constatés par le Syndicat départemental d'énergies d'Ile-et-Vilaine (SDE35)	118
7.8.3	L'introduction devant le Tribunal Administratif d'un recours contentieux par le Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique (SYDELA).....	118
8	LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX TARIFS REGLEMENTES.....	119
8.1	Contrats	119
8.2	Proportion aux TRV.....	120
8.3	Energie vendue	120
8.4	Recettes de fourniture	121
8.5	Autres indicateurs.....	121
1.1.1	Conseils tarifaires.....	121
1.1.2	Accompagnements énergie	122
1.1.3	Nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (jusqu'à 2017) et du chèque énergie (2018 et 2019)	122
1.1.4	Fonds de solidarité logement (FSL).....	123
1.1.5	Coupures pour non paiement en Tarif Bleu	124
8.6	Réclamations du fournisseur aux TRV.....	125
1.1.6	Nombre total de réclamations des usagers résidentiels BT ≤ 36 kVA aux tarifs réglementés de vente	125
1.1.7	Taux de réponse aux réclamations aux tarifs réglementés de vente.....	125

1 INTRODUCTION

Le Syndicat intercommunal d'énergie du département de la Haute-Saône (SIED70) est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité du département. Il est propriétaire des ouvrages associés des communes adhérentes.

Le syndicat a le pouvoir de déléguer l'exploitation des ouvrages et réalise la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification rurale.

Le SIED70 a signé le 30 novembre 1995 un contrat de concession d'une durée de 30 ans avec EDF GDF FRANCHE-COMTE NORD (séparé depuis entre Enedis et EDF), pour l'exploitation du service public de distribution d'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente de la Haute-Saône.

A fin 2019, le syndicat regroupait 419 communes réparties sur le département au titre de la concession confiée à Enedis et EDF (au sens des communes fractionnées et du FACÉ).

L'exercice se caractérise notamment par la signature le 10 décembre 2019 de la nouvelle convention de concession de distribution publique d'électricité avec Enedis et EDF pour une durée de 30 ans, dont la date de prise d'effet intervient au 1^{er} janvier 2020.

Dans le cadre de ses missions, le syndicat a l'obligation de contrôler la bonne application, par le concessionnaire, des dispositions techniques, financières et contractuelles prévues au contrat de concession, conformément aux dispositions de l'article L2224-31 du CGCT.

Une demande d'informations a été adressée au concessionnaire le 11 juin 2020, afin d'examiner les caractéristiques techniques et comptables de l'exploitation des ouvrages et la qualité du service public.

Les données ont été transmises à l'autorité concédante par plusieurs envois successifs jusqu'à la journée d'audit du 16 octobre 2020 qui s'est tenue dans les locaux du concessionnaire.

Le présent rapport présente les résultats du contrôle de la concession.

2 LE CONTRAT DE CONCESSION

L'analyse qui suit a pour objet de présenter les principales caractéristiques du dispositif contractuel en vigueur au cours de l'exercice, préalablement au renouvellement anticipé du contrat de concession et à l'établissement du bilan de fin de contrat.

2.1 Les caractéristiques du contrat

2.1.1 Les pièces contractuelles

Le contrat de concession de service public de la distribution publique d'énergie électrique entre le Syndicat intercommunal d'électricité de la Haute-Saône, autorité concédante, et EDF GDF FRANCHE-COMTE NORD (séparé depuis entre Enedis et EDF), concessionnaire rendu exécutoire le 26 décembre 1995.

Le contrat de concession est composé de :

- Une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique
- Un cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique
- Et 4 annexes au cahier des charges :
 - Annexe 1 définissant les modalités concernant notamment le montant de la redevance, l'intégration des ouvrages dans l'environnement, la répartition de la maîtrise d'ouvrage et la qualité de l'électricité distribuée
 - Annexe 2 définissant la participation des tiers aux frais de raccordement et de renforcement
 - Annexe 3 définissant les barèmes de prix de vente et d'achat de l'électricité
 - Annexe 3 bis définissant le catalogue des prestations et des services
 - Annexe 4 ter définissant les conditions générales d'accès au réseau

Il a été modifié par 29 avenants successifs, dont :

- Avenant n°1 à la convention de concession - Intégration des communes de Angirey, Besnans, Betoncourt Saint pancras, breuches les Luxeuil, Chambornay les Pin, Citey, Couthenans, errevet, Gy, Héricourt, Hurecourt, Lure, Menoux, Mignavillers, Neurey-en-Vaux, Saint Sauveur, Selles, Varogne, Villers la Ville, reçu en Préfecture le 12 décembre 1996
- Avenant n°2 à la convention de concession - Intégration des communes de Belverne, Chalonvillars, Echenans-sous-Mont-Vaudois et le Tremblois, Saint-Valbert, Moimay et Velorcey, Auvet-et-Chapelotte, Battrans, Bouhans-et-Feurg, Charcenne, Chenebier, Echenoz-la-Meline, Fahy-les-Autrey, Saint-Lou-Nantouard, Saint-Rémy, Tavey et Vouhenans, reçu en Préfecture le 17 juin 1998
- Avenant n°3 à la convention de concession – Intégration des communes de Chevigney et Montagney, reçu à la Préfecture le 14 octobre 1998
- Avenant n°4 à la convention de concession – Intégration des communes de La Chapelle-Saint-Quillain et La Creuse, reçu à la Préfecture le 16 décembre 1999

- Avenant n°5 à la convention de concession – Intégration de la commune de Montboillon, reçu à la Préfecture le 02 février 2000
- Avenant n°6 à la convention de concession – Intégration de la commune de Ehuns, reçu à la Préfecture le 03 janvier 2001
- Avenant n°7 à la convention de concession – Modification de l'article 4 et 4-B de l'Annexe 1 au cahier des charges relatif à la contribution du concessionnaire à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, aux taux de technique discrète à réaliser à l'intérieur des périmètres définis ; au cahier des charges relatif à la répartition de la maîtrise d'ouvrage selon la nature, reçu à la Préfecture le 09 mai 2001
- Avenant n°8 à la convention de concession – Intégration des communes de Velleclaire et Villers-Chemin-Et-Mont-Les-Etrelles, reçu à la Préfecture le 25 mai 2001
- Avenant n°9 à la convention de concession – Intégration des communes de Baudoncourt, Chenevray-Morogne, Magnivray et Vregille, reçu à la Préfecture le 13 décembre 2001
- Avenant n°10 à la convention de concession – Intégration de la commune de Gézier-Et-Fontenelay, reçu à la Préfecture le 19 juin 2002
- Avenant n°11 à la convention de concession - Intégration des communes de Cresancey et Greucourt, reçu en Préfecture le 18 avril 2003 Avenant n°11 à la convention de concession - Intégration des communes de Cresancey et Greucourt, reçu en Préfecture le 18 avril 2003
- Avenant n°12 à la convention de concession - Intégration de la commune de Membrey, reçu en Préfecture le 10 novembre 2003
- Avenant n°13 à la convention de concession - Retrait de la commune de Recologne-Les-Rioz, reçu en Préfecture le 18 juin 2004
- Avenant n°14 à la convention de concession - Intégration de la commune de Champlitte, reçu en Préfecture le 13 octobre 2005
- Avenant n°15 à la convention de concession - Intégration des communes de Larians-Munans, Perrouse, Aulx-les-Cromary et Villafans, reçu en Préfecture le 07 décembre 2006
- Avenant n°16 à la convention de concession - Intégration de la commune de Vy-Les-Lure, reçu en Préfecture le 28 février 2008
- Avenant n°17 à la convention de concession - Intégration des communes de Beaumotte-les-Pin, Dampierre-sur-Salon, La Vernotte, Vesoul et Chancey, reçu en Préfecture le 26 novembre 2008
- Avenant n°18 à la convention de concession - Intégration des communes de Bousseraucourt et Jonvelle, reçu en Préfecture le 03 février 2009
- Avenant n°19 à la convention de concession - Intégration des communes de Bussièrès, Champey, Crevans-et-la-Chapelle-lès-Granges, lieucourt, Malans, marnay, montot, Saint-Sulpice et Savoyeux, reçu en Préfecture le 15 juillet 2009
- Avenant n°20 à la convention de concession - Intégration des communes de Lieffrans, Gray, Motey-Besuche, Arsans, Sornay, Girefontaine, La Grande Résie, Venere et Senoncourt, reçu en Préfecture le 17 novembre 2009
- Avenant n°21 à la convention de concession - Intégration des communes de Bourguignon-Les-La-Charité, Chaumercenne et Mandrevillars, reçu en Préfecture le 11 mai 2010

- Avenant n°21 bis à la convention de concession relatif à la mise en œuvre du protocole relatif au versement de la part des coûts de raccordement couverts par le tarif (PCT), reçu en Préfecture le 11 mai 2010
- Avenant n°22 à la convention de concession - Intégration de la commune de Sauvigney-les-Pesmes, reçu en Préfecture le 25 novembre 2010
- Avenant n°23 à la convention de concession - Intégration des communes de Andornay, Brésilley, Chagey, Champvans, Chavanne, Contreglise, Corre, Courcuire, Creveney, Cugney, Ecuelle, Faverney, Hugier, Maizières, Mantoche, Mont-le-Vernois, Noiron, Palente, Recologne-les-Rioz, La-Résie-Saint-Martin, Rigny, Sainte-Reine, Trésilley et Valleriois-Lorioz issues du Comité syndical du syndicat intercommunal d'électrification rurale de Ray-Cendrecourt (SIER), reçu en Préfecture le 09 juin 2011
- Avenant n°24 à la convention de concession - Intégration des communes de Demangevelle et Oppenans, et portant le périmètre du SIED70 aux 545 communes du département, reçu en Préfecture le 06 décembre 2012
- Avenant n°25 à la convention de concession – Application de l'avenant du 18 juillet 2012 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2013 jusqu'au 31 décembre 2015, reçu en Préfecture le 06 décembre 2013
- Avenant n°26 à la convention de concession – Application du protocole d'accord FNCCR ERDF du 18 septembre 2013 sur la concession du SIED70, reçu en Préfecture le 25 février 2014
- Avenant n°27 à la convention de concession – Application de l'avenant du 1^{er} janvier 2016 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2016 jusqu'au 31 décembre 2016, reçu en Préfecture le 30 janvier 2017
- Avenant n°28 à la convention de concession – Application de l'avenant du 1^{er} janvier 2017 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2017 jusqu'au 31 décembre 2021, reçu en Préfecture le 12 avril 2018
- Avenant n°29 à la convention de concession – Approbation de l'accord-cadre national relatif à la mise en œuvre du nouveau modèle de contrat de concession, reçu en Préfecture le 25 septembre 2018

2.1.2 La nature du contrat

2.1.2.1 LOI DE NATIONALISATION DU 08 AVRIL 1946

La loi municipale du 5 avril 1884 a donné compétence aux communes pour organiser les services publics de distribution d'électricité et de gaz.

L'ampleur des investissements et la durée d'amortissement des biens ont conduit à légiférer le 15 juin 1906 sur la concession comme principal mode de gestion de ce service public.

Le 08 avril 1946, par la loi n°46-628 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les activités des concessions de droit privé et quelques structures publiques du domaine ont été fusionnées entre les opérateurs EDF et GDF.

2.1.2.2 ROLE DE L'AUTORITE CONCEDANTE ET DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

La loi n° 82-213 du 02 mars 1982 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions, loi de décentralisation, a conduit les communes à organiser les délégations de service public de gaz et d'électricité, jusqu'alors établies par décrets d'état (décrets 56-1225 et 60-1288), dans le cadre de modèles

de cahier des charges portés par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies (FNCCR) en qualité de leur représentant.

A ce titre, les collectivités territoriales compétentes sont à la fois autorités organisatrices et autorités concédantes :

« Les compétences générales des collectivités territoriales en tant qu'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz et en tant qu'autorités concédantes de l'exploitation des réseaux publics de distribution sont énoncées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales » (article L.111-51 du code de l'énergie). »

Aux termes du I de l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), les collectivités territoriales ou leurs établissements publics négocient et concluent, en qualité d'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les contrats de concession :

« Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ».

Ces contrats de concession sont confiés aux gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, prévus à l'article L111-52 du Code de l'énergie :

« Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives :

1° La société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France en application de l'article L. 111-57 ;

2° Les entreprises locales de distribution définies à l'article L. 111-54 ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, en application de l'article L. 111-57 ou de l'article L. 111-58 ;

3° Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise Electricité de France ainsi que la société mentionnée à l'article L. 151-2 ».

2.1.2.3 PRINCIPES D'ATTRIBUTION DE DROITS EXCLUSIFS

Sur le territoire métropolitain, Enedis et les entreprises locales de distribution sont les seuls gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et disposent d'un monopole législatif.

Ce monopole dont bénéficie Enedis avait conduit à exclure les concessions de distribution d'électricité de toute règle de publicité et de mise en concurrence, tel que prévu à l'article 1411-12 du CGCT :

« Les dispositions des articles L. 1411-1 à L. 1411-11 ne s'appliquent pas aux délégations de service public : a) Lorsque la loi institue un monopole au profit d'une entreprise »

Ces dispositions ont été abrogées par l'Ordonnance n°2016-65 du 29 janvier et remplacées par l'article L3214-1 du Code de la commande publique, qui exclut l'application des dispositions de droit commun applicables aux concessions pour les contrats conclus avec un opérateur bénéficiant de droits exclusifs.

Et les articles L111-52 et L121-5 du Code de l'énergie attribuent aux sociétés Enedis – EDF et aux entreprises locales de distribution dans leurs zones de desserte des droits exclusifs au sens de l'article 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), qui énonce le principe selon lequel elles doivent être regardées comme « *chargées de la gestion de services d'intérêt économique général* » (paragraphe 2).

Et par un arrêt récent du 10 juillet 2020 (n°423901), le Conseil d'Etat a considéré que, dès lors que l'autorité concédante fixe une durée à la concession de distribution d'électricité, le caractère permanent des droits exclusifs accordés aux gestionnaires de réseaux de distribution est « sans incidence sur leur compatibilité » avec le droit européen.

Ainsi, le Conseil d'Etat confirme le monopole des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ainsi que celui d'EDF pour la fourniture aux tarifs réglementés de vente.

L'article L3221-1 du Code de la commande publique exclut l'application des règles générales applicables aux contrats de concession et aux mesures de publicité et de mise en concurrence avant leur passation.

Toutefois, l'article L3221-2 prévoit l'obligation de publier un avis d'attribution.

2.1.2.4 NATURE JURIDIQUE DU CONTRAT

Le contrat de concession de distribution publique d'électricité constitue un **contrat de type concessif** compte tenu notamment du risque supporté par le concessionnaire qui gère le fonctionnement du service public et l'exploite à ses risques et périls.

La convention de concession stipule que « *l'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique et par le code des communes, au concessionnaire qui accepte, la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des communes dont la liste figure à l'article 4 de la présente convention, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé* » (Article 1er de la convention de concession pour le service public de la distribution électrique).

La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages et de l'exploitation du service concédé à ses risques et périls incombe au concessionnaire, comme le mentionne l'article 1 du cahier des charges de concession.

S'agissant de la fourniture d'électricité, l'article 26 du cahier des charges mentionne les principes d'égalité de traitement, de tarif réglementé par l'Etat et de publicité sur les prix appliqués.

2.2 L'objet et la durée du contrat

2.2.1 L'objet

Le contrat de concession a un double objet. Il concède à la fois le service public de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés à destination des usagers :

- La distribution publique d'électricité correspondant à l'acheminement de l'électricité de l'aval des postes sources jusqu'aux consommateurs finals, sous la responsabilité d'Enedis ;

- La fourniture aux tarifs réglementés de vente correspondant à la commercialisation de l'électricité jusqu'aux consommateurs finals, sous la responsabilité d'EDF Branche Commerce.
- Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les consommateurs de France métropolitaine souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente, qu'EDF et les entreprises locales de distribution sont les seuls à pouvoir mettre en œuvre.

2.2.2 La durée

Aux termes de l'article 30 du cahier des charges avec Enedis et EDF, la durée de la concession a été fixée à **30 ans**.

La CAA de Lyon du 05 juillet 2018 a rappelé « *qu'il appartient à l'autorité concédante, sous le contrôle du juge, de fixer la durée de la concession accordée à la société ERDF, au regard des **considérations d'efficacité et d'équilibre économique propres à la justifier*** », conformément aux dispositions de l'article 24 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui stipule :

« Les États membres désignent, ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution. »

La Cour a également observé que ces considérations d'efficacité et d'équilibre économique propres au contrat s'apprécient selon la nature et l'importance des investissements prévus par le concessionnaire sur le périmètre concédé.

Le nouveau modèle national de cahier des charges établi par l'accord cadre FNCCR France Urbaine Enedis et EDF de décembre 2017 prévoit une durée de concession normalement comprise entre 25 et 30 ans :

« Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans. »

2.3 Le périmètre concédé

L'autorité concédante concède au concessionnaire la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des communes listées à l'article 4 de la convention de concession.

A fin 2019, le périmètre concédé défini à l'article 4 de la convention de concession signée le 30 novembre 1995, et modifiée par les avenants successifs n°1 à n°29, comprend 419 communes du département de la Haute-Saône.

2.4 Le classement et l'inventaire des biens

2.4.1 Le régime juridique

Les ouvrages de distribution d'électricité sont la propriété des collectivités concédantes du réseau public de distribution, comme le précise l'article L322-4 du Code de l'énergie :

« Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1er janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. »

Même si les concessions de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente bénéficient d'un régime dérogatoire du droit commun des concessions de service, du fait de la situation de monopole dont disposent Enedis et les distributeurs non nationalisés (DNN), certaines règles du Code de la commande publique demeurent toutefois applicables aux concessions de distribution publique d'électricité :

- Régime des biens de retour, de reprise et les biens propres de la concession (article L3132-4 du Code de la commande publique) :

« Lorsqu'une autorité concédante de droit public a conclu un contrat de concession de travaux ou a concédé la gestion d'un service public :

1° Les biens, meubles ou immeubles, qui résultent d'investissements du concessionnaire et sont nécessaires au fonctionnement du service public sont les biens de retour. Dans le silence du contrat, ils sont et demeurent la propriété de la personne publique dès leur réalisation ou leur acquisition ; »

Les biens de retour sont considérés comme étant la propriété du concédant, et ce même dans les cas où ils ont été financés par le concessionnaire.

« 2° Les biens, meubles ou immeubles, qui ne sont pas remis au concessionnaire par l'autorité concédante de droit public et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public sont les biens de reprise. Ils sont la propriété du concessionnaire, sauf stipulation contraire prévue par le contrat de concession ; »

Les biens de reprise peuvent toutefois devenir la propriété du concédant au terme de la concession dans le cas où il exerce son droit de reprise en contrepartie d'un prix à déterminer, sans que le concessionnaire ne puisse s'opposer à cette reprise comme le prévoit l'article L3132-5 du Code de la commande publique.

« 3° Les biens qui ne sont ni des biens de retour, ni des biens de reprise, sont des biens propres. Ils sont et demeurent la propriété du concessionnaire. »

Dans le silence du contrat, le juge administratif tient compte du caractère nécessaire au fonctionnement du service public et donc indispensable à sa continuité pour identifier la catégorie à laquelle appartiennent les biens concédés, comme le rappelle un arrêt de principe du Conseil d'Etat du 21 décembre 2012, Commune de Douai, où il est ainsi jugé que :

« dans le cadre d'une délégation de service public ou d'une concession de travaux mettant à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la convention, dès leur réalisation ou leur acquisition à la personne publique ».

- Cas des biens mutualisés, affectés à plusieurs concessions de service public

S'agissant des concessions de service public de distribution d'électricité, les biens affectés à plusieurs concessions constituent des biens propres d'Enedis, conformément à l'arrêt CE du 11 mai 2016, Cne de Douai, société ERDF, n° 375533 :

« (...) 4. Considérant qu'il y a lieu, pour définir le régime juridique des biens affectés aux concessions de distribution d'électricité, de tenir compte des spécificités du régime de ces concessions, qui résultent des dispositions législatives mentionnées ci-dessus ; qu'il découle de ces spécificités que

*les biens affectés en vertu de ces dispositions concurremment à plusieurs concessions de service public de distribution d'électricité et, le cas échéant, également à des concessions de distribution de gaz par la société ERDF en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, demeurent la propriété de cette dernière, à laquelle il revient d'assurer la cohérence du réseau de ses concessions et de maintenir la péréquation des tarifs d'utilisation du réseau public de distribution; **qu'en conséquence, ces biens ne sauraient être la propriété des différentes collectivités territoriales ou des différents établissements publics de coopération qui concluent avec cette société les contrats de concession propres aux territoires qu'ils administrent ;** »*

Cette décision constitue une exception au principe selon lequel les biens nécessaires au fonctionnement du service sont des biens de retour, qui est propre aux concessions de distribution publique d'électricité, en considérant que certains biens affectés concurremment à plusieurs concessions et indispensables au fonctionnement du service relèvent des biens propres du concessionnaire.

Dans un arrêt rendu le 08 décembre 2020, la Cour administrative d'appel de Nancy a confirmé que les biens affectés concurremment à plusieurs concessions de service public de distribution d'électricité demeurent la propriété d'Enedis (CAA de Nancy, 3ème chambre, 08/12/2020, 20NC00843) :

*« 20. Toutefois, il découle des spécificités du régime juridique des biens affectés aux concessions de distribution d'électricité, qui résultent de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz et du code de l'énergie, que **les biens affectés en vertu de ces dispositions concurremment à plusieurs concessions de service public de distribution d'électricité par la société Enedis** (anciennement Electricité Réseau Distribution France) en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, **demeurent la propriété de cette dernière**, à laquelle il revient d'assurer la cohérence du réseau de ses concessions et de maintenir la péréquation des tarifs d'utilisation du réseau public de distribution. En conséquence, ces biens ne sauraient être la propriété des différentes collectivités territoriales ou des différents établissements publics de coopération qui concluent avec cette société les contrats de concession propres aux territoires qu'ils administrent. »*

- Devenir des biens au terme du contrat (article L3132-5 du Code de la commande publique) :

« Au terme du contrat de concession de travaux ou du contrat concédant un service public, les biens de retour mentionnés à l'article L. 3132-4 qui ont été amortis au cours de l'exécution du contrat de concession font retour dans le patrimoine de la personne publique gratuitement, sous réserve des stipulations du contrat permettant à celle-ci de faire reprendre par le concessionnaire les biens qui ne seraient plus nécessaires au fonctionnement du service public.

L'octroi au concessionnaire, pour la durée du contrat, de la propriété des biens nécessaires au service public autres que les ouvrages établis sur la propriété d'une personne publique ou certains droits réels sur ces biens ne peut faire obstacle au retour gratuit de ces biens dans le patrimoine de la personne publique, sous réserve des stipulations permettant à celle-ci de faire reprendre par le concessionnaire les biens qui ne seraient plus nécessaires au fonctionnement du service public. »

2.4.2 La nature juridique des biens

Conformément à l'article 153 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (TECV), au décret n°2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité et à 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, il est prévu, pour les autorités concédantes demandeuses, la mise à disposition d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de la concession, qui distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres affectés au service.

Figurent notamment dans cet inventaire tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages.

L'arrêté prévoit la mise à disposition de l'état complet des ouvrages utilisés pour 2022.

2.4.2.1 BIENS PROPRES

Les biens propres sont constitués des biens appartenant au concessionnaire, qui n'ont pas été remis par l'autorité concédante au concessionnaire en vue de la gestion par celui-ci et qui ne sont pas qualifiés de biens de retour ou de biens de reprise.

Les biens propres comprennent notamment les postes sources affectés à plusieurs concessions et les ouvrages nécessaires à leur exploitation, ainsi que les ouvrages des agences de conduite éventuelles.

La partie des postes sources exploitée par le concessionnaire et affectée à plusieurs concessions de distribution publique d'électricité figure dans l'inventaire des biens propres de chacune d'entre elles.

Les postes sources sont les ouvrages faisant la jonction entre le réseau de de transport exploité par RTE et le réseau de distribution exploité par Enedis. Les postes sources sont la propriété du gestionnaire du réseau public de distribution, comme le prévoit l'article L322-4 du code de l'énergie :

« [...] les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1er janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements [...].

Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, [...], est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite.

Ainsi les postes sources appartiennent au gestionnaire du réseau de distribution.

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition à l'autorité concédante de l'inventaire des biens propres comportant notamment la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension (postes source) exploitée par le gestionnaire du réseau de distribution

S'agissant des postes source, à chaque article figurant à l'inventaire doivent être associées :

- L'adresse et le nom (libellé long et libellé court) ;
- La date de mise en service ;
- Les tensions amont et aval ;
- Le nombre de transformateurs installés ;
- La puissance unitaire et l'année de fabrication de chaque transformateur ;
- Les communes desservies, en conditions normales d'exploitation.

L'essentiel des immobilisations corporelles du domaine propre est constitué des postes sources listés dans l'inventaire transmis par le concessionnaire, ainsi que des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment).

Ces immobilisations ne sont actuellement pas reportées dans les pièces transmises à l'autorité concédante.

Les postes sources et leurs transformateurs font l'objet d'un amortissement dérogatoire en mode dégressif.

Le concessionnaire a transmis un inventaire des biens propres, qui n'est pas valorisé, et qui se limite à la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension (HTB) en moyenne tension (HTA), appelés postes sources, exploités par le gestionnaire du réseau de distribution.

2.4.2.2 BIENS DE REPRISE

Les biens de reprise sont composés des biens constitués ou acquis par le concessionnaire, qui demeurent la propriété du concessionnaire pendant toute la durée du contrat de concession mais qui, étant directement affectés à l'exploitation ou à l'entretien du service de distribution publique d'électricité, pour lesquels l'autorité concédante dispose du droit de les acquérir sous réserve de convenir avec le concessionnaire de leur prix de rachat.

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition à l'autorité concédante des informations suivantes pour ce qui concerne les biens de reprise :

- Identifiant d'immobilisation ;
- Nature de l'ouvrage ;
- Catégorie d'ouvrages ;
- Commune ;
- Date de mise en service.

Le concessionnaire ne présente aucun inventaire des biens de reprise alors que cette nature de biens figure au bilan de l'entreprise dans les rapports financiers annuels établis par les Commissaires aux comptes.

Interrogé à ces sujets lors de l'audit sur site, le concessionnaire a indiqué que l'inventaire des biens de reprise n'est pas disponible.

2.4.2.3 BIENS DE RETOUR

Les biens de retour sont constitués des biens matériels et immatériels, meubles ou immeubles, réalisés ou acquis par le concessionnaire ou financés par un tiers dans le cadre du contrat de concession, et qui sont indispensables au fonctionnement service public.

L'article 2 du cahier des charges de la concession fixe le périmètre des ouvrages à l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat au moment de la signature, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire.

La loi du 09 août 2004 dispose que le réseau de distribution publique d'électricité est constitué des ouvrages de tension inférieure à 50 kV. Tous les ouvrages de tension égale ou supérieure à 50 kV relèvent du réseau public de transport d'électricité (RTE).

En sus des réseaux de distribution publique d'électricité, les ouvrages concédés comprennent également :

- Les branchements visés à l'article 15 du cahier des charges

- Les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau pour le cas de fournitures en des points éloignés du réseau existant si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général
- Les circuits aériens d'éclairage publics situés sur les supports du réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau et les branchements qui en sont issus. Le cahier des charges précise toutefois que les appareils d'éclairage public, les lignes spéciales et les supports d'éclairage indépendants du réseau de distribution publique

L'article 2 du cahier des charges de la concession prévoit toutefois une exception pour « *certaines ouvrages de moyenne tension (HT) ayant vocation, du fait de leur rôle de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions, à être ou à rester intégrés dans le réseau d'alimentation générale, sans préjudice des reclassements qui peuvent notamment résulter de la constitution d'un organisme de regroupement des collectivités concédantes* ».

Il s'agit des ouvrages réseaux HTA de répartition de l'électricité depuis les postes d'alimentation générale jusqu'au réseau de distribution alimentant les communes du périmètre de la concession de distribution publique d'électricité.

Il s'agit de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est.

Par ailleurs, les parties disposent de la faculté de qualifier de biens de retour, par stipulation contractuelle, des biens qui n'apparaissent pas nécessaires mais seulement utiles à l'exploitation du service¹.

Ces biens sont réputés appartenir à l'autorité concédante dès leur réalisation ou leur acquisition. Au terme du contrat, les biens de retour reviennent gratuitement à l'autorité concédante.

Le caractère gratuit du droit de retour tient au fait que, la durée du contrat de concession devant tenir compte de la nature et du montant des investissements demandés au concessionnaire, ce dernier doit en principe être en mesure d'amortir, au cours de l'exécution du contrat, les installations réalisées.

Si ces biens n'ont pas été intégralement amortis à la date de leur restitution à l'autorité concédante, le concessionnaire est fondé à demander une indemnisation à hauteur de leur valeur non amortie (valeur nette comptable).

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition d'un inventaire **des biens matériels** comprenant les principales catégories d'ouvrages suivantes :

- Pour les réseaux HTA et BT :
 - les canalisations HTA aériennes en conducteurs nus ;
 - les canalisations HTA aériennes en conducteurs isolés ;
 - les canalisations HTA souterraines ;
 - les canalisations BT aériennes en conducteurs nus ;
 - les canalisations BT aériennes en conducteurs isolés ;
 - les canalisations BT souterraines ;
- Pour les ouvrages de branchement :
 - les liaisons réseau ;
 - les ouvrages collectifs de branchement ;
 - les dérivations individuelles (y compris autres matériels de comptage) ;
 - les compteurs ;

¹ Conseil d'État, Assemblée, 21 décembre 2012, req. n°342788, Cne de Douai, Publié au recueil Lebon

- les disjoncteurs (ou modems) ;
- Les transformateurs HTA/BT ;
- L'équipement électrique des postes HTA-BT ;
- Les concentrateurs de grappes de compteurs ;
- Les enveloppes de génie civil des postes HTA-BT ;
- Les terrains des postes HTA-BT.

Les ouvrages de branchement et de comptage font partie du réseau de distribution publique d'électricité appartenant aux collectivités territoriales compétentes en application de l'article L.322-4 du Code de l'énergie.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation et les installations de comptage, comme le prévoit l'article D342-1 du Code de l'énergie.

L'arrêté du 10 février 2020 n'évoque cependant pas le sort et la propriété des biens matériels suivants, pouvant être considérés comme des actifs physiques destinés à être utilisés par le concessionnaire dans le cadre de son activité et nécessaires au service :

- Les locaux et notamment les immeubles à usage d'atelier, de bureau, de magasin, de laboratoire ou autres construits sur les terrains du concessionnaire ;
- Les engins spécialisés, outillages, stocks ;

2.4.2.4 CAS DES BIENS IMMATERIELS AFFECTES AU SERVICE

Le sort et la propriété **des biens immatériels** n'est pas indiqué par le concessionnaire (immobilisations incorporelles), alors qu'il revêt une dimension stratégique pour l'autorité concédante.

Il s'agit notamment des :

- Systèmes d'information² propres au service concédé, les droits d'usage de ce système, les logiciels et développements associés ainsi que l'accès au traitement des données enregistrées au titre de l'acheminement et de la fourniture aux tarifs réglementés de vente d'électricité
- Inventaires constitués par le concessionnaire pour la gestion du service ;
- Cartographie des réseaux et les bases de données techniques (tel que GDO-SIG) et clientèles ;
- Documentation relative aux ouvrages concédés ;
- Installations nécessaires au service public tels que les dispositifs de suivi intelligent, de contrôle, de coordination et de stockage des flux électriques, d'injection et de soutirage, installés par le concessionnaire sur le réseau ;

² Arrêt CAA de Nancy du 08 décembre 2020, faisant suite à la décision n°426291 du Conseil d'Etat *Le Monnier* et autres du 27 mars 2020 précisant que le système d'information d'Enedis centralisé au niveau national, affecté concurremment à plusieurs concessions, et les dispositifs de suivi intelligent, de contrôle, de coordination et de stockage des flux électriques, d'injection comme de soutirage, qui viendraient à être installés par le concessionnaire sur le réseau concédé constituent des dispositifs affectés à l'exploitation du réseau de distribution dans son ensemble et non des dispositifs propres à la concession de la métropole du Grand Nancy. [...] ce système d'information centralisé et ces dispositifs ne sauraient, au regard de ce qui a été dit, être la propriété de la métropole du Grand Nancy. [...] ces dispositifs sont exclus des ouvrages concédés.

- Les analyses fonctionnelles et tables des variables d'échanges automate – supervision, les schémas détaillés du réseau informatique relatif au service concédé avec adresses des constituants, les schémas électriques des ouvrages concédés.

Les données de l'acheminement entrant dans la catégorie des biens immatériels :

- Les données géoréférencées du système d'information géographique du concessionnaire associées à l'ensemble des ouvrages concédés ainsi que leurs accessoires ;
- Les données techniques détaillées présentant les caractéristiques des ouvrages et la qualité de distribution de l'électricité (état, qualité de service, contraintes, ...) ;
- Les données comptables détaillées présentant la valorisation comptable des biens concédés (valeur d'origine, valeur nette, valeur de remplacement, origines de financement, le cas échéant : provisions pour renouvellement) ;
- Les données financières détaillées présentant le compte d'exploitation de la concession (produits et charges) ;
- Les données clientèles détaillées de l'acheminement (contrats, qualité de service, réclamations, indemnisations, ...) ;
- Les données de consommation et de production, et les données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat ;
- Les données relatives aux services de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés (contrats, qualité de service, réclamations, indemnisations).

Les données brutes élémentaires d'exploitation du service public, sans mise en forme originale, produites ou collectées à l'occasion de l'exploitation du service public objet du présent contrat ne font l'objet d'aucun droit susceptible d'appropriation.

Au niveau national, les immobilisations incorporelles déclarées par Enedis sont constituées des logiciels, des frais de développement, des dépenses liées à la cartographie des réseaux et du matériel produit pour les besoins des compteurs Linky.

Ces immobilisations incorporelles s'élèvent à 2,4 milliards d'euros en valeur d'origine dont 1,2 milliard de valeur non amortie.

Elles sont immobilisées sur une durée comprise entre 5 et 20 ans et complétées d'un amortissement dérogatoire pour les logiciels créés par l'entreprise amortis intégralement l'année de leur mise en service.

Le cahier des charges en vigueur, ainsi que le nouveau contrat de concession prenant effet à compter du 1^{er} janvier 2020, ne définissent pas le sort des biens immatériels et notamment des bases de données affectées au service.

Les biens immatériels tels que les systèmes d'information, logiciels et données associées ne figurent actuellement dans aucun inventaire.

Le concessionnaire s'appuie sur une interprétation stricte de la réglementation en excluant de l'inventaire les biens immatériels affectés au service public concédé.

Il est recommandé à l'autorité concédante de déterminer par avenant la nature juridique et le sort à réserver à ces catégories de biens.

2.4.3 L'inventaire des biens concédés

L'article 32 du cahier des charges en vigueur et l'article 12 de l'Annexe 1 ne prévoient pas la constitution d'un inventaire des ouvrages concédés au cours de l'exécution du contrat et d'un inventaire de fin de contrat. La législation impose néanmoins aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de tenir à disposition de l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages :

- Article L2224-31 du Code général des collectivités locales :

« Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. Un décret fixe le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés. »

- Article D2224-45 du Code général des collectivités locales, créé par l'article 1 du Décret n°2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité :

« L'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service, est communiqué, à sa demande, à l'autorité concédante par l'organisme de distribution d'électricité. Le contenu de l'inventaire et ses délais de production sont arrêtés par le ministre chargé de l'énergie, après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité. »

- Arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, entrant en vigueur à compter de sa date de publication :

« L'inventaire [...] est constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le concessionnaire [...]. Figurent notamment dans cet inventaire tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages. » (article 1)

« Lors de sa demande, l'autorité concédante précise si elle souhaite recevoir l'inventaire des ouvrages soit au niveau de détail le plus fin de la comptabilité du gestionnaire du réseau [...]. La liste indicative des catégories d'ouvrages concernées figure en annexe 1 au présent arrêté. » (article 2)

« Les informations associées aux immobilisations figurant dans l'inventaire détaillé sont celles mentionnées dans l'annexe 2 du présent arrêté. [...]. A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau public de distribution transmet simultanément les données techniques et cartographiques complémentaires disponibles sur les biens couverts par l'inventaire dans des fichiers numériques séparés. Dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis. » (article 7)

« L'ensemble des informations est mis à disposition à compter du 1^{er} juin 2020 sur la base de l'exercice comptable 2019 ». (Annexe 2 relative aux informations qualifiant les ouvrages dans l'inventaire détaillé)

La concession DP Enedis-EDF dispose à fin 2019 de l'inventaire comptable détaillé et en grande partie localisé à la maille de la commune des ouvrages concédés, comprenant notamment les :

- A l'actif :
 - Valeur brute,
 - Amortissements de dépréciation,

- Valeur nette comptable,
- Valeur de remplacement,
- Au passif :
 - Provisions pour renouvellement
 - Origines de financement concédant et concessionnaire associées à la valeur brute et à l'amortissement de dépréciation
 - Valeur nette comptable du financement du concessionnaire
 - Amortissement du financement du concédant

Cet inventaire des ouvrages concédés est conforme à l'arrêté-inventaire du 10 février 2020.

Il offre la possibilité à l'autorité concédante de suivre l'évolution de la valorisation comptable et des droits du concédant associés à chaque ouvrage concédé.

L'inventaire des biens concédés présenté par le concessionnaire constitue un inventaire des biens de retour matériels concédés par le SIED70, qui est détaillé - valorisé et en grande partie localisé.

Depuis 2019, conformément à l'arrêté du 10 février 2020, il distingue par immobilisation comptable : les valeurs brute – nette – remplacement, l'amortissement de dépréciation et ses origines de financement, la valeur nette comptable du financement du concessionnaire, l'amortissement du financement du concédant.

L'inventaire des ouvrages concédés permet dorénavant à l'autorité concédante de suivre l'évolution des droits du concédant pour chaque immobilisation comptable.

Il est toutefois recommandé de faire la distinction entre les biens de 1^{er} établissement et les biens de renouvellement, et de préciser le maître d'ouvrage de chaque immobilisation afin de clarifier les modalités de constitution des amortissements et des provisions pour renouvellement propres à chaque bien, conformément aux dispositions du contrat de concession en vigueur.

2.5 La concession DSP entre l'Etat et la Sicae Est

Pour rappel, les dispositions de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie prévoyaient deux types de concession :

- Les concessions qui ont pour objet d'assurer la fourniture d'électricité aux particuliers, attribuées par les collectivités territoriales, dites « *concessions de distribution d'électricité* », et
- Les concessions assurant localement (sur des zones étendues et à des tensions plus élevées) l'alimentation des réseaux publics de distribution (éclairage, réseaux de tramway, ...) attribuées par l'Etat, dites « ***concessions de distribution aux services publics*** »

Lors de l'adoption de la loi du 15 juin 1906, il n'existait pas encore de réseau de transport d'électricité à proprement parler : le transport d'électricité sur de longues distances était seulement en cours d'expérimentation à cette époque.

Pour assurer la desserte de certains territoires, l'Etat avait donc conclu localement des concessions de distribution aux services publics avec certains concessionnaires privés, dont la SICAE de Ray-Cendrecourt.

Certains de ces concessionnaires, à la suite de la nationalisation du secteur de l'électricité en 1946, n'ont pas été fédérés au sein d'EDF et sont devenus des entreprises locales de distribution, également appelées « distributeurs non nationalisés ».

En 1946, l'ensemble des biens et des droits relatifs au réseau de transport d'électricité a été transféré à EDF, qui est devenu le concessionnaire unique du réseau de transport dénommé « réseau d'alimentation générale » (RAG).

Néanmoins, les concessions de distribution aux services publics conclues par l'Etat avec les entreprises locales de distribution ont subsisté.

L'article L342-1 du Code de l'énergie dispose que : « *Les ouvrages qui relevaient au 11 août 2004 d'une concession de distribution d'électricité aux services publics, délivrée par l'Etat, demeurent soumis à cette concession. De nouveaux ouvrages peuvent être établis dans le cadre géographique de ces concessions qui peuvent faire l'objet d'un renouvellement* ».

En l'état, il existe encore cinq concessions de distribution aux services publics : trois dans les DOM et deux en France métropolitaine, qui sont conclues respectivement avec Electricité de Strasbourg et la CESML (L. Poniatowski, Rapport n° 386 fait au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan du Sénat sur le projet de loi relatif au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, déposé le 30 juin 2004).

Certains réseaux de distribution d'électricité en moyenne tension HTA et postes de transformation HTA/BT (bâti et tableaux HTA associés), exploités par la SICAE Est, sont restés intégrés au réseau d'alimentation concédé par l'Etat.

Ces ouvrages font l'objet d'une **concession conclue entre l'Etat et la SICAE Est** de Distribution aux Services Publics de l'énergie électrique, dite « *concession DSP* » et comprennent les réseaux HTA de répartition de l'électricité depuis les postes d'alimentation générale jusqu'au réseau de distribution alimentant les communes du périmètre de la concession de distribution publique SIED70 – Enedis-EDF Est dite « *concession DP Enedis-EDF* ».

La convention de concession DSP a été signée le 04 novembre 1925, renouvelée par avenant le 29 février 1968, puis prorogée le 14 septembre 1987 par le Directeur du gaz, de l'électricité et du charbon du Ministère de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Tourisme.

La convention de concession DSP a pour objet « *la distribution publique d'énergie électrique aux services publics organisés en vue des transports en commun, de l'éclairage public ou privé ou de la fourniture de l'énergie aux particuliers, ainsi qu'aux services publics organisés en vue de l'alimentation en énergie des services publics énumérés ci-dessus* ».

La concession DSP s'étend sur 133 communes de Haute-Saône dont 12 communes du périmètre DP concédé par le SIED70 à Enedis.

Les limites physiques des ouvrages relevant de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est et les ouvrages relevant de la concession DP entre le SIED70 et Enedis-EDF sont susceptibles de varier selon le schéma d'exploitation retenu par le concessionnaire et selon les extensions HTA du réseau de distribution.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire Enedis de réaliser le suivi annuel des réseaux HTA et des postes HTA/BT ayant fait l'objet d'un changement de concession (de DP à DSP ou de DSP à DP) et de propriété.

2.6 La maîtrise d'ouvrage des travaux

La maîtrise d'ouvrage des travaux est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution de manière à assurer l'égalité d'accès au réseau des différentes parties du périmètre de la concession, notamment des territoires ruraux.

Ainsi, l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales prévoit que :

« En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. »

De même l'article L322-6 du Code de l'énergie indique la nature des travaux relevant de la maîtrise d'ouvrage du concédant. Les travaux de renouvellement du réseau de distribution ne sont pas explicitement mentionnés :

« Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. »

Et l'article L322-8 du Code de l'énergie précise le rôle et les missions du gestionnaire du réseau de distribution dans sa zone de desserte exclusive conformément au cahier des charges de concession.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et le concédant tient compte de l'appartenance des communes de la concession au régime urbain ou au régime rural d'électrification. Et en principe, dans les communes rurales, le concessionnaire intervient sur le réseau HTA et l'autorité concédante intervient sur le réseau BT pour les travaux d'extension, de renforcement et d'esthétique.

Le cahier des charges prévoit également des interventions coordonnées entre le concessionnaire et le concédant.

A fin 2018, 400 communes de la concession avec Enedis sont en régime d'électrification rural, ce qui signifie que les travaux de création et de renforcement des postes HTA/BT, ainsi que les travaux d'extension et de renforcement des canalisations BT relèvent de la maîtrise d'ouvrage du concédant.

S'ajoutent à ces travaux les chantiers d'intégration des ouvrages BT dans l'environnement, également appelés travaux d'effacement, réalisés avec la contribution financière du concessionnaire conformément à l'article 8 du cahier des charges.

Les canalisations HTA et le renouvellement des canalisations BT en commune rurales sont réalisés par le concessionnaire.

Par ailleurs, la concession compte 19 communes en régime d'électrification urbain, ce qui signifie que le concessionnaire réalise la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux portant sur les canalisations HTA et BT ainsi que les postes HTA/BT, à l'exception des chantiers d'intégration des ouvrages BT dans l'environnement pouvant être mis en œuvre par l'autorité concédante au titre de l'article 8.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage est définie par l'article 5 de l'Annexe 1 au cahier des charges de concession, représentée par les tableaux ci-après.

Les communes de catégorie A représentent les communes de régime d'électrification urbain.

Les communes de catégorie B représentent les communes de régime d'électrification rural.

Modifié suite à lettre ERDF du 28 janvier 2008

Modifié suite à Lettre ERDF du 23 décembre 2014

NATURE DES OPERATIONS	MAITRE D'OUVRAGE DANS LES COMMUNES DE CATEGORIE	
	A	B
Renforcement des canalisations HT	concessionnaire	concessionnaire
Renforcement des postes de transformation et des canalisations BT	concessionnaire	collectivité autorité concédante
Raccordement relevant du ticket vert (1)	concessionnaire	concessionnaire
Raccordement relevant du ticket jaune	concessionnaire (1)	Collectivité (2) autorité concédante
Extension correspondant au ticket bleu individuel ou collectif et desserte extérieure de zone	concessionnaire (1)	Collectivité (3) (2) autorité concédante
Partie des extensions situées à l'intérieur des lotissements, groupements d'habitation ou de zones d'activités (3) (2)	collectivité autorité concédante	collectivité autorité concédante
Branchement individuel relevant du ticket bleu (4) (3)	concessionnaire	concessionnaire
Intégration des ouvrages dans l'environnement	collectivité autorité concédante	collectivité autorité concédante

(1) L'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concessionnaire ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante verse à celui-ci, en se substituant au bénéficiaire de certaines extensions présentant un intérêt économique et social ou contribuant à l'aménagement du territoire, les participations visées à l'article 16 du cahier des charges.

(2) La collectivité peut exercer la maîtrise d'ouvrage des branchements s'ils sont réalisés en même temps qu'une extension dont elle est maître d'ouvrage. Le concessionnaire, qui dans tous les cas aura à fournir et raccorder les appareils de mesure et de contrôle définis à l'article 19 du cahier des charges facturera ses prestations au coût réel des travaux.

(3) Les branchements sont définis à l'article 15 du cahier des charges de concession. "

2.7 L'économie de la concession

2.7.1 La tarification de l'acheminement et de la fourniture

L'article 1 du cahier des charges en vigueur prévoit que « le concessionnaire est autorisé à percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge ».

Les modalités de tarification du service sont décrites aux articles 26 à 29 du cahier des charges.

La tarification obéit aux principes d'égalité de traitement et de péréquation tarifaire sans distinction de l'activité du concessionnaire, entre la gestion du réseau de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

2.7.2 Les redevances de concession

L'article 4 du cahier des charges prévoit le versement par le concessionnaire de redevances à l'autorité concédante « en contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations

dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la présente concession ».

Cette redevance a pour objet de faire financer par le prix du service rendu aux usagers et par l'impôt :

- Des frais entraînés, pour l'autorité concédante, par l'exercice du pouvoir du concédant ;
- Une partie des dépenses effectuées par celle-ci sur les réseaux électriques.

Cette redevance comporte deux parties :

- **La redevance de « fonctionnement » (R1)** qui vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission :
 - Contrôle de la bonne exécution du contrat de concession
 - Conseils donnés aux usagers pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs
 - Règlement des litiges entre les usagers et le concessionnaire
 - Coordination des travaux du concessionnaire et de ceux de voirie et des réseaux
 - Etudes générales sur l'évolution du service concédé
- **La redevance d'« investissement » (R2)** qui représente chaque année N une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2 :

Cette redevance n'appelle pas d'observations juridiques.

2.7.3 La redevance d'occupation du domaine public

Pour le calcul de cette redevance, le cahier des charges renvoie aux dispositions de la loi du 1er août 1953 fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité et de gaz, par les lignes ou canalisations particulières d'énergie électrique et de gaz.

2.7.4 Les conditions de révision du contrat

L'article 2 de la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, les cas dans lesquels les parties devront se rencontrer en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle, sont énumérés :

- De manière systématique, tous les cinq ans ;
- En cas d'urgence, dans la période suivant la précédente rencontre quinquennale, d'au moins l'un des éléments ci-après :
 - Variation de plus de 25% du volume des ventes effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;

- Variation de plus de 30% sur le territoire de la concession, du prix moyen de vente de kWh de l'une au moins des trois catégories de fournitures : sous faible, moyenne ou forte puissance
- En cas de publication d'un nouveau cahier des charges
- En cas de modification substantielle du cadre législatif et réglementaire de la distribution publique d'électricité

Les conditions de mise en œuvre de cette clause sont relativement précises.

Sans préjudice de l'appréciation du juge en cas de contentieux, il pourrait être soutenu que dans l'hypothèse où les concessions de distribution d'électricité se trouvaient soumises aux règles du code de la commande publique relatives à l'exécution des contrats de concession, la clause de revoyure pourrait entrer dans l'une des hypothèses de modification du contrat (article L.3135-1 et suivants du code de la commande publique).

2.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement

2.8.1 Les obligations du concessionnaire

2.8.1.1 AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS

Le concessionnaire est tenu dans le cadre du contrat, vis-à-vis du concédant, aux obligations financières associées au renouvellement des ouvrages concédés :

- L'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe ;
- L'obligation de constituer des droits du concédant pour la comptabilisation des biens mis en concession à titre gratuit (biens en provenance du concédant ou de tiers), correspondant à une obligation de restitution du concessionnaire à l'issue du contrat

Celles-ci sont décrites à l'article 10 du cahier des charges en vigueur :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique "immobilisations du domaine concédé" 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. »

Le concessionnaire déclare ne pas procéder à l'amortissement industriel du financement du concédant (pas de constitution d'une dette potentielle envers celui-ci) des canalisations BT et postes HTA/BT situés sur les communes relevant du régime d'électrification rurale.

Le concessionnaire méconnaît les stipulations contractuelles de l'article 10 du cahier des charges de concession en vigueur, de constituer l'amortissement industriel de l'ensemble des biens concédés.

2.8.1.2 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

Le renouvellement des ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité incombe au concessionnaire.

L'article 10 du cahier des charges prévoit que le concessionnaire est tenu de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées.

La provision pour renouvellement dotée par le concessionnaire est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement de l'ouvrage. Cette dernière est déterminée par application, à la valeur historique, d'indices tenant compte des évolutions des techniques, des coûts de construction et des prix des matériels.

Effectuées pour le compte du concédant, les provisions pour renouvellement viennent en déduction des résultats de l'entreprise, sont dotées au cours de chaque exercice en fonction du coût prévisionnel de remplacement à l'identique de l'immobilisation devant être renouvelée pendant la durée de la concession.

La provision pour renouvellement est calculée pour un montant égal à la différence entre le coût estimé de remplacement et le coût d'achat du bien.

Au niveau national, le nouveau modèle de cahier des charges établi par l'accord cadre FNCCR France Urbaine Enedis et EDF de décembre 2017 prévoit l'abandon des dotations aux provisions pour renouvellement, en contrepartie de garanties d'investissements à moyen et long termes (élaboration d'un schéma directeur et de plans pluriannuels des investissements).

Les avis des entreprises locales de distribution sont partagés entre le maintien des dotations aux provisions autorisant des déductions fiscales, et leur abandon pour éviter de s'exposer aux risques fiscaux inhérents à une mauvaise utilisation/gestion de ces fonds.

Certaines entreprises locales de distribution continuent à doter des provisions sur la base de travaux prévus à courts termes sur les exercices suivants dans le cadre d'un plan de renouvellement des ouvrages, avec l'accord des services fiscaux locaux.

Le concessionnaire ne dote plus de provisions pour le renouvellement des ouvrages, depuis une série de contrôles fiscaux entrepris entre 1976 et 2003 et une série d'arrêtés du Conseil d'Etat et de la Cour administrative d'appel de Nancy³.

Le concessionnaire déclare ne procéder à la constitution de provisions pour renouvellement qu'à hauteur de 20% de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des canalisations BT et postes HTA/BT situés sur les communes relevant du régime d'électrification rurale.

Le concessionnaire ne respecte pas les obligations, décrites à l'article 10 du cahier des charges de concession, de constituer les provisions pour renouvellement de l'ensemble des biens concédés.

2.8.2 Le devenir des provisions pour renouvellement en fin de contrat

L'article 31 du cahier des charges prévoit que :

- En cas de renouvellement de la concession, le concessionnaire remette au concédant l'excédant éventuel des provisions constituées :

³ Conseil d'Etat, 9 / 7 SSR, du 1^{er} avril 1992, 64738, recueil Lebon *; Cour Administrative d'Appel de Nancy du 08 novembre 2001, Tribunal administratif de Besançon du 28 juin 2002

« En cas de renouvellement de la concession, l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante, qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense. »

- En cas de non renouvellement ou de résiliation de la concession, le concessionnaire reverse le solde des provisions constituées complété des amortissements constitués dans la proportion de la participation du concédant :

« le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

Et l'article 32 du cahier des charges prévoit que soit annexé au compte rendu annuel du concessionnaire *« l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages de la concession, ainsi que la valeur des ouvrages concédés, dont la partie non amortie »*.

Néanmoins la Cour des Comptes précise, dans la partie dédiée aux concessions de distribution d'électricité de son rapport général de 2013, les modalités de constitution des provisions et leur devenir en fin de contrat :

- Les provisions sont constituées par concession et par ouvrage, sur leur durée de vie comptable, en prenant en compte la différence entre la valeur d'origine de l'ouvrage et sa valeur de remplacement à l'identique, estimée à partir de l'évolution des coûts et des techniques
- La politique de renouvellement d'ERDF (devenue Enedis) ne tient en réalité pas compte de la constitution de ces provisions et de leur montant : un ouvrage est renouvelé dès lors qu'il est défectueux, et un ouvrage n'est pas renouvelé du seul fait qu'une provision a été constituée à cet effet s'il est en bon état
- La loi autorise la constitution de provisions dans la perspective d'un changement de concessionnaire ou d'une reprise en régie de ces concessions, changement que la loi du 10 février 2000 rend par ailleurs impossible
- Bien que ce ne soit pas possible dans le cadre juridique actuel, à l'occasion d'un renouvellement du contrat de concession, les provisions constitueraient bien une dette vis-à-vis du concédant si celui-ci venait à choisir un autre concessionnaire.

2.9 La fin de contrat

2.9.1 Les enjeux

La situation de monopole d'Enedis pour la distribution publique d'électricité limite l'impact des opérations de fin de contrat. Cela se traduit par des clauses peu nombreuses portant sur ces modalités.

Dans le cas présent, ces opérations revêtent néanmoins une importance particulière pour la préparation du renouvellement du contrat.

L'article 31 du cahier des charges en vigueur prévoit : *« Un an au moins avant le terme de la concession, les deux parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exploitation du service public de distribution d'électricité. »*

2.9.2 Les modalités

En cas de non-renouvellement ou de résiliation de la concession par l'autorité concédante :

- Le concessionnaire est tenu de remettre les ouvrages et le matériel « *en état normal de service* »
- Le concessionnaire reçoit de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement
- Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur des ouvrages, complétés des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant

Le cahier des charges préconise la réévaluation de la valeur non amortie des ouvrages au taux moyen des obligations (TMO), correspondant à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, constituait une bonne approximation du taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.

Une décision récente de la Cour Administrative d'Appel de Nancy⁴ a examiné la légalité de cette clause prévoyant la réévaluation au TMO de l'indemnité en cas de résiliation anticipée du contrat, en statuant sur un recours en contestation de validité contre un avenant modifiant les clauses du contrat de concession entre la Communauté urbaine du Grand Nancy et Enedis.

La Cour ne conteste pas l'utilisation du TMO mais elle limite le montant de l'indemnité due en cas de résiliation ou de non renouvellement à la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession :

« 29. Si les parties à un contrat administratif peuvent déterminer l'étendue et les modalités des droits à indemnité du cocontractant en cas de résiliation du contrat pour un motif d'intérêt général, sous réserve qu'il n'en résulte pas, au détriment d'une personne publique, une disproportion manifeste entre l'indemnité ainsi fixée et le préjudice subi, la fixation des modalités d'indemnisation de la part non amortie des biens de retour dans un contrat de concession obéit, compte tenu de la nature d'un tel préjudice, à des règles spécifiques.

30. Lorsque la convention arrive à son terme normal ou que la personne publique la résilie avant ce terme, le concessionnaire est fondé à demander l'indemnisation du préjudice qu'il subit à raison du retour des biens à titre gratuit dans le patrimoine de la collectivité publique, en application des principes énoncés au point 19, lorsqu'ils n'ont pu être totalement amortis, soit en raison d'une durée du contrat inférieure à la durée de l'amortissement de ces biens, soit en raison d'une résiliation à une date antérieure à leur complet amortissement. Lorsque l'amortissement de ces biens a été calculé sur la base d'une durée d'utilisation inférieure à la durée du contrat, cette indemnité est égale à leur valeur nette comptable inscrite au bilan. Dans le cas où leur durée d'utilisation était supérieure à la durée du contrat, l'indemnité est égale à la valeur nette comptable qui résulterait de l'amortissement de ces biens sur la durée du contrat. Si, en présence d'une convention conclue entre une personne publique et une personne privée, il est loisible aux parties de déroger à ces principes, l'indemnité mise à la charge de la personne publique au titre de ces biens ne saurait en toute hypothèse excéder le montant calculé selon les modalités précisées ci-avant. »

⁴ CAA Nancy du 08 décembre 2020, 3^{ème} chambre, n°20NC00843, Inédit au recueil Lebon, (considérants n°29 à 39)

34. En deuxième lieu, ainsi qu'il a été dit au point 30, il est loisible aux parties de déterminer comme elles l'entendent l'étendue et les modalités des droits à indemnité du concessionnaire au titre du préjudice qu'il subit à raison du retour des biens à titre gratuit dans le patrimoine du concédant, sous réserve que l'indemnité qui en résulte n'excède en aucun cas la valeur nette comptable de ces biens, laquelle correspond exactement au montant de ce préjudice. Dès lors, la référence au TMO pour le calcul de l'indemnité, quand bien même cet indice serait dépourvu de tout lien avec les comptes spécifiques de la concession, n'est pas par elle-même de nature à rendre illégale la clause contestée.

35. En troisième lieu, les requérants font valoir que la réévaluation des financements du concessionnaire selon l'indice TMO ne compense aucun préjudice, dès lors que ces coûts de financement sont déjà pris en compte, année après année, par les tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité. Toutefois, cette réévaluation ne correspond pas à l'indemnisation d'un préjudice distinct de celui subi par le concessionnaire à raison du retour des biens à titre gratuit dans le patrimoine du concédant, mais un simple élément de calcul de ce préjudice. En outre, pour la même raison que celle indiquée au point précédent, la prise en compte de cet élément n'est pas par elle-même de nature à rendre illégale la clause contestée.

36. En quatrième lieu, les requérants font valoir que l'application de la clause contestée peut avoir pour résultat de fixer l'indemnité à un montant qui serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, manifestement disproportionné, de nature à dissuader le concédant de prononcer la résiliation de la concession, et constitutif d'une libéralité. Ce vice est en rapport direct avec l'intérêt lésé dont ils se prévalent en leur qualité de contribuables locaux.

37. Les requérants fournissent une simulation faisant apparaître, en cas de fin du contrat à la date du 31 décembre 2015, une indemnité de 71,4 millions d'euros, supérieure à la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, d'un montant de seulement 61,2 millions d'euros. Cette estimation n'est pas contestée par la métropole du Grand Nancy, et elle ne l'est pas sérieusement par la société Enedis, laquelle s'est bornée, dans son argumentation à la date de la clôture d'instruction, à évoquer une indemnité de 43 millions d'euros pour une valeur nette comptable des ouvrages de 124 millions d'euros, mais au titre d'une année différente, 2016 en l'occurrence, et sans préciser son calcul ni apporter d'élément pour étayer ses chiffres. Par ailleurs, eu égard à ce qui a été dit aux points 30 et 32, la société Enedis ne peut pas utilement faire valoir que la validité de la clause contestée serait justifiée par l'équilibre global découlant des spécificités de la distribution électrique et du caractère sui generis des contrats de concession conclus localement. Dans ces conditions, en l'absence de tout élément contraire versé au dossier à la date de la clôture d'instruction, les requérants sont fondés à soutenir que l'application de la clause contestée peut avoir pour résultat de fixer l'indemnité à un montant qui serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession. »

La Cour administrative d'appel de Nancy a donc estimé qu'une clause ne limitant pas le montant de l'indemnité due en cas de résiliation ou de non-renouvellement de la concession à la valeur nette comptable des biens était illégale.

Cet arrêt a fait l'objet par Enedis d'un pourvoi en cassation devant le Conseil d'Etat qui s'est ensuite désistée de son action au cours de l'été 2021. La décision de la Cour peut donc être considérée comme définitive.

La rédaction de l'article 31 du contrat de concession de concession en vigueur jusqu'à fin 2019, ainsi que la rédaction de l'article 49B du nouveau contrat ayant pris effet au 1^{er} janvier 2020 ne prévoient pas de plafond à la valeur nette comptable. La rédaction actuelle de l'article 49B du nouveau contrat de concession est donc susceptible d'affecter la régularité de cette clause.

2.9.3 L'indemnisation du concessionnaire

L'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat correspond à une créance liée à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire.

Plus précisément, l'indemnisation correspond au montant que le futur concessionnaire devra éventuellement payer au concessionnaire actuel en fin de concession.

Il est calculé par la formule suivante, les provisions pour renouvellement non constituées devant être restituées au concédant :

Indemnisation du concessionnaire : = Valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire - Amortissement industriel des financements du concédant - Provisions pour renouvellement non utilisées
--

Le montant de l'indemnisation de fin de contrat est égal à la valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire, après déduction de l'amortissement industriel des financements du concédant et du stock des provisions pour renouvellement.

En cas de renouvellement, le cahier des charges prévoit que « *l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations* » est remis à l'autorité concédante, qui a « *l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de tout autre dépense* ».

3 LES CARACTERISTIQUES PHYSIQUES DU PATRIMOINE CONCEDE

3.1 Description générale

Le réseau d'alimentation générale d'électricité est composé de réseaux de très haute tension (THT : 400 kV ou 225 kV) et de haute tension (HTB : 90 kV ou 63 kV) utilisés par le réseau public de grand transport, d'interconnexion et de répartition de l'électricité. Il dessert les réseaux de distribution publique via les postes sources et alimente les gros clients industriels.

La gestion des réseaux d'électricité est confiée, par l'article 2 de la loi du 10 février 2000 :

- d'une part, au gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute et de très haute tension, propriété de RTE EDF Transport, filiale d'EDF à 100%,
- d'autre part, aux gestionnaires des réseaux de distribution qui exploitent les réseaux de moyenne tension (HTA) et de basse tension (BT), propriété des communes, confiés à Enedis (pour 95% du territoire métropolitain continental), filiale d'EDF à 100%, et à des entreprises locales de distribution telles que la SICAE Est faisant l'objet sur la Haute-Saône du contrat DSP avec l'Etat pour la partie des départs HTA transfrontaliers.

Les communes se sont regroupées en syndicats intercommunaux, ou départementaux, comme le Syndicat Intercommunal de la Haute Saône. Le réseau de distribution (HTA et BT) est propriété du syndicat pour le compte des communes adhérentes.

La loi du 7 décembre 2006 a donné aux collectivités le rôle d'autorité concédante pour la distribution et la fourniture d'électricité (ou autorité organisatrice de la distribution d'électricité). Au 1^{er} janvier 2008, les activités de fourniture et de réseaux au sein d'EDF ont été séparées et matérialisées par la création d'ERDF, filiale dédiée à la distribution.

Le SIED70 a délégué l'exploitation du réseau de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés à EDF GDF SERVICES FRANCHE-COMTE NORD (devenu depuis Enedis et EDF Branche Commerce), sous la forme d'une concession de service public, pour le compte de 419 communes adhérentes, signée le 30 novembre 1995 pour une durée de 30 ans.

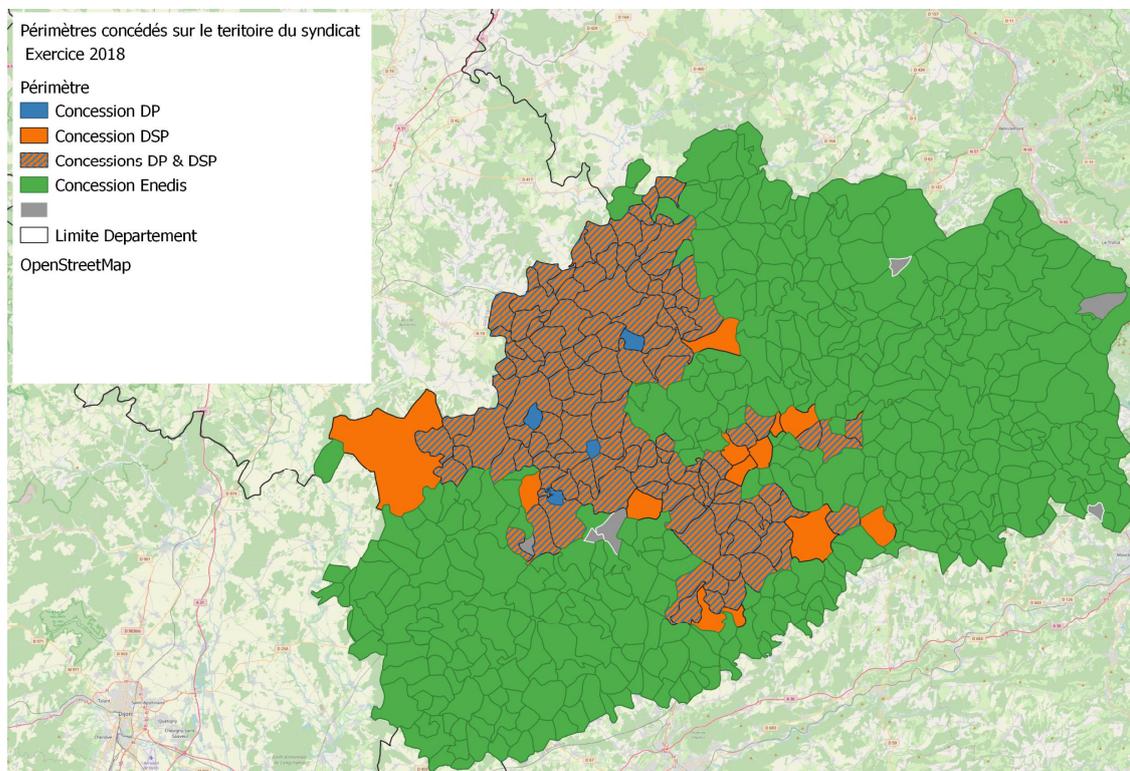
La particularité du territoire faisant l'objet du contrôle réside dans le fait qu'une délégation de service public de type concessif a été signée entre l'Etat et la SICAE Est pour les ouvrages HTA d'amenée de l'électricité depuis les sources d'alimentation générale vers les communes (indiquée DSP dans le présent rapport).

Ainsi, plusieurs périmètres concessifs cohabitent sur le même département de la Haute-Saône :

- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et la SICAE Est (125 communes)
- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et Enedis-EDF (419 communes)
- La concession DSP de Distribution aux Services Publics de l'énergie électrique signée entre l'Etat et la SICAE Est (133 communes) regroupant des réseaux HTA et des postes HTA/BT, et s'étendant notamment sur le territoire de 121 communes dont les réseaux de distribution publique sont concédés par le SIED70 à la SICAE Est et 12 communes dont les réseaux de distribution publique sont concédés par le SIED70 à Enedis

3.2 Le périmètre des ouvrages exploités par Enedis et la SICAE Est

Les périmètres sur lesquels Enedis et la SICAE Est exploitent des ouvrages sont représentés sur la carte suivante :



3.3 Les ouvrages de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est

Les ouvrages appartenant à l'Etat et exploités par la SICAE Est, n'étant pas intégrés au patrimoine concédé du réseau DP entre le SIED70 et la SICAE Est :

- Relèvent exclusivement de la tension HTA ;
- Sont principalement des lignes de bouclage ;
- Incluent les postes de transformation HTA/BT comprenant le bâti et les tableaux HTA associés ;
- Desservent une concession DP ou alimentent des points de livraison privés.

Les réseaux HTA issus d'un poste source relèvent de la concession DSP, a minima jusqu'au premier poste HTA/BT. Un réseau bouclé relève de la concession DSP.

Si dans le cadre de travaux de structure, un réseau - qui initialement ne desservait qu'une commune et relevait de la concession DP - est destiné à alimenter plusieurs communes, il relèvera après travaux de la concession DSP.

Lors de la création de nouveaux ouvrages, leur répartition entre les concessions DSP et DP se réalise en fonction des configurations rencontrées :

- Raccordement d'un poste HTA/BT sur un réseau DSP / DP existant
- Raccordement de postes privés sur un réseau DSP / DP existant

- Renouvellement d'ouvrages DSP ou DP à structure identique / avec modification de structure
- Travaux de bouclage

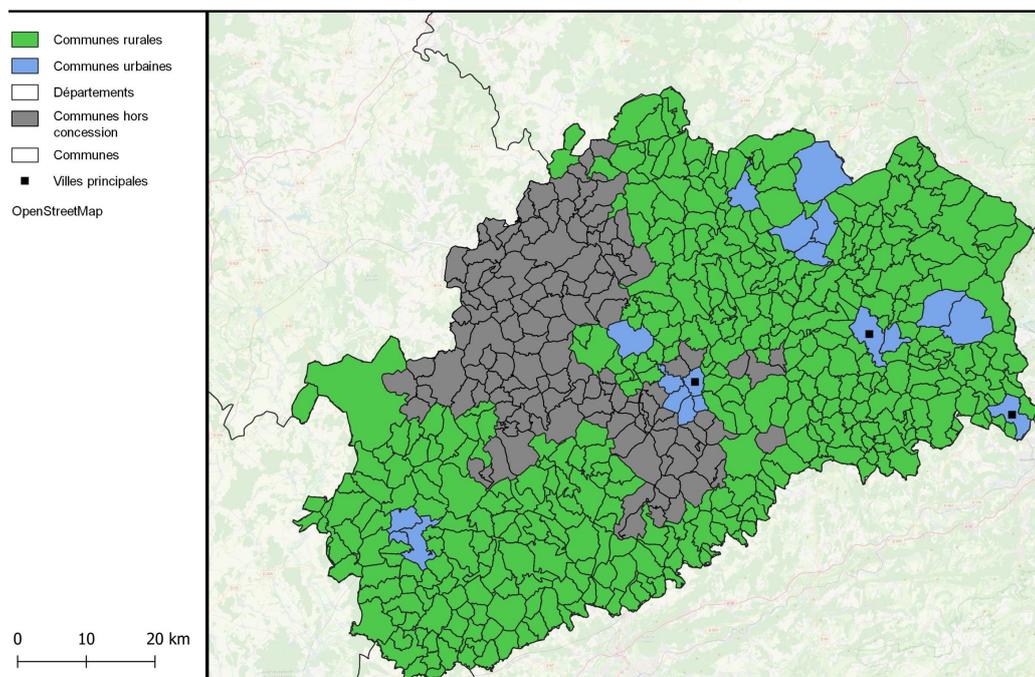
3.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et Enedis

Les réseaux de distribution concédé par le SIED70 à Enedis sont alimentés par 27 postes sources HTB/HTA, dont 12 postes sources situés sur le territoire concédé et desservent les usagers finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (particuliers, tertiaire, TPE-TPI).

Fin 2019, le réseau de distribution publique comprend 3 123 km de réseaux HTA, 3 326 postes HTA/BT et 3 291 km de réseaux BT qui alimentent 123 823 points de livraison en soutirage et 2 176 points de livraison en injection répartis sur les 419 communes du territoire concédé :

Caractéristiques générales des réseaux de distribution exploités par Enedis en Haute-Saône - Année 2019 -	Concession DP du SIED70
Nb communes du département	539
Nb communes du périmètre concédé	419
Dont communes en régime d'électrification rural	400
Dont communes en régime d'électrification urbain	19
Nb postes sources alimentant la concession	27
Nb postes sources sur la concession	12
Puissance postes sources (MVA)	1 310
Population municipale de la concession	210 968
Nombre de points de livraison en soutirage	123 823
Nombre de points de livraison en injection	2 176
Longueur du réseau HTA (mètres)	3 123 375
Nb postes HTA/BT	3 326
Longueur du réseau BT (mètres)	3 291 025
Longueur du réseau HTA + BT (mètres)	6 414 400

Régime d'électrification des communes (FACE)



3.5 Les postes sources

3.5.1 Régime de propriété

Les postes sources sont la propriété d'Enedis en application de l'article 36-II de la loi du 9 août 2004, reprise à l'article L322-4 du Code de l'énergie :

« Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1er janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés. Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, ..., est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite ».

Les postes sources sont considérés comme des biens propres au contrat de concession DP du SIED70.

3.5.2 Caractéristiques

Les postes HTB/HTA sont les points de frontière et d'interface entre le réseau public de transport exploité par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), et le réseau de distribution publique d'électricité exploité par le gestionnaire du réseau de distribution (Enedis) :

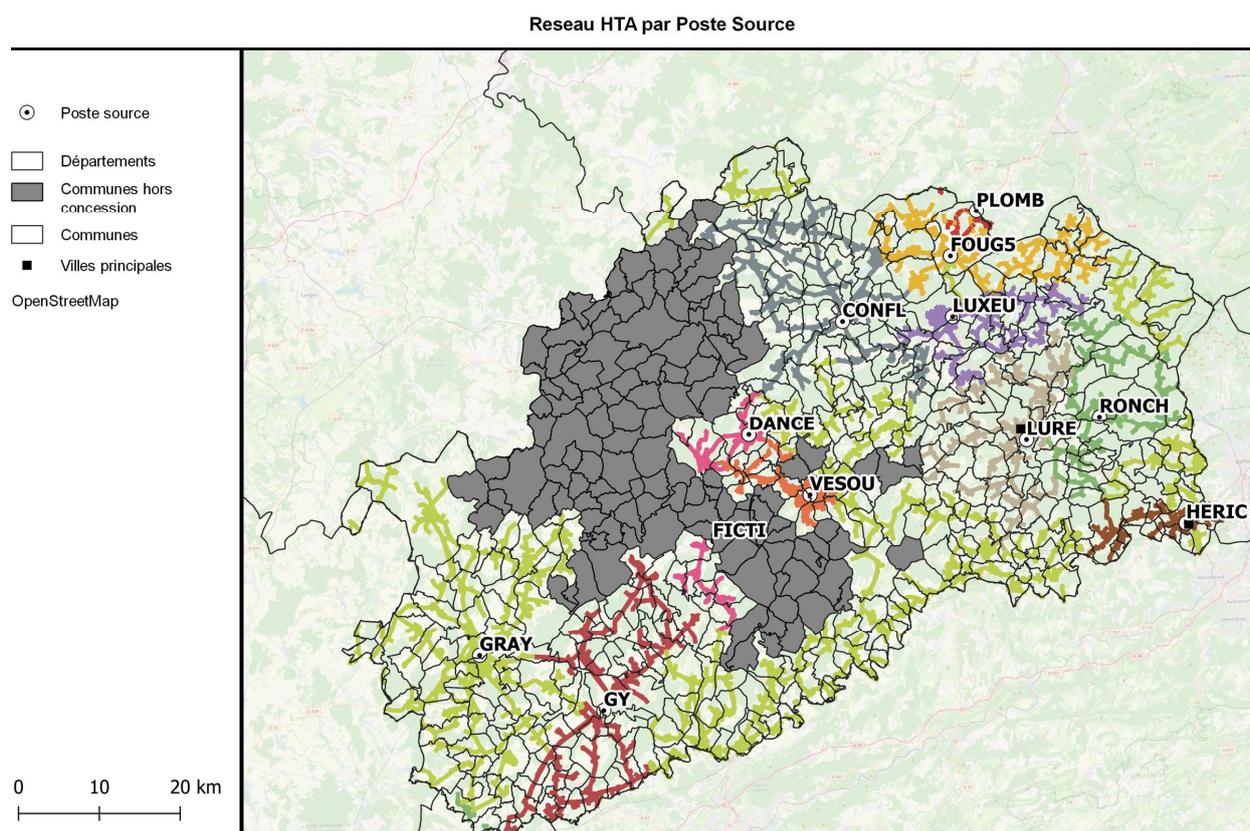
Au total, 27 postes sources exploités par Enedis desservent la concession DP de Haute-Saône :

Code INSEE	Commune	Nombre de transformateurs de puissance	Puissance installée totale couplage HTA ouvert (MVA)	Tension primaire HTB (kV)	Tension secondaire HTA (kV)
25003	ABBENANS	2	40	63	20
90004	ARGIESANS	2	56	63 / 20	15 / 20
21038	AUXONNE	2	40	63	20
88029	BAINS-LES-BAINS	2	40	63	20
25047	BAUME-LES-DAMES	2	40	63	20
25057	BETHONCOURT	3	50	63	20
52060	BOURBONNE-LES-BAINS	1	20	63	20
70168	CONFLANS-SUR-LANTERNE	2	40	63	20
70421	PORT-SUR-SAONE	2	72	63	20
88065	BONVILLET	2	40	63	20
90010	BELFORT	3	92	63	15
70387	NOIDANS-LE-FERROUX	1	36	63	20
70245	FOUGEROLLES	2	72	63	20
25265	GENEUILLE	2	40	63	20
90052	GIROMAGNY	1	20	63	20
70026	ARC-LES-GRAY	3	76	63	20
70282	GY	2	40	63	20
70285	HERICOURT	2	40	63	20
70310	LURE	3	60	63	20
70311	LUXEUIL-LES-BAINS	2	40	63	20
70245	FOUGEROLLES	2	40	63	20
70429	PUSY-ET-EPENOUX	1	20	63	20
70451	RONCHAMP	2	40	63	20
88468	LE THILLOT	2	72	63	20
21556	SAINT-LEGER-TRIEY	2	40	63	20
70550	VESOUL	2	72	63	20
21383	FONTENELLE	2	72	63	20

La puissance totale installée des 27 postes sources est de 1310 MVA.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire de transmettre la puissance maximale appelée à température minimale de base (Ptmb) par transformateur HTB/HTA, température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour par an, toutes productions décentralisées découplées.

La carte des réseaux HTA desservis par les postes source situés dans le périmètre concédé :



Les principales fonctions des postes HTAB/HTA sont :

- Transformer le niveau de tension du réseau HTB (225 kV et 63 kV) vers le réseau de moyenne tension HTA (20 kV) et réciproquement
- Protéger le réseau HTA
- Gérer de l'information tarifaire
- Contribuer à l'équilibre du système électrique national et européen, et assurer la régulation de la puissance réactive

Les composants des postes HTAB/HTA sont :

- Un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA
- Un ou plusieurs jeux de barres et disjoncteurs HTB :
 - Ceux exploités par RTE faisant partie intégrante du réseau public de transport et permettant sa protection et sa reconfiguration

- Ceux exploités par le gestionnaire du réseau de distribution, qui permettent la protection des transformateurs HTB/HTA
- Un ou plusieurs jeux de barres HTA, appelés demi-rames, comprenant notamment les disjoncteurs de tête des départs HTA
- Des systèmes auxiliaires (alimentation, sécurité intrinsèque)

Plusieurs technologies et matériels coexistent, de la technologie de relayage électromécanique à la technologie « tout numérique ».

3.5.3 Niveau de tension secondaire

Les postes sources desservent les départs HTA de la concession en 20 kV, à l'exception postes situés sur les communes d'ARGIESANS et de BELFORT qui utilisent l'ancien palier de tension de 15 kV.

Des départs alimentés en 15 kV desservent le secteur de Vesoul et concernent 68 postes HTA/BT de distribution publique, soit 2,1% des postes de transformation de la concession.

En France, conformément à la note NOI-RES_07E d'Enedis du 01/03/2017, le niveau de tension en HTA est de 20 kV entre phases ce qui permet d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes source existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer, notamment en zone rurale nécessitant des départs longs.

La note d'Enedis indique également qu'il restait à fin 2004, au niveau national, environ 11% du réseau HTA exploité en 15 kV ou sous une tension historique inférieure.

Interrogé à ce sujet lors de l'audit, Enedis n'envisage pas de travaux de changement de tension en 20 kV dans ce secteur à court – moyen termes.

L'utilisation de l'ancien palier de tension 15 kVA n'a pas d'impact négatif sur la qualité de tension des départs de faibles longueurs du secteur de Vesoul.

3.5.4 Schéma d'exploitation

Le concessionnaire n'a pas précisé le schéma d'exploitation du réseau HTB. Il conviendra d'obtenir les précisions nécessaires à ce sujet lors des prochains contrôles.

3.5.5 Régime de protection

Le régime de protection des postes sources majoritairement utilisé est celui du neutre compensé (impédance variable en continu en fonction des caractéristiques du réseau).

Cette technique de protection du réseau est notamment préconisée pour satisfaire les contraintes liées à l'accroissement de la mise en souterrain des réseaux et à l'évolution des caractéristiques des départs HTA.

La mise en œuvre du régime neutre compensé permet de limiter la valeur du courant de défaut monophasé à 40 A, les valeurs des prises de terre étant conservées sur les réseaux. Ceci a notamment pour effet de diminuer les creux de tension, les coupures brèves et les micro-coupures.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire de fournir la liste des postes sources disposant d'un régime de protection en neutre compensé.

3.5.6 Contrôle commande

Le concessionnaire engage régulièrement des investissements pour le renouvellement du contrôle commande des postes HTB/HTA, avec la mise en œuvre du palier de contrôle commande numérique (PCCN), permettant notamment de répondre aux nouveaux besoins liés au déploiement des productions d'électricité décentralisée et du smart grid.

Avec le palier numérique, lorsqu'un défaut réseau survient sur un départ dont la protection numérique s'est déclarée hors-service, l'arrivée donne un ordre d'ouverture, en secours, au disjoncteur du départ concerné. Ainsi la non-distribution d'électricité est limitée à un seul départ.

Au contraire, sur les paliers de technologie plus ancienne, la défaillance des protections d'un départ entraîne en cas de défaut réseau, l'ouverture du disjoncteur de l'arrivée privant ainsi d'électricité une demi-rame entière.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire de fournir la liste des postes sources disposant d'un contrôle commande numérique.

3.5.7 Taux d'utilisation

Le concessionnaire ne communique pas les taux d'utilisation des postes sources. Il s'agit d'une position nationale de l'entreprise que les interlocuteurs locaux refusent de déroger.

3.5.8 Capacités affectées et disponibles

Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de Franche-Comté (S3REnR) a été approuvé en 2014. Il définit les ouvrages du réseau électrique à renforcer ou à créer pour mettre à disposition des capacités de raccordement pour la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En décembre 2019, le Préfet de Région a demandé à RTE de mettre en œuvre la procédure de révision du S3REnR de la région Bourgogne-Franche-Comté, pour laquelle une concertation préalable du public a été ouverte en janvier 2021.

Le projet de révision du schéma sera élaboré par RTE en concertation avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution de la Région (Enedis et la SICAE Est), et après récolte des projets potentiels auprès des acteurs du territoire afin de définir les travaux nécessaires à l'atteinte des objectifs et les capacités réservées.

Et conformément à l'article L321-7 du Code de l'énergie, la capacité globale du S3REnR révisé devra prendre en compte l'ambition 2030 de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies dans la région.

Les capacités d'accueil des postes sources déterminées par RTE pour le raccordement aux réseaux de distribution publique d'électricité des installations de production d'électricité sont les suivantes :

Libellé poste HTB/HTA	S3REnR	Taux d'affectation des capacités réservées	Puissance EnR déjà raccordée (MVA)	Puissance des projets EnR en développement (MVA)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MVA)	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR (MVA)	Quote-Part unitaire actualisée (k€/MW)	Puissance des projets en développement du S3REnR en cours (MVA)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, restante sans travaux sur le poste source	Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR (MVA)
ABBENANS	FRANCHE-COMT	76%	46,2	0,4	0,2	45	15,8	0,3	0	45,1
ARGIESANS	FRANCHE-COMT	76%	0,7	0,3	0,9	1	15,8	0,1	0,9	1,2
AUXONNE	BOURGOGNE	87%	2,5	0	0	0,5	29,8	0	11,4	12
BAINS-LES-BAINS	LORRAINE	65%	2,8	21,7	0	21,9	21,8	21,5	0	23,9
BAUME-LES-DAMES	FRANCHE-COMT	76%	64	1,4	0	57,1	15,8	1,2	0	58,8
BETHONCOURT	FRANCHE-COMT	76%	0,5	0	2	2	15,8	0	2	2
BOURBONNE	CHAMPAGNE-AR	114%	3,3	13,7	0	14,2	55,2	13,3	0	15,4
CONFLANS	FRANCHE-COMT	76%	3	0,1	0,8	2	15,8	0	0,8	2,1
LA DANCE	FRANCHE-COMT	76%	0,8	2,5	0,5	3	15,8	2,5	0,5	3
DARNEY	LORRAINE	65%	10,2	11,9	3,9	15,5	21,8	11,1	3,9	17,6
ESSERT	FRANCHE-COMT	76%	0,5	0	1	1	15,8	0	1	1
FOUGEROLLES	FRANCHE-COMT	76%	2,2	0,1	1,8	2	15,8	0,1	1,8	2
GENEUILLE	FRANCHE-COMT	76%	3,2	0,7	1,1	2	15,8	0,7	1,1	2
GIROMAGNY	FRANCHE-COMT	76%	0,6	0	1	1	15,8	0	1	1
GRAY	FRANCHE-COMT	76%	8,5	65,9	2,7	67,6	15,8	64,1	0	69,6
GY	FRANCHE-COMT	76%	3,2	1,1	0	2	15,8	1	0	3
HERICOURT	FRANCHE-COMT	76%	0,7	0,6	0,6	1	15,8	0,4	0,6	1,2
LURE	FRANCHE-COMT	76%	1,6	1	1,7	3	15,8	0,9	1,7	3,1
LUXEUIL	FRANCHE-COMT	76%	1,5	0	1,5	2	15,8	0	1,5	2
MARCILLY	BOURGOGNE	87%	45,9	24,2	2,3	66	29,8	24,1	0	66,2
PLOMBIERES	FRANCHE-COMT	76%	1,1	0	0	0,1	15,8	0	0	0,1
PUSY	FRANCHE-COMT	76%	1,2	0,7	0	1	15,8	0,7	0	1,4
RONCHAMP	FRANCHE-COMT	76%	1,2	0	0,9	0,9	15,8	0	0,9	0,9
LE THILLOT	LORRAINE	65%	3,7	0	0	0,1	21,8	0	0	0,1
TRIEY	BOURGOGNE	87%	13,8	26,9	0,6	37,8	29,8	26,9	0	37,8
VESOUL	FRANCHE-COMT	76%	0,8	34,1	0	34,1	15,8	34,1	0	34,1
TOTAL			223,7	207,3	23,5	383,8	510,57	203	29,1	406,6

A fin septembre 2021, la capacité d'accueil en injection des postes sources réservée R, restante sans travaux sur le poste source, est égale à 29,1 MVA sur les postes sources exploités par Enedis.

La puissance des projets EnR en file d'attente hors S3REnR (406,6 MVA) majorée de la capacité réservée du S3REnR inscrite (383,8 MVA) est de 790,4 MVA.

Et la capacité d'accueil réservée du S3REnR restante sans travaux sur les postes sources est de 29,1 MVA.

Les projets de production EnR sont soumis au paiement d'une quote-part du S3REnR égale à 15,8 k€/MW (Franche-Comté), 29,8 k€/MW (Bourgogne), 21,8 k€/MW (Lorraine) ou 55,2 k€/MW (Champagne-Ardenne) devant être versée par les producteurs afin de contribuer au financement des investissements de création d'ouvrages engagés par les gestionnaires du réseau de distribution. Les investissements supplémentaires supportés par les GRD sont financés par le TURPE.

Le S3REnR de Franche Comté présente un taux d'affectation des capacités réservées de 76%.

Le concessionnaire a remis les caractéristiques techniques des postes sources.

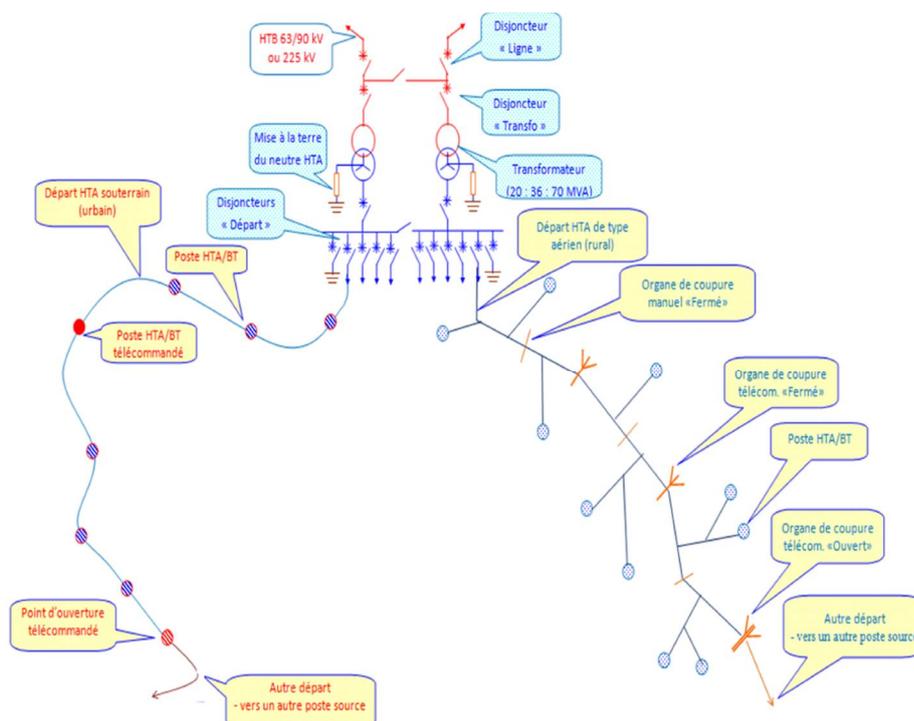
Celles-ci nécessiteraient néanmoins d'être davantage détaillées en précisant les modalités d'exploitation des postes, ainsi que les régimes de protection et de commande.

3.6 Le réseau HTA

3.6.1 Structure

Le réseau haute tension (HTA) est constitué par l'ensemble des départs issus des postes sources desservant les postes HTA des usagers raccordés en HTA ainsi que les postes HTA/BT alimentant le réseau BT.

La majorité de postes HTA/BT de la concession situés en territoires urbains sont alimentés en coupure d'artère (partie gauche). La structure des réseaux HTA des territoires ruraux est représentée à droite :



3.6.2 Typologies

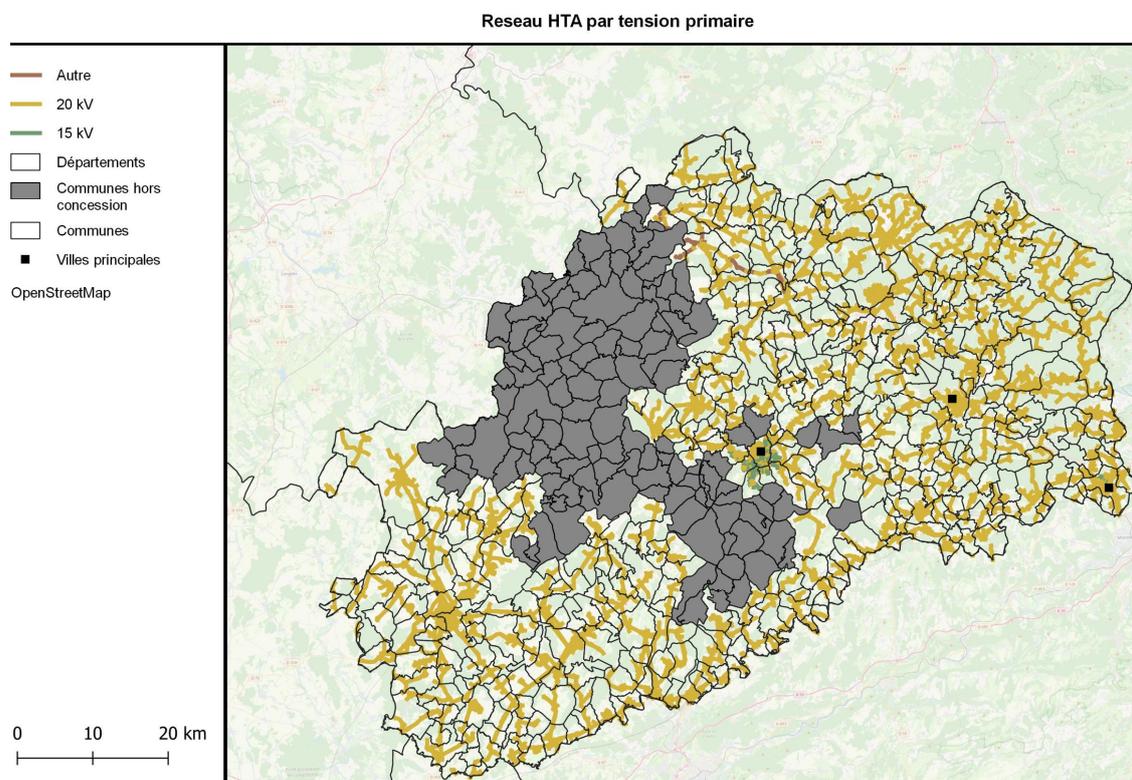
A fin 2019, les réseaux HTA exploités par Enedis sur le département de la Haute-Saône ont une longueur de 3 123 km.

Typologie des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2017	2018	2019	% linéaire total
Aérien nu	1 822,8	1 812,2	1 802,3	57,7%
Aérien torsadé	18,4	18,3	18,2	0,6%
Souterrain	1 253,8	1 274,8	1 302,9	41,7%
Linéaire total	3 095,0	3 105,3	3 123,4	
Evolution n/n-1		+0,3%	+0,6%	

Le réseau souterrain comprend notamment 567 mètres de câbles en galerie situés à Luxeuil-les-Bains (549 mètres) et Corbenay (18 mètres).

3.6.3 Départs utilisant l'ancien palier de tension

Des départs alimentés en 15 kV desservent le secteur de Vesoul et concernent 68 postes HTA/BT de distribution publique, soit 2,1% des postes de transformation de la concession :



3.6.4 Longueur des départs

Enedis exploite 125 départs HTA sur le département dont la longueur moyenne de 31,3 km. Le départ le plus long s'étend sur 87 km (départ COLOMB), et le départ le plus court fait 247 mètres (départ S-MECA).

Le département ne comptabilise plus que 6 départs de grande longueur supérieure à 70 km : ESPREL (73 km), MESAND (70 km), SCEY/S (70 km), CHAZEU, COLOMB (87,3 km), BARTHE (71,8), MELISE (72,8 km).

Les opérations de réduction de longueur des départs HTA sont déterminées par le concessionnaire à partir du Schéma d'orientation du réseau électrique - vision du réseau à 30 ans (SCORE) de chaque secteur géographique lorsqu'ils subissent des contraintes électriques.

La longueur des départs CHAZEU et RENEVE ont été réduites à moins de 70 km au cours de l'exercice.

Enedis a indiqué lors de l'audit que les départs les plus longs ne sont pas pénalisés par des contraintes électriques. Le concessionnaire n'envisage pas à court – moyen termes d'opération particulière en ce sens.

La vigilance doit être maintenue sur les départs les plus longs car la réduction des longueurs favorise l'amélioration de la qualité de distribution d'électricité.

3.6.5 Renouvellement et âge des linéaires

Le taux de renouvellement des réseaux HTA observé est de 0,8% en 2019 (8 km de renouvellement et 15,8 km de renforcement), est très éloigné de la cible théorique de 2,5% qui permettrait le renouvellement régulier et global des ouvrages sur leur durée d'utilité de 40 ans.

Le plan comptable général (PCG) impose au gestionnaire du réseau de distribution de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilité d'une immobilisation, c'est-à-dire la durée pendant laquelle il estime qu'il va l'utiliser.

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Les études menées par Enedis ont notamment conduit à ré-estimer la durée d'utilité de certains ouvrages, suite à la démonstration d'une durée de vie plus longue qu'initialement évaluée. Ainsi, la durée d'utilité des réseaux BT aériens torsadés a été ré-estimée de 40 ans à 50 ans (en 2011), celle des transformateurs HTA-BT de 30 ans à 40 ans (en 2012), celle des colonnes montantes de 40 ans à 60 ans (en 2019).

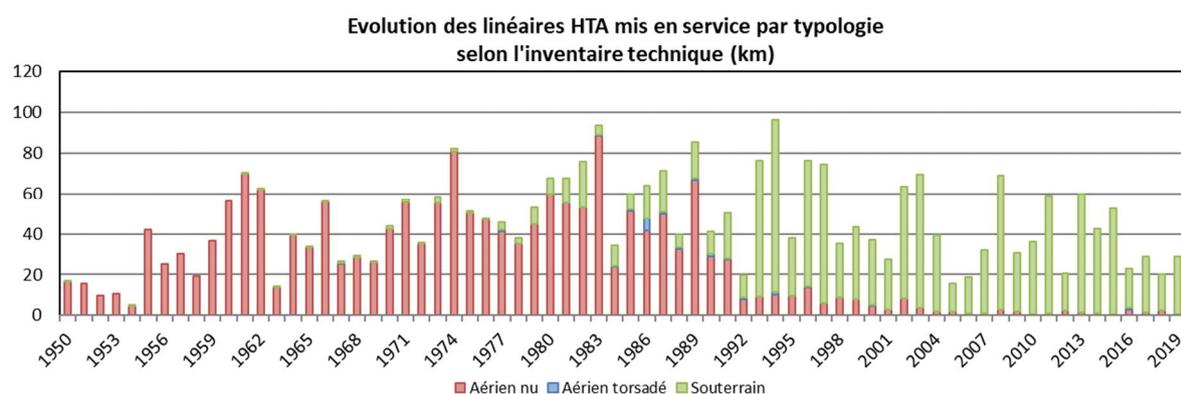
Pour les réseaux HTA, les études sur le réseau souterrain synthétique finalisées en 2015 ont conclu au maintien de la durée de vie de 40 ans.

Le taux de renouvellement de la concession constaté en 2019 et lors des précédents exercices ne permet pas d'assurer un renouvellement régulier des ouvrages sur leur durée d'utilité de 40 ans.

Si le vieillissement du réseau n'est pas encore problématique à court terme, les perspectives de moyen et long risquent d'être moins favorables au concessionnaire en imposant un effort d'investissement important pour renouveler le patrimoine.

Les réseaux HTA de la concession ont un âge moyen de 33 ans et comportent 1137 km de tronçons ayant dépassé leur durée de vie comptable de 40 ans (ou durée de vie technique probable), représentant 35,3% des linéaires.

La pyramide des âges du réseau HTA est présentée ci-après :



Les linéaires de réseaux par tranches d'âges sont les suivants :

Age des réseaux HTA (ans) - Inventaire technique -	Age moyen (ans)	< 10 ans	de 10 à 20 ans	de 20 à 30 ans	de 30 à 40 ans	de 40 à 50 ans	de 50 à 60 ans	≥ 60 ans
Exercice 2017	31,6	415,6	382,2	600,1	630,7	486,4	421,7	158,3
		13,4%	12,3%	19,4%	20,4%	15,7%	13,6%	5,1%
Exercice 2018	32,5	370,3	416,1	594,1	630,1	488,2	430,9	176,1
		11,9%	13,4%	19,1%	20,3%	15,7%	13,9%	5,7%
Exercice 2019	33,0	371,2	403,8	551,9	659,8	512,7	414,3	209,7
		11,9%	12,9%	17,7%	21,1%	16,4%	13,3%	6,7%

Le calcul de l'âge par technologie met en évidence des moyennes d'âge élevées pour les technologies incidentogènes d'aérien faibles sections et de souterrain en câbles à papier imprégné (CPI) :

Age des réseaux HTA (ans) - Inventaire technique -	aérien nu	dont faibles sections	aérien torsadé	souterrain	dont CPI
Exercice 2019	44,3	59,9	30,8	17,5	44,3

Interrogé sur le sujet de l'âge des réseaux lors de l'audit, le concessionnaire confirme que l'âge n'est pas le critère qui fonde sa politique nationale d'investissement.

Enedis explique exploiter un réseau qui se compose de technologies différentes, exposé à des contraintes d'exploitation très variables. Certaines technologies peuvent nécessiter d'être renouvelées avant leur fin de durée de vie comptable lorsque par exemple des défauts génériques sont identifiés sur un composant. En revanche, d'autres ouvrages sont exploités au-delà de la durée de vie comptable lorsque le niveau de la qualité est satisfaisant.

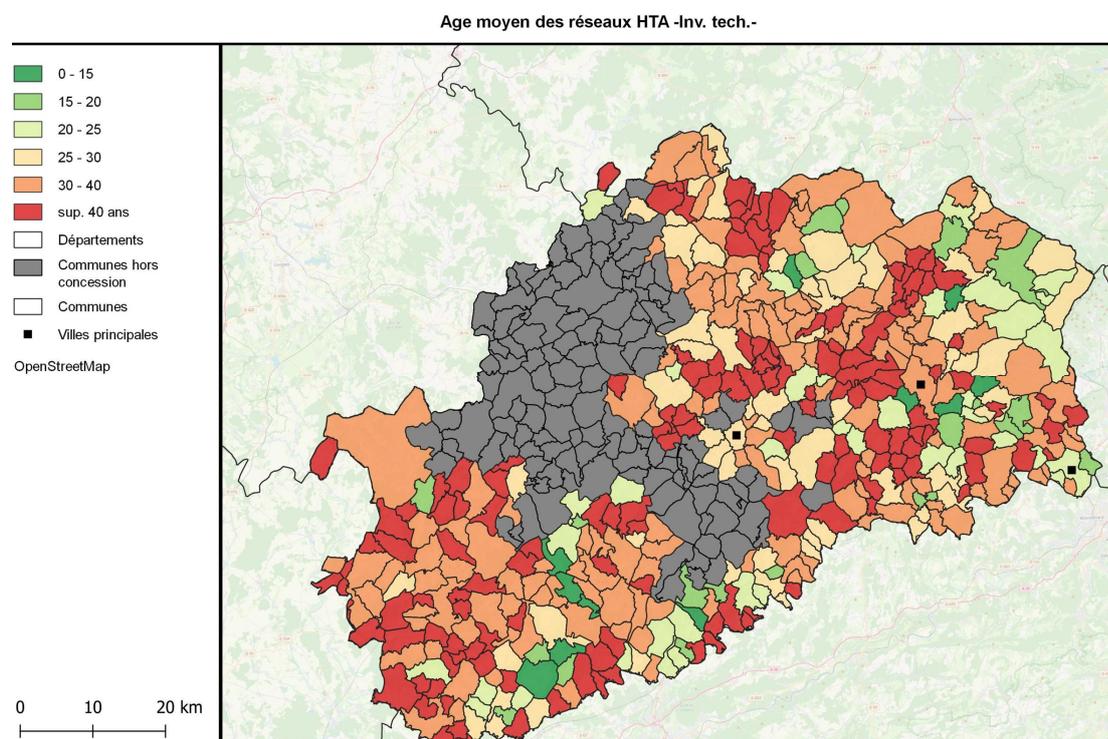
Le plan comptable général (PCG) impose au gestionnaire du réseau de distribution de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilité d'une immobilisation, c'est-à-dire la durée pendant laquelle il estime qu'il va l'utiliser.

La durée d'amortissement attribuée par Enedis aux canalisations HTA lors de leur mise en service est de 40 ans. Cette durée d'amortissement a pour objectif de refléter la durée de vie moyenne des ouvrages.

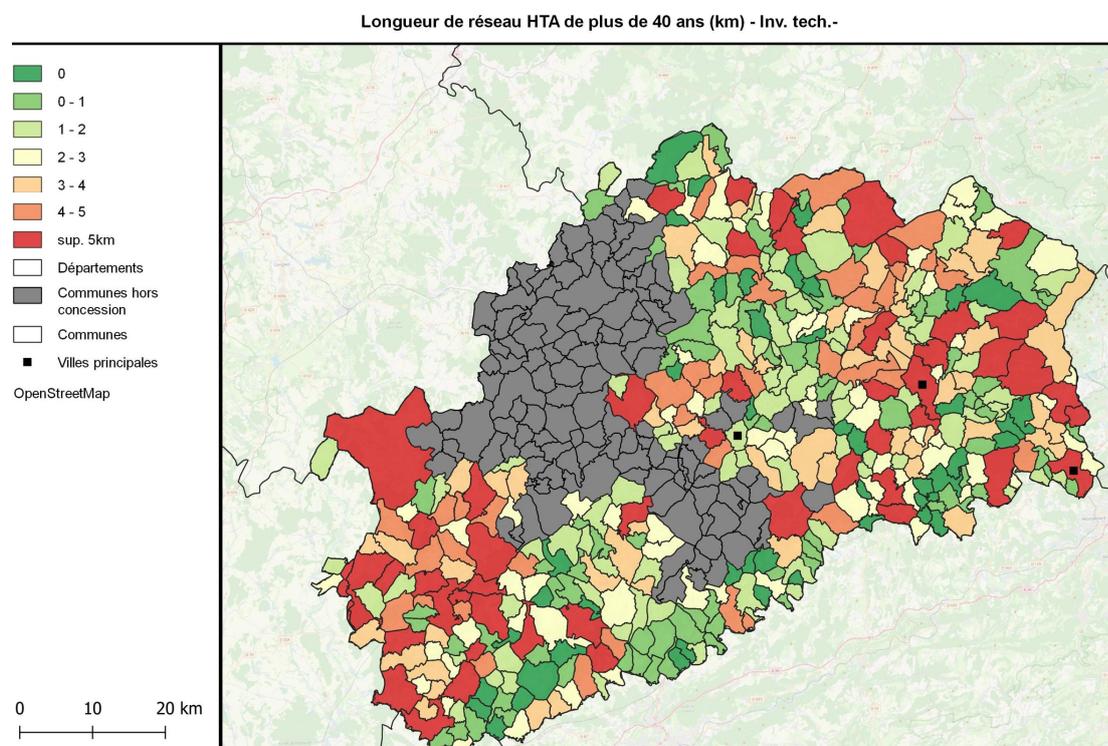
Si la durée d'amortissement ne peut pas être la base unique du choix du renouvellement d'un ouvrage en particulier, elle reste un indicateur permettant d'appréhender le renouvellement global du patrimoine.

Il est recommandé à l'autorité concédante de réaliser le suivi régulier de la qualité de distribution des tronçons les plus anciens et dont la technologie est vulnérable, et de demander au concessionnaire de prévoir des opérations de maintenance lourde ou de renouvellement en cas de défaillances répétées.

L'âge moyen des linéaires HTA au 31/12 de l'exercice :



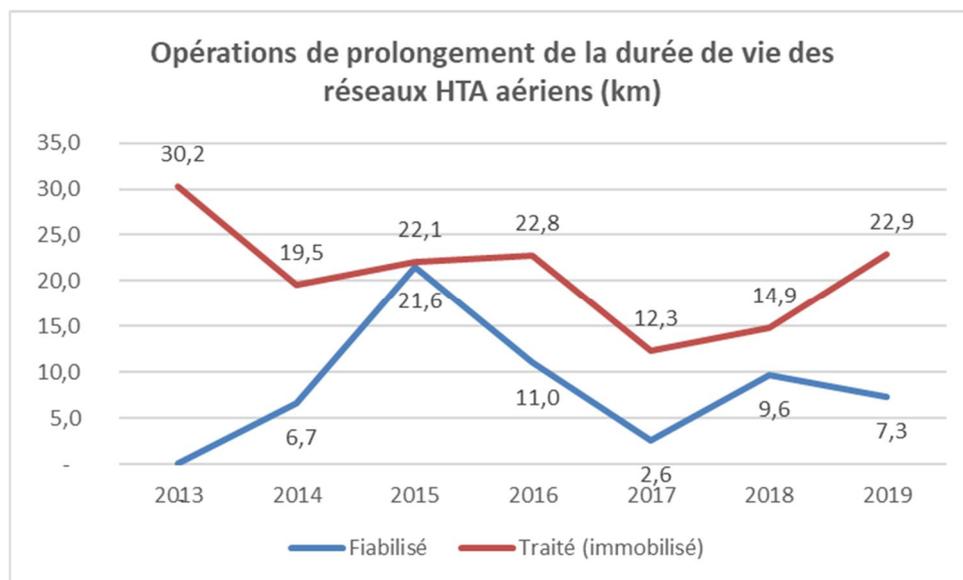
Et les linéaires HTA de plus de 40 ans au 31/12 de l'exercice :



3.6.6 Prolongation de la durée de vie des ouvrages (PDV)

A fin 2019, 94% du réseau aérien de la concession a plus de 25 ans (soit 1 984 km) et est donc éligible aux opérations de prolongation de la durée de vie des ouvrages (remplacement de supports, armements, poteaux, ...).

Depuis 2013, près de 145 km de tronçons HTA aériens ont été traités en PDV et ont fait l'objet d'une prolongation de 15 ans de leur durée de vie comptable (linéaires traités et immobilisés) :



Les départements ST REMY T2 de Conflans, ESBOBR de Luxeuil et LUXEUIL de Lure ont été principalement traités au cours de l'exercice.

Il est recommandé à l'autorité concédante de suivre régulièrement l'évolution des linéaires HTA aériens traités par Enedis en PDV, et notamment l'application du nouveau dispositif de rénovation programmée entrant en vigueur à compter de 2021 (remplaçant la PDV) conduisant à allonger la durée de vie des ouvrages de 25 ans (contre 15 ans avec la PDV).

3.6.7 Réseaux soumis aux aléas climatiques

Les réseaux HTA aériens de la Haute-Saône sont soumis à des risques bois et neige/givre liées aux conditions météorologiques du département (chutes d'arbres, chutes de câbles, ...).

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux à ces aléas climatiques.

Les mesures engagées pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur sont résumées dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

En appliquant la politique nationale PAC aux départements HTA aériens de la concession, Enedis recense les risques « bois », « vent », « neige/givre » et « faible section » sur le territoire concédé.

Les câbles HTA aériens nus de faibles sections présentent une fragilité accrue et une vulnérabilité aux aléas climatiques.

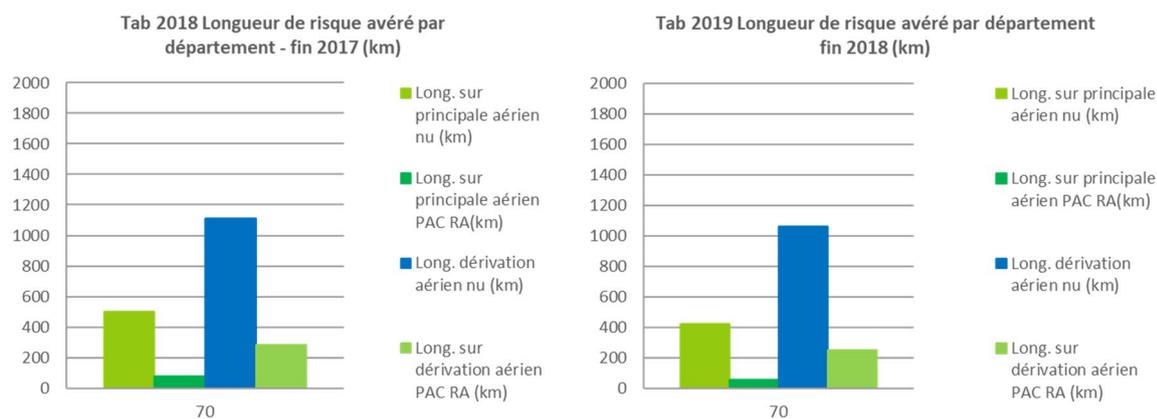
A fin 2018, le réseau HTA aérien comptait 1 838 km de réseaux HTA soumis au Plan Aléas Climatiques, dont 352 km à risques avérés (bois, vent, neige) comprenant notamment 78 km d'ossatures principales :

Enedis n'a pas remis la mise à jour des réseaux HTA aériens RA PAC au 31/12 de l'exercice.

Rappel des linéaires HTA aériens à risques avérés PAC à fin 2018 :

Réseaux HTA aériens soumis au Plan Aléas Climatiques (PAC) Année 2018	
Linéaire HTA aérien PAC (km)	1 831,0
Dont risques avérés PAC (km)	305,0
Taux de risques avérés PAC (%)	16,7%
Dont linéaire en ossature principale 2017 (km)	78,0
Taux RA PAC principales . RA PAC total 2017	22,2%

Décomposés entre longueurs sur ossature principale et dérivation :

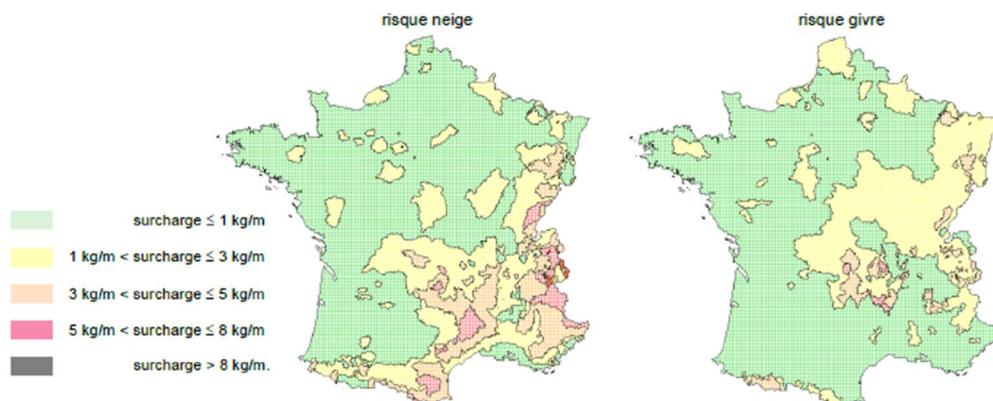


	Valeurs			
	Long. sur principale aérien nu (km)	Long. sur principale aérien PAC RA(km)	Long. dérivation aérien nu (km)	Long. sur dérivation aérien PAC RA (km)
2017	501	78	1110	283
2018	424	57	1063	248

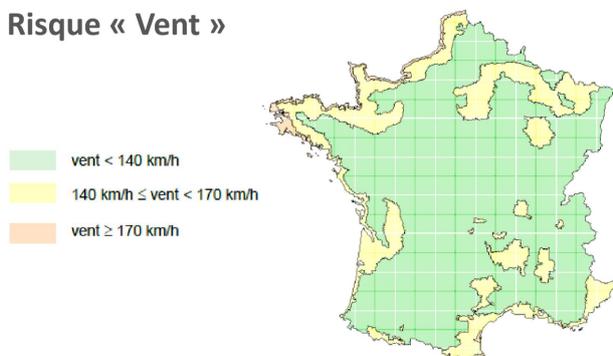
Il est recommandé à l'autorité concédante de veiller à ce que le concessionnaire transmette chaque année la mise à jour du stock de linéaires HTA aériens à risques avérés Plans Aléas Climatiques, par départ HTA et par nature de risque (vent, bois, neige, faibles sections).

Car les investissements de renouvellement et traitement de ces linéaires sont susceptibles d'influencer significativement à court et moyen termes la qualité de distribution de l'électricité auprès des usagers.

Les cartes suivantes montrent les risques auxquels sont soumis les réseaux du département.



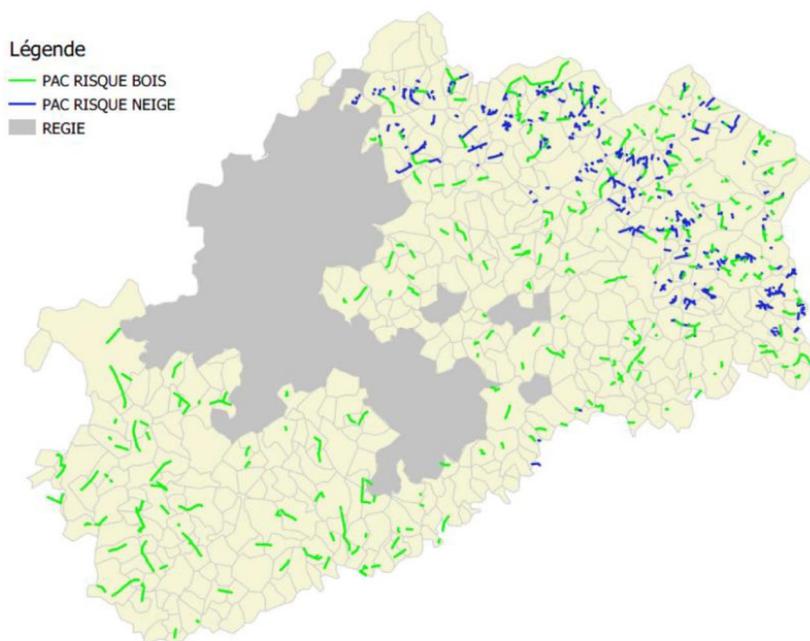
Risque « Vent »



Risque « Bois »



Carte des départs HTA à risques avérés PAC produite par Enedis à fin 2018 :



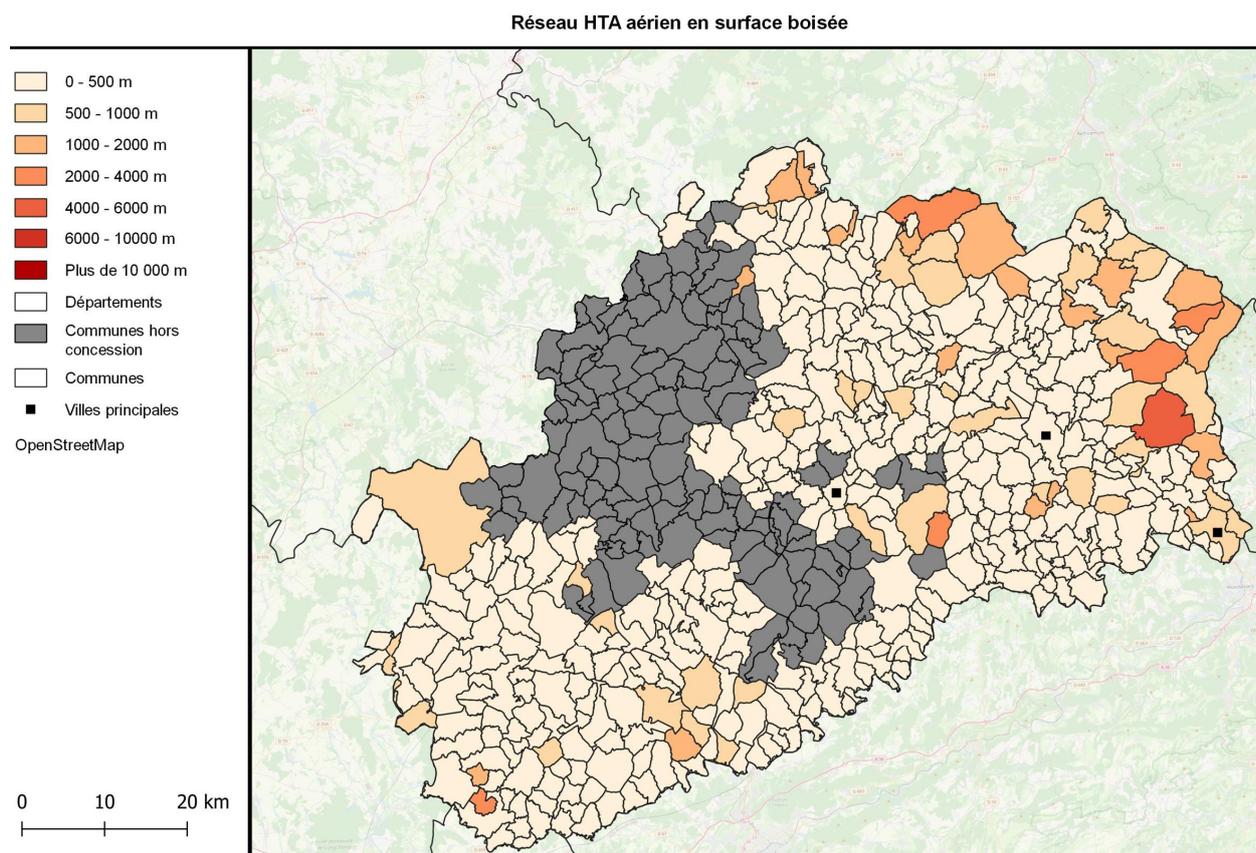
L'amélioration de la réactivité et l'enfouissement des lignes doivent être considérés comme une solution privilégiée aux coupures d'alimentation provoquées par les aléas climatiques. Ces dernières années ont connu la survenue d'évènements météorologiques qui viennent conforter la nécessité de sécuriser les réseaux de moyenne tension.

Les ouvrages de distribution, et notamment les postes HTA/BT, sont également soumis aux risques inondation caractérisés dans les zones de crues définies dans les plans de prévention des risques naturels prévisibles (PPR) instaurés par la loi du 02 février 1995.

Aucun capteur DINO n'a été déployé par le concessionnaire au cours de l'exercice pour équiper les postes HTA/BT à risque inondation de la concession. Chaque boîtier DINO est installé à dix centimètres au-dessus du sol. Il émet un signal géolocalisé à destination d'une application centralisée du concessionnaire. Les capteurs DINO communiquent en temps réel pour dresser une cartographie des ouvrages inondés.

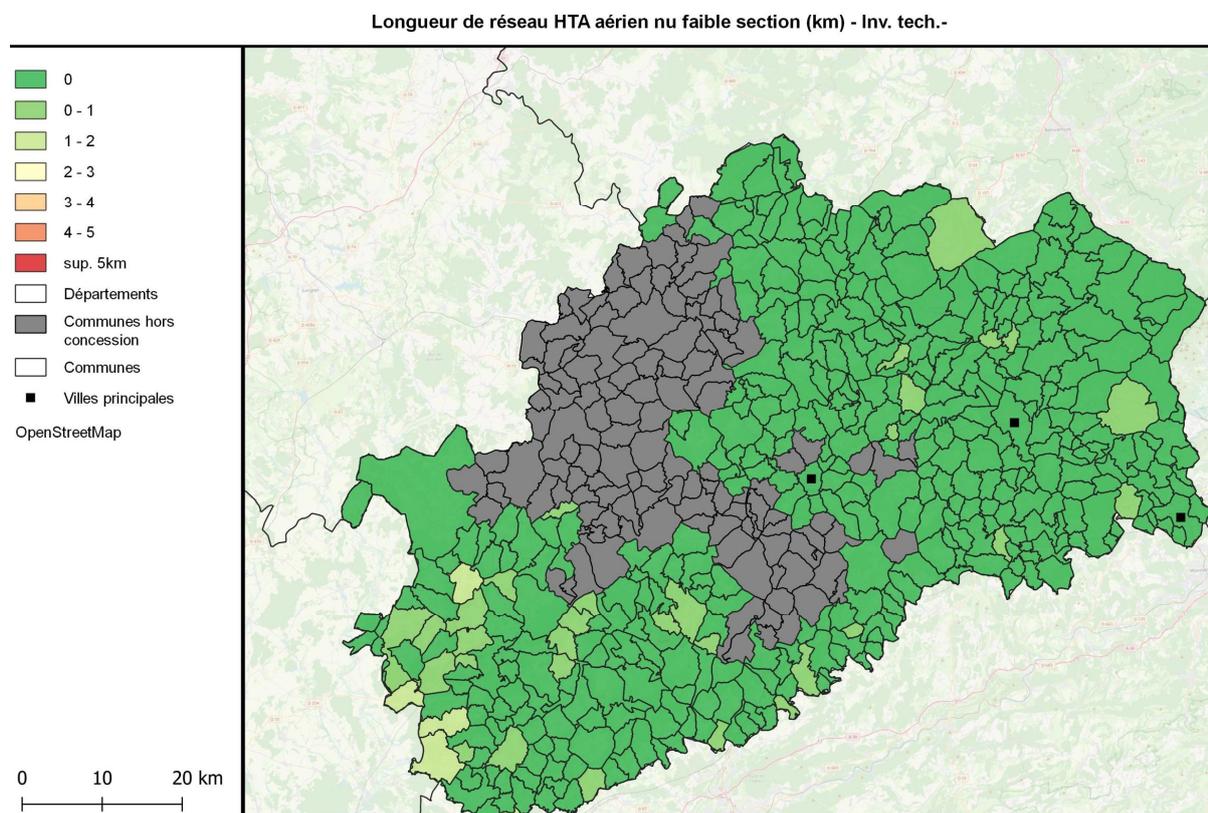
Les PPRi constituent l'un des instruments essentiels de l'action de l'Etat en matière des risques naturels. Pour le département de la Haute-Saône, les services de la Préfecture n'ont pas mis en ligne les données cartographiques correspondantes, ce qui ne permet pas de mettre aisément en évidence les ouvrages soumis à cette nature de risque.

Carte des réseaux HTA sensibles aux aléas climatiques produite par Naldeo à fin 2019 :



3.6.8 Technologies vulnérables

A fin 2019, Enedis exploite encore des technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 15,2 km de d'aérien nu de faibles sections (câbles Cu $\leq 14,5 \text{ mm}^2$ et autres conducteurs $\leq 22 \text{ mm}^2$) :



La longueur des tronçons HTA de faibles sections reste réduite sur la concession. Près d'1,5 km ont été enfouis au cours de l'exercice :

Focus câbles HTA de faible section (km) - Inventaire technique -	2017	2018	2019
Aérien nu faible section	15,4	15,2	13,7
Aérien torsadé faible section	0,0	0,0	0,0
Souterrain faible section	0,0	0,0	0,0
% aérien nu faible section / aérien nu	0,8%	0,8%	0,8%
% aérien nu faible section / total	0,5%	0,5%	0,4%

Les tronçons HTA souterrains à isolation en papier imprégné (CPI) sont très incidentogènes (facteur 8 par rapport à la moyenne des réseaux souterrains⁵). Ils représentent 21,7 km à fin 2018.

⁵ Rapport CRE, 2010, Rapport sur la « qualité de l'électricité » : Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité, page 112

De même, les câbles souterrains synthétiques de 1^{ère} génération ont succédé à la technologie CPI et présentent généralement une incidentologie supérieure à la moyenne. Nous avons estimé leur longueur sur la concession à partir du type d'isolant et l'année de mise en service.

Près de 3,2 km des câbles souterrains CPI et synthétiques de 1^{ère} génération ont été résorbés au cours l'exercice :

Focus réseaux HTA de type papier imprégné (km) - Inventaire technique -	2017	2018	2019
Linéaire HTA avec CPI	22,3	21,7	18,5
Linéaire HTA synthétique de 1 ^{ère} génération (estimation Naldeo)	NC	3,1	3,1
% total souterrain	1,78%	1,70%	1,42%

La présence de câbles synthétiques de 1^{ère} génération est estimée en identifiant les isolants SE (câble à isolant PVC, PE ou Butyle - pose entre 1958 et 1965) et SR (câble à isolant PR ou EPR - pose entre 1965 et 1985) de la concession.

Le renouvellement des linéaires synthétiques est étudié au cas par cas en fonction de l'incidentologie des tronçons. Enedis accorde la priorité à la résorption des câbles CPI.

Le réseau HTA exploité par Enedis comporte près de 40 km de câbles en technologies sensibles ou incidentogènes. Leur résorption est lente sur la concession.

3.6.9 Réactivité du réseau

Pour le rétablissement de la desserte des usagers en cas d'incident (la réactivité), le réseau HTA est automatisé avec la mise en place d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) permettant de modifier le schéma d'alimentation et de réalimenter rapidement les usagers, afin de limiter le nombre et la durée des coupures longues (> 3mn).

Les OMT servent prioritairement à séparer les départs HTA en poches d'usagers (poche = portion de réseau entre 2 OMT) qui pourront être réalimentées à distance depuis l'agence de conduite régionale Enedis lorsque le défaut se trouve en dehors de la poche considérée.

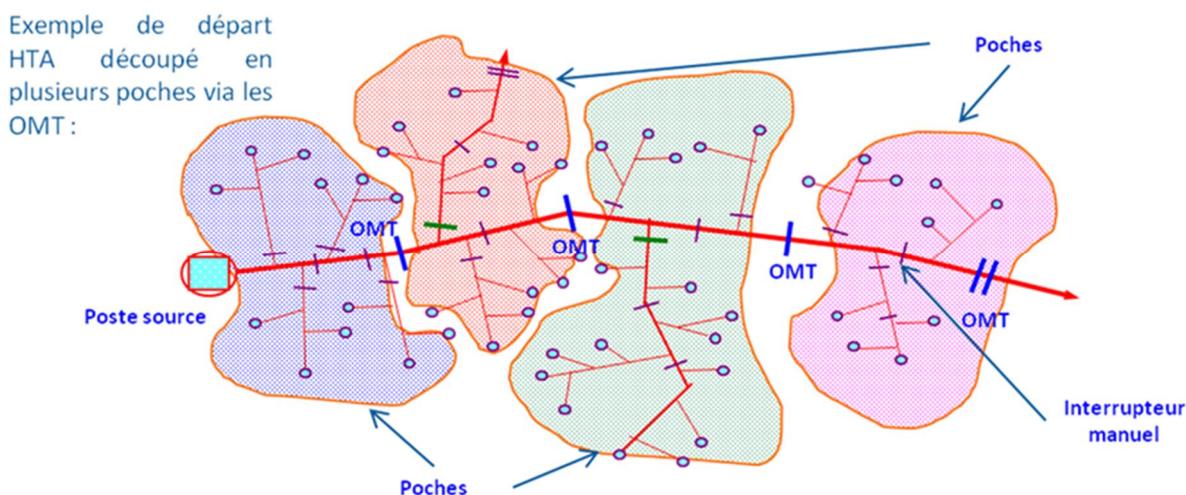
Le gestionnaire du réseau de distribution évalue ces poches en fonction de leur poids (nombre de clients et puissances souscrites des clients) et du risque d'incident (dépendant de la longueur et nature des réseaux).

La méthode d'étude des poches des départs HTA urbains et ruraux vise à respecter pour chaque poche les seuils suivants par zone :

Zone d'alimentation	1 agglomérations ≤ 10 000 habitants	2 agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants	3 agglomérations ≥ 100 000 habitants	4 communes ≥ 100 000 habitants
Seuil défauts HTA	1,7	0,5	0,5	0,3
Rappel seuil CL	6	3	3	2

- Moins de 500 défauts x clients BT en zone 1
- Moins de 300 défauts x clients BT en zone 2, 3 ou 4
- Moins de 1250 défauts x kVA en zone 1
- Moins de 900 défauts x kVA en zone 2, 3 ou 4

L'étude de ces poches peut amener à ajouter des OMT sur le réseau pour améliorer la réactivité en cas d'incident. D'autres OMT peuvent également être ajoutés dans le cadre de travaux délibérés (structure, renouvellement, ...) ou d'extensions de réseau.



Des actions de maintenance préventives et pluriannuelles garantissent le maintien en condition opérationnelle de ces organes (par exemple batteries ILD, liaisons télécoms, entretien mécanique).

La réactivité sur incident est aussi améliorée par :

- L'augmentation du nombre de départs HTA par restructuration du réseau,
- La diminution des longueurs des départs par changement du schéma de conduite (cf. action sur les départs HTA longs de la concession).

La politique de mise en service des OMT intervient sur deux axes de la qualité :

- Obtention d'un critère B incident HTA satisfaisant en limitant le nombre de clients coupés.
- Respect des seuils réglementaires et contractuels de qualité par client.

Les réseaux exploités par Enedis comportent 821 OMT, de bouclage et hors bouclage, sur le périmètre concédé, dont 9 OMT mis en service au cours de l'exercice.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander chaque année au concessionnaire de transmettre la liste des poches d'utilisateurs en contrainte d'OMT, qui seraient à équiper pour améliorer la réalimentation des utilisateurs et réduire le critère B.

3.7 Les postes de transformation HTA/BT

3.7.1 Caractéristiques

Les postes de transformation font le lien entre les réseaux HTA et les réseaux BT en abaissant la tension de 20 kV / 15 kV à 400/410 V en triphasé et 230 V en monophasé pour raccorder les usagers BT.

Il est le plus souvent constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur et d'un tableau basse tension. L'ensemble fait partie des ouvrages de distribution publique d'électricité.

Les typologies du nombre de postes HTA/BT exploités par Enedis sur le territoire concédé :

Typologie des postes HTA/BT - Inventaire technique -	2017	2018	2019	%
Total	3 283	3 303	3 326	0,7%

Il subsiste 211 postes cabine haute sur le périmètre concédé (contre 220 cabines hautes en 2018). Au-delà des aspects esthétiques, leurs technologie et modalités d'exploitation sont en effet très contraignantes (tenue à l'isolement réduite, capacités des tableaux BT limitées, inappropriés aux travaux sous tension, exploitation difficile).

Egalement appelés postes « tours », ce sont des ouvrages maçonnés de grande hauteur qui furent construits lors des travaux d'électrification des zones rurales et dont l'intégration dans l'environnement ne correspond plus aux critères d'aujourd'hui.

La concession compte encore un nombre important de cabines hautes. Au-delà des aspects esthétiques indéniables, la réhausse de leur résorption permettrait de renforcer la fiabilité des équipements et d'améliorer la qualité de distribution d'électricité des départs BT associés.

3.7.2 Equipements et composants internes

Les équipements des postes HTA/BT sont notamment constitués de cellules HTA et d'un tableau BT.

Le renouvellement correctif et ciblé de certaines cellules HTA est réalisé à partir de l'expertise nationale et des retours d'expérience, notamment pour ce qui concerne les technologies de cellules de type (NORMASEPT, VERCORS 700, 500 et V60).

Aucun programme détaillé de renouvellement de ces ouvrages n'est programmé par Enedis.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne remet pas l'inventaire technique des équipements et composants internes des postes. L'autorité concédante n'est pas en capacité d'évaluer l'état technique de ces ouvrages et notamment leurs besoins de renouvellement éventuels.

Enedis précise que les compléments d'inventaires demandés ne sont pas disponibles, les postes et transformateurs sont sous vigilance au regard de leur incidentologie : leur fonctionnement ne nécessite pas de programmes de renouvellement sur la concession.

3.7.3 Risque inondation

Certains ouvrages peuvent être soumis aux risques inondation caractérisés dans les zones de crues définies dans les plans de prévention des risques naturels prévisibles (PPR) instaurés par la loi du 02 février 1995.

Le gestionnaire du réseau de distribution cherche à maintenir la continuité du réseau HTA en cas d'inondation. Cette continuité HTA permet de maintenir l'alimentation dans les secteurs non inondés. La basse tension n'est pas maintenue sous tension pour éviter tout risque d'électrisation.

Au retour à une situation normale, le gestionnaire du réseau de distribution inspecte les ouvrages puis réalimente progressivement les clients concernés.

Par ailleurs, les postes enterrés font également l'objet d'une attention particulière du concessionnaire : fiabilisation de l'étanchéité des postes, le cas échéant : capteurs DINO avec renvoi d'alerte de niveau d'eau et de vitesse de montée, renouvellement des équipements par matériels submersibles (cellules HTA), consignes d'exploitation pour la mise en place de groupes électrogènes, plans de reprise à partir de postes environnants.

Plus particulièrement, les réseaux et postes HTA/BT au sol ou enterrés situés en zone PPRI font l'objet d'un plan de sécurisation de l'alimentation électrique et de dispositions particulières afin de réduire leur vulnérabilité face au risque inondation, faciliter la mise en sécurité des installations ainsi que la réalimentation des usagers non inondés.

3.8 Le réseau BT

Le réseau basse tension (BT) est la partie terminale de la distribution d'électricité issue des postes HTA/BT. Il est constitué de plusieurs circuits, appelés départs, à la structure arborescente.

3.8.1 Typologies

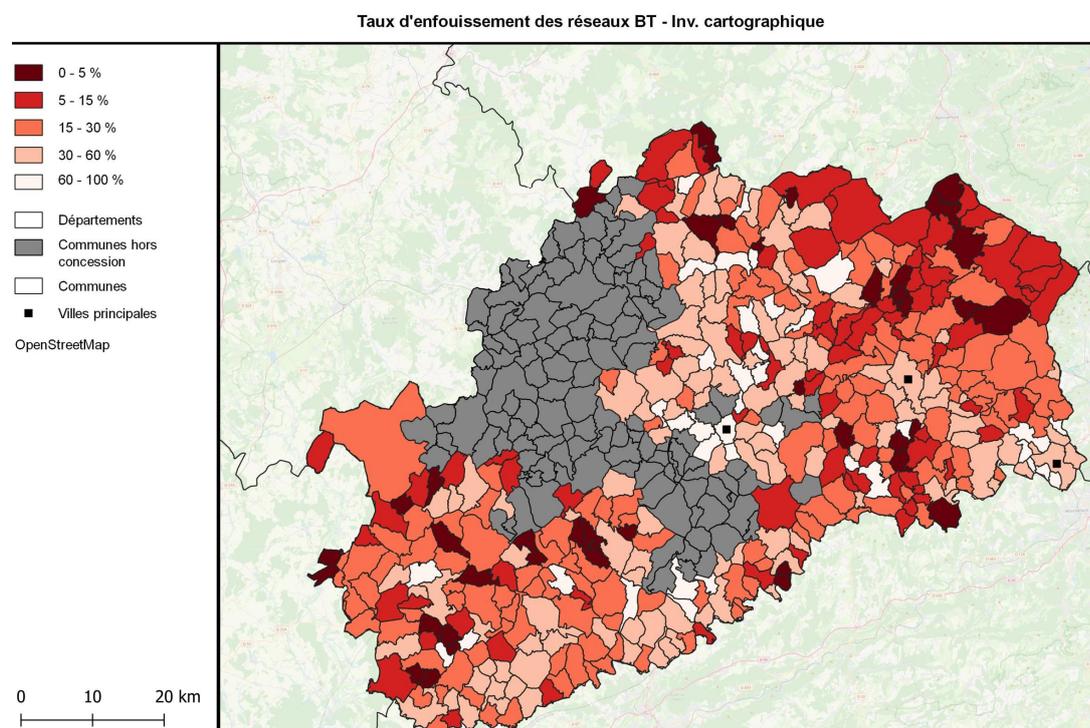
A fin 2019, les usagers BT de la concession sont raccordés sur 7 663 départs BT :

- par des branchements individuels
- par des branchements collectifs (colonnes montantes ou colonnes horizontales)
- par des départs directs pour les usagers dont la puissance est comprise entre 120 kVA et 250 kVA

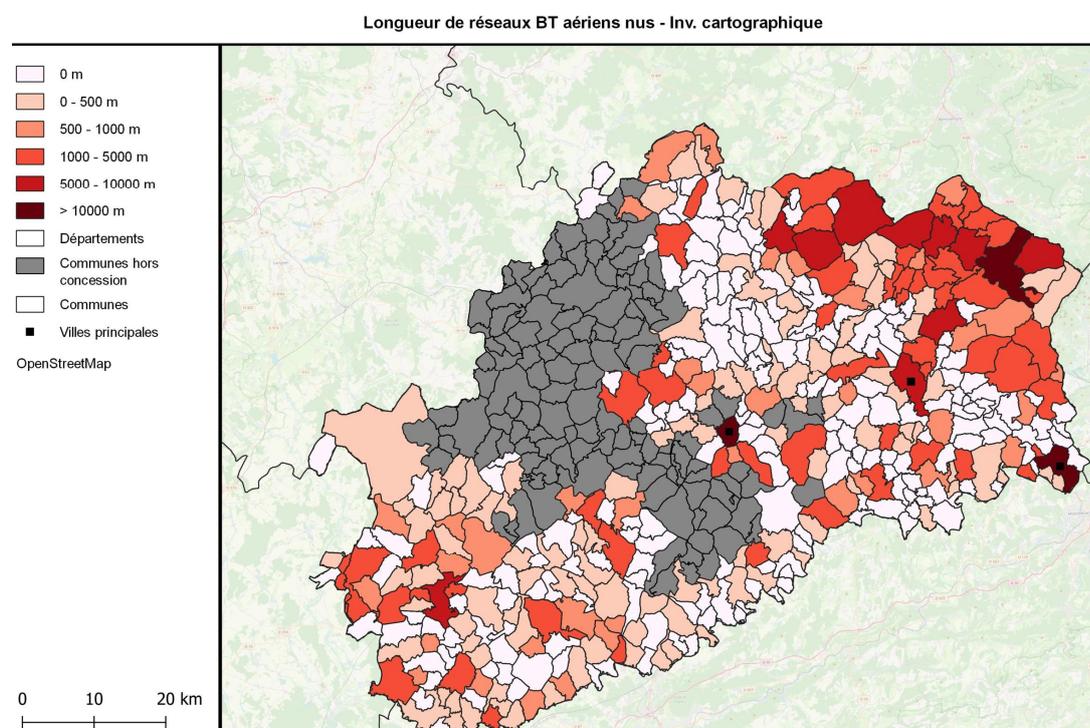
A fin 2019, les réseaux BT exploités par Enedis sur la concession ont une longueur totale de 3291 km :

Typologie des réseaux BT (km) - Inventaire technique -	2017	2018	2019	% linéaire total
Aérien nu	285,5	265,4	258,5	7,9%
Aérien torsadé	1 929,6	1 956,5	1 963,2	59,7%
Souterrain	1 005,0	1 033,1	1 069,3	32,5%
Linéaire total	3 220,2	3 255,0	3 291,0	
Evolution n/n-1		+2,6%	-0,4%	

L'enfouissement des réseaux BT en 2019 :



Les réseaux BT aériens nus en 2019 :



3.8.2 Répartition par régime d'électrification

Le taux de renouvellement des réseaux BT observé est de 0,2% en 2019 (7,2 km de renouvellement et 0,8 km de renforcement), est très éloigné de la cible théorique de 2%-2,5% qui permettrait le renouvellement régulier et global des ouvrages sur leur durée d'utilité de 40-50 ans.

3.8.3 Longueur des départs

Le concessionnaire exploite 7663 départs BT sur le département dont la longueur moyenne de 430 mètres.

Le réseau BT comprend 190 départs de grande longueur supérieure à 1500 mètres. Le départ le plus long s'étend sur 3,8 km (commune de Amont-et-Effreney).

La réduction des longueurs des départs BT participe à la réduction des risques de dégradation de la qualité de de distribution de l'électricité.

Caractéristiques des départs BT - Inventaire technique -	2018	2019
Nb départs BT	7 583	7 663
Longueur moy. des départs BT (m.)	430	430
Nb départs BT > moy. nat. (425 m.)	2 945	2 978
Nb départs BT > 1500 m.	184	190
Nb départs BT > 2500 m.	20	23
Longueur départ BT le plus long (m.)	4 285	3 761
Commune du départ BT le plus long	TERNUAY- MELAY-ET- SAINT- HILAIRE	AMONT-ET- EFFRENEY

3.8.4 Renouvellement et âge des linéaires

Le taux de renouvellement des réseaux BT observé est de 0,2% en 2019 (7,2 km de renouvellement et 0,8 km de renforcement), est très éloigné de la cible théorique de 2%-2,5% qui permettrait le renouvellement régulier et global des ouvrages sur leur durée d'utilité de 40-50 ans.

Le plan comptable général (PCG) impose au gestionnaire du réseau de distribution de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilité d'une immobilisation, c'est-à-dire la durée pendant laquelle il estime qu'il va l'utiliser.

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Les études menées par Enedis ont notamment conduit à ré-estimer la durée d'utilité de certains ouvrages, suite à la démonstration d'une durée de vie plus longue qu'initialement évaluée. Ainsi, la durée d'utilité des réseaux BT aériens torsadés a été ré-estimée de 40 ans à 50 ans (en 2011), celle des transformateurs HTA-BT de 30 ans à 40 ans (en 2012), celle des colonnes montantes de 40 ans à 60 ans (en 2019).

Le taux de renouvellement de la concession constaté en 2019 et lors des précédents exercices ne permet pas d'assurer un renouvellement régulier des ouvrages sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, l'inventaire comporte plus de 40% de linéaires non datés (indiqués « 1946 »), pour lesquels le concessionnaire n'a pas la connaissance de la date de mise en service, et pour lesquels la nature du câble est souvent erronée.

Ces incohérences rendent impossible toute analyse de l'âge des réseaux BT.

Comme pour la HTA, il est recommandé au concessionnaire de réaliser un suivi régulier de la qualité de distribution des tronçons les plus anciens, et de prévoir leur renouvellement en cas de défaillances répétées.

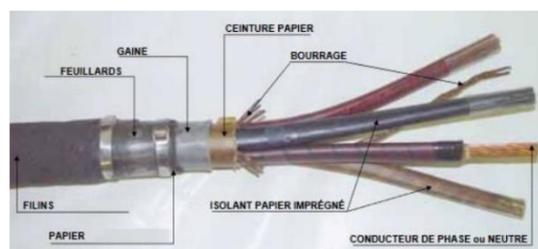
Le travail de fiabilisation de l'inventaire technique doit être poursuivi afin de corriger les nombreuses incohérences constatées sur les dates de mise en service.

3.8.5 Technologies vulnérables

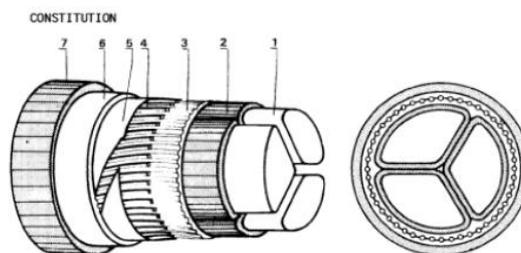
Les réseaux installés jusqu'en 1975 mettaient en œuvre d'anciennes technologies d'isolants vulnérables :

- Les câbles à ceinture isolés avec du papier imprégné d'huile (CPI), posés jusqu'en 1971 avec un conducteur cuivre puis aluminium, technologie incidentogène du fait de la tenue d'isolation qui s'altère en fonction des charges supportées avec le vieillissement.

Cette technologie est très sensible aux vibrations et aux épisodes caniculaires.



- Les câbles synthétiques à neutre périphérique (NP) posés de 1969 à 1976, technologie incidentogène du fait de la tenue d'isolation qui s'altère en fonction des charges supportées avec le vieillissement.



A fin 2019, Enedis exploite encore des technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 259 km d'aérien nu dont 46 km de faibles sections (câbles Cu \leq 14,5 mm² et autres conducteurs \leq 22 mm²) et 30 km de câbles souterrains à isolation papier imprégné et neutre périphérique :

Focus câbles BT technologies incidentogènes (km) - Inventaire technique -	2017	2018	2019
Aérien nu	285,5	265,4	258,5
Dont aérien nu faible section	67,0	49,5	46,1
Souterrain CPI et NP	NC	NC	30,0
% lignes			10,2%

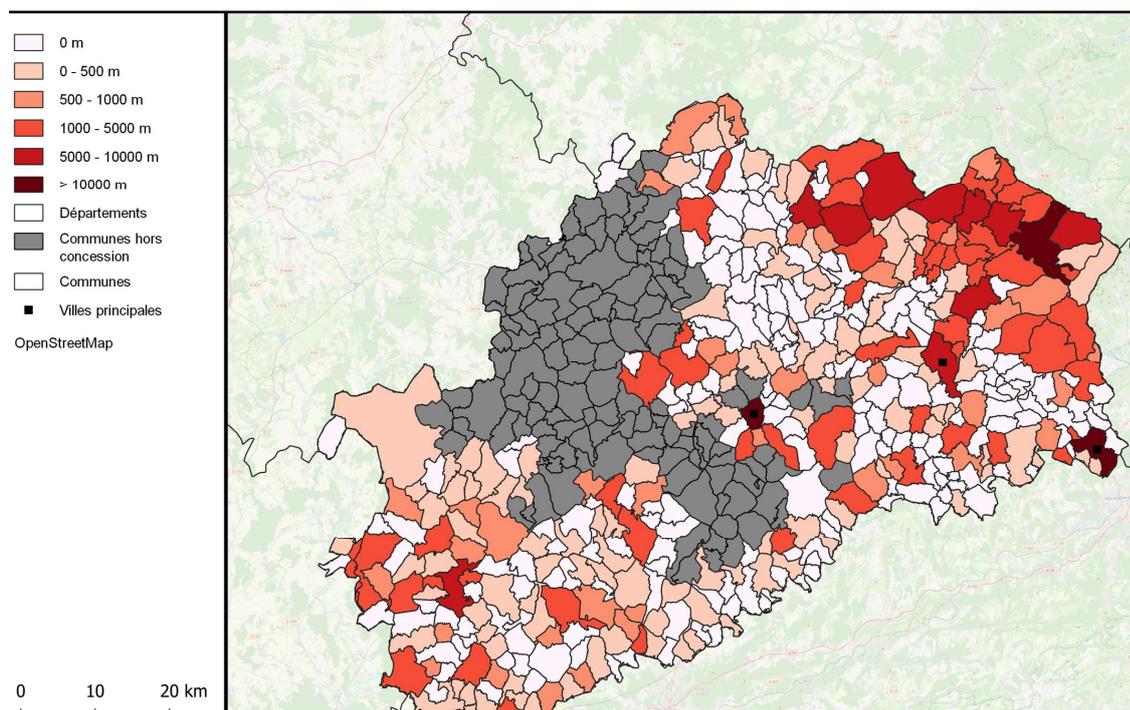
Les câbles et accessoires BT souterrains en technologie papier ou neutre périphérique alimentent principalement les usagers des centres bourgs. Ces matériels sont pour la plupart arrivés en fin de vie et sont incidentogènes.

Sans action particulière, le réseau existant continuera à subir les contraintes du vieillissement, de l'environnement, des surcharges et des interventions de tous types. Il en résultera une dégradation du nombre d'incidents, du critère B BT des villes et une exploitation de plus en plus contrainte.

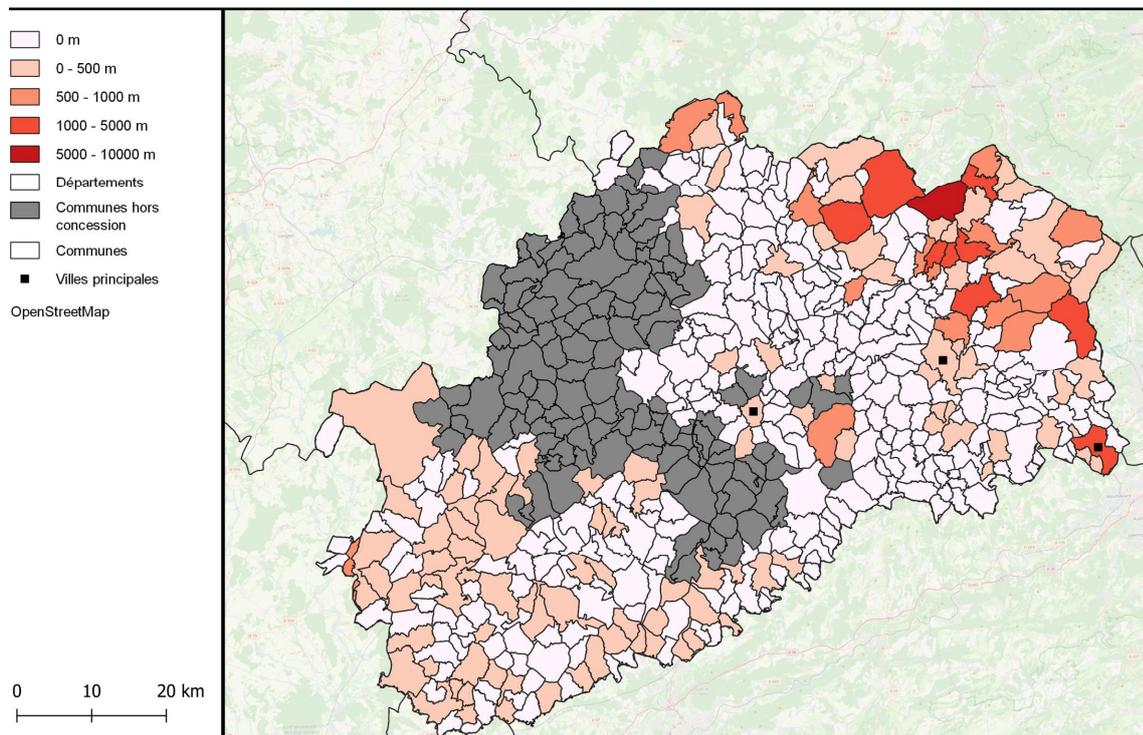
Ces anciennes technologies de câbles BT constituent de véritables « points noirs » en termes de d'incidentologie et de continuité d'alimentation.

Le rythme de renouvellement doit être maintenu en communes rurales et urbaines, en se concentrant prioritairement sur les faibles sections.

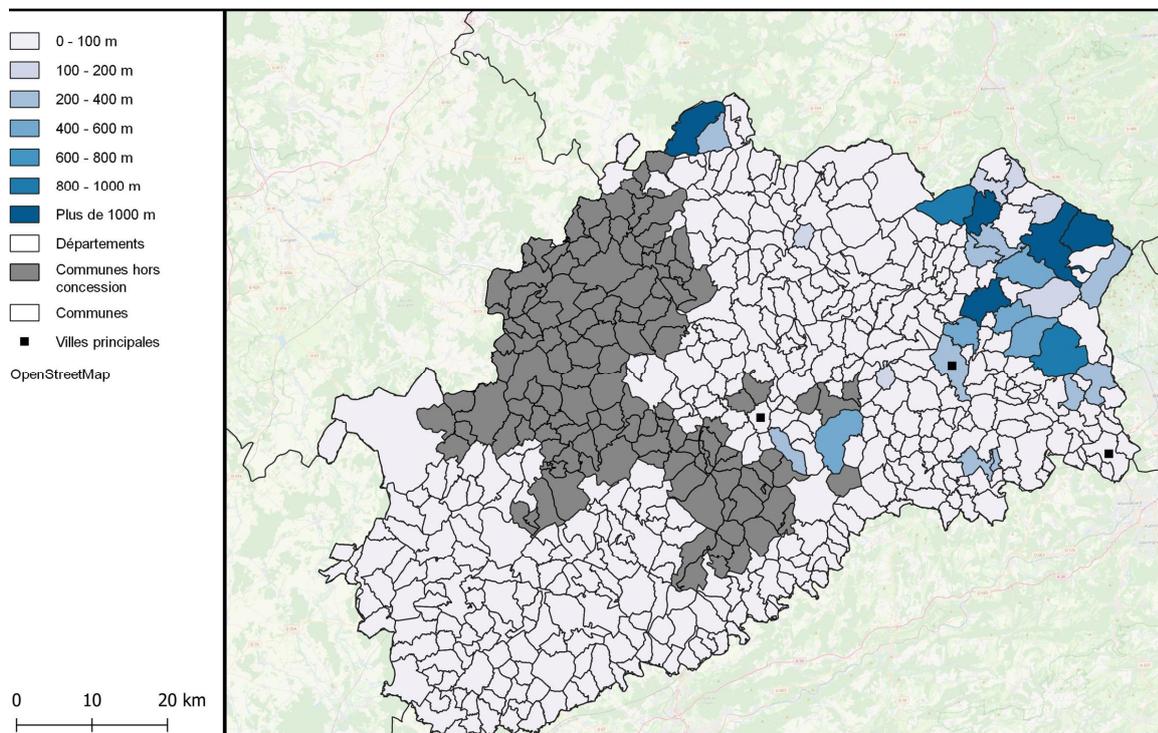
Carte des réseaux BT aériens nus en 2019 :



Carte des réseaux BT aériens nus de faibles sections en 2019 :



Carte des réseaux BT aériens nus en surfaces boisées en 2019 :



3.9 Les branchements

3.9.1 Branchements collectifs

Les branchements collectifs comprennent les ouvrages de raccordement au réseau BT, le coupe-circuit principal collectif (CCPC), la liaison du CCPC à la colonne électrique, la colonne électrique, les dérivations collectives et individuelles, ainsi que les compteurs et disjoncteurs principaux de branchement.

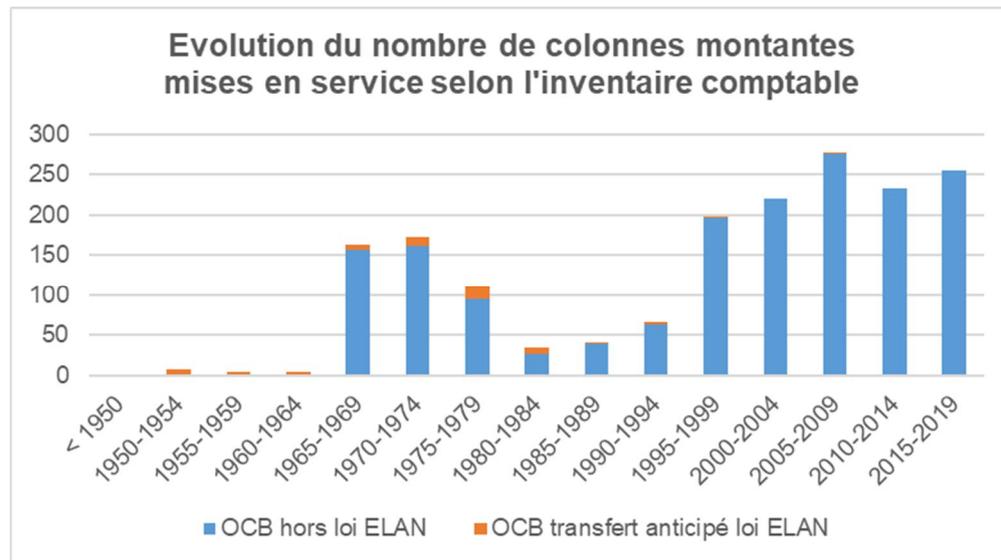
En 2018 et 2019, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé le dénombrement et la localisation des ouvrages collectifs de branchement (OCB).

L'inventaire des colonnes électriques en exploitation a été constitué par rapprochement entre la liste des points de livraison situés à une adresse et la description cadastrale des bâtiments à cette adresse.

Un inventaire technique rassemble dorénavant les informations suivantes pour les colonnes montantes :

- Identifiant
- Adresse
- Nombre d'étages
- Type (colonne simple, multiple, en local technique, ...)
- Nombre de points de livraison desservis
- Date de construction

A fin 2019, l'inventaire comptable recense 1 7815 ouvrages collectifs de branchement de type colonne montante, dont 87 transférés par anticipation au titre de la loi ELAN :



La totalité des transferts en concession sont intervenus dans les deux ans suivant la promulgation de la loi ELAN, soit le 24/11/2020, et seront visibles à l'inventaire comptable de fin 2020.

Des études de durée de vie engagées par le gestionnaire du réseau de distribution fin 2017 ont conclu au bon comportement en exploitation de ces ouvrages, dont la durée d'utilité a été portée de 40 ans à 60 ans au 31 décembre 2019.

3.9.2 Branchements individuels

Les branchements individuels comprennent les ouvrages de raccordement au réseau BT, le coupe-circuit principal individuel (CCPI), la liaison du CCPI au compteur et au disjoncteur principal de branchement.

L'inventaire détaillé et localisé des ouvrages de branchement sera progressivement fourni par le gestionnaire du réseau de distribution selon le calendrier défini dans 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 L2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ainsi, l'inventaire des liaisons réseaux sera effectué au cours de l'année 2021, celui des dérivations individuelles en 2022.

Le concessionnaire ne remet pas l'inventaire technique des branchements individuels. L'autorité concédante n'a pas la capacité d'évaluer l'état de ces ouvrages et notamment les besoins de renouvellement éventuels.

3.9.3 Appareils de comptage

A fin 2019, l'inventaire comptable a localisé à la maille communale les appareils de comptage suivants :

- 47 147 compteurs communicants Linky des usagers BT \leq 36 kVA (C5), auxquels sont associés 1 898 concentrateurs installés dans les postes HTA/BT. Près de 38% des points de livraison sont équipés d'un compteur Linky au 31/12/2019.
- 1 476 compteurs des usagers BT $>$ 36 kVA (C4) et HTA (C1 à C3), suite aux travaux d'individualisation des matériels de comptage du marché d'affaires entrepris par le concessionnaire

Les compteurs communicants sont reliés au système d'information centralisé du gestionnaire du réseau de distribution par un dispositif de transmission de données et des concentrateurs, situés au niveau des postes HTA/BT, dont chacun recueille les informations de la "grappe" de compteurs Linky qui lui est attachée, par l'intermédiaire des câbles électriques existants avec la technologie CPL (courant porteur en ligne), avant de les envoyer, par transmission cellulaire, au système d'information centralisé d'Enedis.

Des compteurs électromécaniques encore actifs sont intégrés en biens non localisés à l'inventaire comptable.

3.9.4 Disjoncteurs de branchement

Les points de livraison des usagers BT \leq 36 kVA sont équipés d'un disjoncteur principal de branchement considéré comme un bien de retour de la concession.

Un point spécifique actuel concerne le remplacement de certains disjoncteurs principaux de branchement, qui présentent un risque potentiel pour la sécurité des installations électriques des usagers (défaut de la fonction différentielle).

Le gestionnaire du réseau de distribution a engagé une vaste campagne d'identification et de remplacement de ces disjoncteurs de branchement ABB installés par Enedis et les entreprises entre mai 2017 et mars 2019.

Le gestionnaire du réseau de distribution avait déjà connu un cas de retrait d'équipements récents avec les boîtes de jonction la Métropole installés entre câbles de même nature ou de nature différente, suite à un défaut d'isolation de série en 2001. Ce défaut avait également obligé Enedis à engager une campagne de remplacement.

4 LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

4.1 Préalable

Conformément à l'article 10 du cahier des charges de concession et dans le respect des réglementations en vigueur, le concessionnaire est tenu de maintenir et d'entretenir les réseaux électriques qui lui ont été confiés par le SIED70 :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire. »

Les actions de maintenance légère et/ou lourde engagées préservent le matériel en état de bon fonctionnement et améliorent la durée de vie des ouvrages. Certaines actions de maintenance sont inscrites dans des cadres normatifs pour la préservation des risques techniques et environnementaux et la préservation de la sécurité des personnes et des biens.

Les opérations de maintenance engagées par le concessionnaire sur le réseau de distribution regroupent notamment les interventions suivantes :

- Elagage périodique des lignes HTA et BT
- Plan d'élimination des PCB (polychlorobiphényles) ou PCT (polychloroterphényles)
- Suivi des mesures de terre et amélioration des terres
- Maintenance des appareils de coupure
- Opérations de prolongation de la durée de vie (non mises en œuvre)

4.2 Elagage des lignes HTA et BT

Le défaut d'élagage périodique des lignes sous tension peut provoquer des accidents par chutes de câbles, entraîner des accidents corporels graves et conduire à des coupures d'alimentation.

Le cahier des charges de la concession, conclue entre le SIED70 et Enedis, prévoit explicitement que la responsabilité de l'élagage des végétaux à proximité des lignes électriques incombe au concessionnaire (cf article 10 cité dans l'introduction). Ainsi, le concessionnaire doit entreprendre les travaux de maintenance comprenant les travaux d'élagage des linéaires.

La périodicité des actions d'élagage doit être planifiée de façon à respecter en permanence les distances minimales de sécurité entre la végétation et les câbles sous tension. Les dégâts occasionnés par des intempéries traduisent l'importance d'un élagage régulier des arbres situés à proximité des lignes électriques.

Si la responsabilité de l'élagage à proximité des lignes revient généralement au concessionnaire, la responsabilité du propriétaire peut être engagée dans les deux cas suivants :

- Si l'arbre planté en domaine privé, déborde sur le domaine public où est située la ligne électrique conformément au Code de la voirie routière ;
- Si l'arbre planté en domaine privé ou public après la construction de la ligne électrique, ne respecte pas les distances réglementaires minimales prescrites dans la norme NFC 11-201.

Au cours de l'exercice 2019, Enedis a indiqué dans le CRAC avoir élagué près de 486 km de lignes HTA (vs 521 km en 2018) et 111 km de lignes BT sur le territoire concédé (vs 66 km en 2018), pour un montant de 681 k€ consacré à ces travaux (vs 743 k€ en 2018), ce qui est légèrement moindre que le précédent exercice.

Pour l'élagage HTA, Enedis veille à maintenir la continuité de fourniture selon l'importance de la durée cumulée de coupure provoquée (NiTi). Au-delà d'un certain seuil (non indiqué), Enedis met en place des groupes électrogènes pour réalimenter le maximum d'usagers.

Pour les usagers de grandes puissances, l'intervention d'Enedis dépendra des engagements prévus au contrat d'acheminement (réalimentation par le concessionnaire ou par l'utilisateur).

Les critères retenus par le concessionnaire pour établir le programme d'élagage HTA sont :

- L'ancienneté du dernier élagage retenu uniquement sur la remise à niveau
- Les incidents ayant pour cause élagage insuffisant
- L'interprétation des données de qualité de fourniture identifiées sur les départs
- Les ossatures de réseaux HTA devant être traitées progressivement et restructurées pour fiabilisation

Les critères retenus pour établir le programme d'élagage BT sont :

- Le kilométrage de fils nus BT
- Les incidents ayant pour cause élagage insuffisant
- Le nombre de réclamations des usagers et la remontée ponctuelle des agents
- L'ancienneté du dernier élagage sur la commune

Les prestataires d'inventaire réalisent la visite complète des départs HTA à hauteur d'un tiers des départs de la Direction Régionale par an. Une fois les travaux sur un départ terminés, Enedis procède au contrôle des prestations sur le terrain (visite à pied ou par drone).

Les usagers concernés par une coupure sont avertis des travaux par courriers (minima 10 jours avant les travaux). Enedis leur adresse un email en complément le cas échéant. Ils sont également sollicités par les entreprises d'élagage lors de la préparation du chantier et sont tenus informés de la date et de l'heure de l'intervention.

Le concessionnaire semble remplir ses obligations d'élagage des lignes HTA et BT pour maintenir les réseaux en bon état de fonctionnement.

Pour faciliter le suivi annuel, il serait souhaitable que le concessionnaire produise a minima la liste détaillée des longueurs HTA élaguées par départ et les longueurs BT élaguées par commune.

4.3 Traitement des PCB et PCT

Le concessionnaire déclare qu'il n'y a plus de poste sur poteaux « H61 » pollué, ni de transformateur des postes cabines « non conformes » (par exemple sans bac de rétention ou de fosse), ni de transformateur de plus de 500 ppm.

4.4 Suivi des mesures de terre

4.4.1 Préalable

La mise à la terre des réseaux publics de distribution HTA et BT s'effectue en reliant les masses ou le neutre ou les protections contre les surtensions atmosphériques à une prise de terre.

Dans toute installation, le raccordement d'une prise de terre est indispensable pour garantir la sécurité du réseau électrique. L'absence de prise de terre peut entraîner de réels dangers pour la vie des personnes et des dommages aux installations électriques et aux biens.

La prise de terre est un corps conducteur incorporé dans le sol ou dans un milieu conducteur en contact électrique avec la terre. La mise à la terre permet de relier à une prise de terre, par une câblette (câble en cuivre nu de 25 mm²), un piquet ou une grille, les masses métalliques qui risquent d'être mises accidentellement en contact avec le courant électrique par suite d'un défaut d'isolement ou d'une surtension atmosphérique (foudre).

Le courant de défaut ou de surtension atmosphérique peut ainsi s'évacuer par la terre sans danger pour les personnes, les animaux et les biens.

La valeur individuelle de la prise de terre ne doit pas dépasser la valeur ohmique recommandée et être indépendante des prises de terre des réseaux voisins (usagers, éclairage public, télécommunications, paratonnerre, canalisations gaz, ...).

Pour y parvenir, les paramètres suivants doivent être considérés : la résistivité du sol, la forme géométrique de la prise de terre et de la distance entre les prises de terre.

Il est nécessaire de contrôler régulièrement les valeurs de résistance de terre afin de garantir la sécurité des installations électriques.

Le rôle des prises et réseaux de terre est de garantir :

- La sécurité des personnes
- La protection des installations de puissance
- La protection des équipements sensibles
- Le maintien d'un potentiel de référence.

La réalisation des réseaux publics de distribution d'électricité est notamment soumise à :

- La **norme NFC 11-201** d'octobre 1996 et son amendement A1 de décembre 2004 ;
- L'arrêté interministériel du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ;
- La publication UTE C15-900 (2006-03-01) notamment relative aux précautions à prendre du fait de la proximité entre réseaux de communication et réseaux d'énergie.

4.4.2 Protection des réseaux HTA

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en seul point, au transformateur HTB/HTA du poste source par l'intermédiaire d'une résistance.

Cela consiste à installer une impédance de faible valeur de limitation du courant de défaut franc à la terre :

- Limitation à 1000 A en zone urbaine comportant des réseaux souterrains
- Limitation à 150 A en zones rurales et péri-urbaines.

Les conséquences de ces dispositions techniques sont la détection et la mise hors tension du départ HTA siège d'un défaut d'isolement et la limitation, au moment du défaut, des surtensions à une valeur compatible avec les niveaux d'isolement des matériels HTA et BT.

Le plan de protection des réseaux aériens et mixtes consiste à programmer une série d'ouvertures et fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (cycles de ré-enclenchements rapides et lents).

4.4.3 Protection des réseaux BT

Le régime de protection des réseaux BT est fixé par l'article 45 de l'arrêté interministériel fixant les conditions techniques de distribution : « Les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre relié à un point neutre et mis directement à la terre ».

Les mises à la terre du neutre et des masses métalliques doivent être distinctes (schéma des liaisons de type « TT »).

En zones rurale et péri-urbaine, la terre des masses est fixée au maximum à 10 ohms et celle du neutre à 5 ohms, avec la possibilité d'interconnecter les terres des masses et du neutre en respectant une valeur globale inférieure à 2,5 ohms.

En zone urbaine, les terres des masses et du neutre sont interconnectées pour une valeur globale inférieure à 1 ohm.

Chaque départ BT est ensuite protégé par un jeu de fusibles placé en sortie de transformateur et dont le calibre dépend de l'intensité nominale admissible dans le câble.

4.4.4 Conditions d'interconnexion et de séparation

Le contrôle et la mesure des prises de terre doit être réalisé de la façon suivante :

- En zone urbaine :

Il n'est pas possible de réaliser de mesure de terre correcte, compte tenu du fort couplage existant entre les piquets auxiliaires et la terre à mesure. Il est cependant important de vérifier que les circuits de terre sont bien connectés dans chaque poste HTA/BT au maillage des câbles.

→ Un **contrôle visuel** est **nécessaire tous les 10 ans** pour vérifier que les différents équipements sont bien reliés au circuit de masses du poste HTA/BT (écrans ou armures des câbles HTA et raccordement du neutre au circuit de masse).
- En zone rurale et péri-urbaine :
 - Si les prises de terre des **masses HTA et du neutre BT** sont **séparées** : la prise de terre des masses du poste HTA/BT, la prise de terre globale du neutre BT et le couplage doivent être mesurés.
 - Si les prises de terre des **masses HTA et du neutre BT** sont **interconnectées** : la valeur de la prise de terre globale de la zone doit être contrôlée tous les 10 ans, ainsi que la continuité des écrans et le raccordement du neutre.

Les valeurs réglementaires des prises de terre et de l'indépendance des terres sont les suivantes :

Conditions d'interconnexion et de séparation entre la prise de terre des masses HTA et la prise de terre du neutre BT des postes HTA/BT	Valeur maximale
Prise de terre individuelle des masses : réseau HTA et poste HTA/BT	30 Ω
Prise de terre globale du neutre : réseau BT	15 Ω
Prise de terre globale des masses de l'ensemble interconnecté : réseau HTA, poste HTA/BT et neutre BT	2,5 Ω en zones rurale et péri-urbaine 1 Ω en zone urbaine
Indépendance des terres : coefficient de couplage entre la prise de terre des masses HTA et la 1ère prise de terre du neutre BT	15%

Les résultats annuels des interventions de maintenance du concessionnaire sont les suivantes :

Terres des masses des interrupteurs :	
Nombre d'interrupteurs équipés de terre	
Nombre de terres non renseignées	
Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	
Nombre de terres > 30 Ohms	
Nombre de terres > 100 Ohms	
Nombre de terre ayant un coefficient de couplage > 15%	
Terres des masses des armoires :	
Nombre d'armoires équipées de terre	
Nombre de terres non renseignées	
Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	
Nombre de terres > 30 Ohms	
Nombre de terres > 100 Ohms	
Nombre de terre ayant un coefficient de couplage > 15%	
Terres des masses des postes HTA/BT :	
Nombre de postes HTA/BT équipés de terre	
Nombre de terres non renseignées	
Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	
Nombre de terres > 30 Ohms	
Nombre de terres > 100 Ohms	
Nombre de terre ayant un coefficient de couplage > 15%	
Terres du neutre des postes HTA/BT :	
Nombre de postes HTA/BT équipés de terre	
Nombre de terres non renseignées	
Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	
Nombre de terres > 30 Ohms	
Nombre de terres > 100 Ohms	
Nombre de terre ayant un coefficient de couplage > 15%	
Terres des masses du réseau BT :	
Nombre de départs BT équipés de terre	
Nombre de terres non renseignées	
Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	
Nombre de terres > 30 Ohms	
Nombre de terres > 100 Ohms	
Nombre de terre ayant un coefficient de couplage > 15%	

4.4.5 Mesures de terre réalisées

Les valeurs des différentes terres des réseaux sont saisies dans la GMAO d'Enedis lors de la mise en service de l'ouvrage.

Les contrôles réglementaires (vérification, mesure, ...) sont réalisés systématiquement tous les 10 ans.

Le concessionnaire a communiqué les résultats des mesures de terre réalisées au cours de l'exercice :

Appareils : IAT, IACM ou autre sur lequel est raccordée la masse du réseau aérien HTA					Postes HTA/BT					Réseau BT					
Terres des masses					Terres des masses					Terres du neutre					
Nombre d'appareils équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 30 Ohms	Dont Nb de terres > 100 Ohms	Nombre d'appareils équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 30 Ohms	Dont Nb de terres > 100 Ohms	Nombre d'appareils équipés de terre	Nombre de terres non renseignées	Nombre de terres n'ayant pas été mesurées depuis 10 ans	Nombre de terres > 15 Ohms	Dont Nb de terres > 30 Ohms	Nombre de poste interconnectés
1207	13	6	403	69	3689	27	1	518	65	3689	58	3	750	321	549

Il est recommandé à l'autorité concédante de veiller à ce que le concessionnaire présente chaque année ces résultats pour faciliter le suivi des résultats des actions de maintenance des ouvrages.

4.5 Maintenance des équipements

La maintenance des équipements doit être réalisée régulièrement.

La concession regroupe les équipements suivants :

- Interrupteurs lumineux de défaut (ILD), dont organes PPI
- Interrupteurs aériens à commande manuelle (IACM) – 84 batteries remplacées au cours de l'exercice,
- Interrupteurs répartis dans les postes HTA/BT.
- Cellules HTA de poste HTA/BT

Il est recommandé au concessionnaire de restituer à l'autorité concédante les résultats détaillés des actions de maintenance des équipements dans le cadre des prochains contrôles annuels.

Le SIED70 doit être en capacité de suivre régulièrement les résultats des interventions réalisées par le concessionnaire.

5 LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE

5.1 Tarif d'utilisation du réseau public

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est calculé⁶ « afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace », y compris ceux « résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public ».

Le TURPE HTA-BT met en place un cadre de régulation favorable à l'investissement se fondant sur une méthode tarifaire stable et lisible, visant notamment améliorer le niveau de qualité de l'électricité.

Enedis présente une trajectoire d'investissement « réseau » à la CRE qu'elle prend en compte pour établir les trajectoires prévisionnelles de charges de capital. Il n'appartient pas à la CRE de déterminer et de valider le niveau des investissements envisagés sur les réseaux de distribution.

La CRE constate⁷ que :

- La trajectoire des investissements (CAPEX) d'Enedis résulte d'orientations techniques établies au niveau national ainsi que de la construction et de la mise à jour des plans à moyen terme (PMT glissant à 4 ans) élaborés par les régions. Ces plans sont établis conformément aux SDI/PPI de chaque concession.
- Enedis présente à EDF ses besoins en CAPEX à moyen et long terme dans le cadre de la révision de son PMT consolidé, résultant de la concaténation des PMT régionaux. Cette présentation s'effectue dans le cadre d'une présentation générale conformément aux obligations d'Enedis en matière d'indépendance vis-à-vis de son actionnaire. Les décisions d'investissement sont du seul ressort d'Enedis.
- Les critères de décision d'investissement sont explicités en amont du processus de validation des investissements relatifs aux projets techniques, régionaux ou nationaux (hors projets SI) et portent notamment sur : critère B, coûts unitaires et le respect du décret qualité. En dehors de son pouvoir de supervision économique qui porte sur les enveloppes d'investissements globales, l'actionnaire (EDF) n'intervient pas dans le processus de validation.

5.2 Investissements du concessionnaire

Les investissements réalisés par le concessionnaire sur les biens localisés et non localisés concédés :

Les investissements de raccordement des consommateurs et producteurs sont financés par le tarif et la participation des collectivités et des tiers, pour lesquels une réfaction s'applique. Néanmoins la réfaction n'est pas identique selon les raccordements (IRVE, producteurs, S3REnR, ...).

Les investissements pour la performance du patrimoine regroupent les postes : renforcement (restructuration, dédoublement départs, réduction des chutes de tension et d'intensité), climatique (zones soumises aux aléas climatiques), modernisation (renouvellement câbles, prolongation de durée de vie des

⁶ Article L341-2 du Code de l'énergie

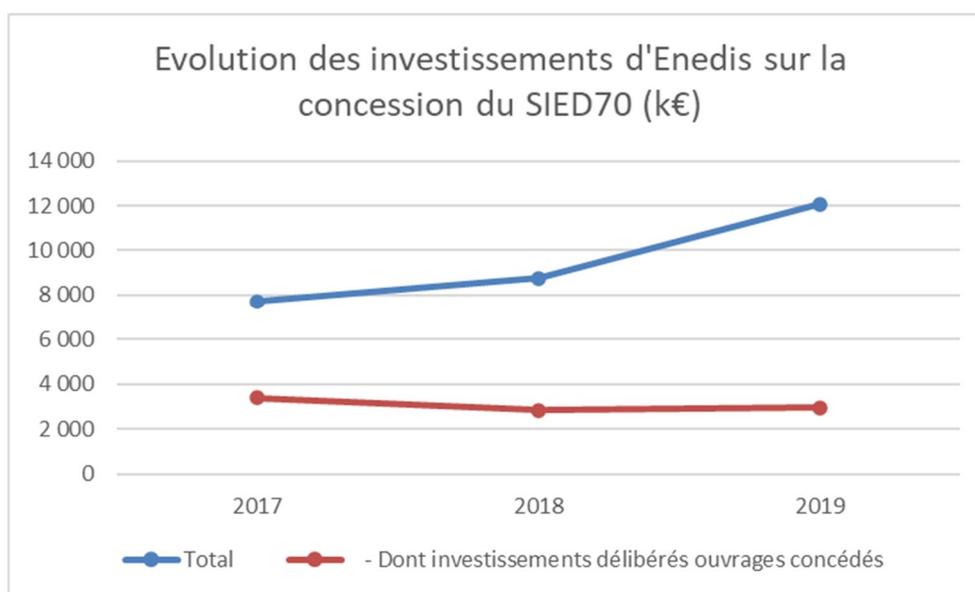
⁷ Rapport de suivi CRE – fév. 2019 « Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel »

ouvrages aériens, automatismes, transformateurs et postes sources) et moyens d'exploitation (gros outillage, informatique, cartographie, contrôle-commande, équipements de travaux sous tension).

Les investissements relatifs aux exigences environnementales et réglementaires regroupent les travaux d'intégration des ouvrages, de sécurité et d'obligation réglementaires (traitement PCB, non conformités, ...) et de modifications d'ouvrages à la demande de tiers.

Les investissements de logistique comprennent notamment l'immobilier, les véhicules et les engins.

Les investissements du concessionnaire pour la performance et la modernisation du réseau de distribution publique hors déploiement des compteurs Linky et hors postes sources :



Investissements du concessionnaire (k€)	2017	2018	2019	Evol. (%)
Raccordements des consommateurs et producteurs	2 603	2 505	3 429	37%
Performance du réseau	3 835	3 591	4 286	19%
<i>Dont renforcement</i>	476	96	73	
<i>Dont climatique</i>	785	666	878	
<i>Dont modernisation</i>	2 326	2 778	3 278	
<i>Dont moyens d'exploitation</i>	248	51	57	12%
Exigences environnementales et réglementaires	1 173	1 198	1 279	
<i>Dont environnement</i>	241	214	224	
<i>Dont sécurité et obligations réglementaires</i>	537	607	732	
<i>Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers</i>	395	377	323	-14%
Linky et smart grids	75	1 464	3 093	
Investissements de logistique	42	1	1	0%
Total	7 728	8 759	12 088	
<i>- Dont investissements postes-sources</i>	429	733	1 330	81%
<i>- Dont article 8</i>	241	214	224	5%
<i>- Dont investissements délibérés ouvrages concédés</i>	3 406	2 858	2 956	3%

Les investissements du concessionnaire s'élèvent à 12,1 M€ en 2019, dont 3,0 M€ dédiés aux investissements délibérés portant sur les ouvrages concédés.

Les investissements délibérés sont en légère progression par rapport au précédent exercice.

6 LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE

6.1 Préalable

La qualité de l'électricité recouvre principalement deux notions différentes : la continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et la qualité de tension délivrée aux usagers (notamment la tenue aux contraintes de puissance).

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur.

Le gestionnaire du réseau de distribution investit et exploite le réseau de distribution publique en vue d'assurer les raccordements, la continuité et la qualité de la desserte. en considérant les incidents de toute nature (matérielle, atmosphérique, humaine) susceptibles d'affecter le réseau de distribution en circonstances normales ou exceptionnelles. Les conséquences de ces incidents pour les usagers sont des interruptions de la desserte ou des perturbations de l'onde électrique.

Les analyses présentées se basent sur l'analyse des coupures longues des réseaux HTA et BT pour ce qui concerne la continuité de fourniture, et sur l'analyse statistique de la tension (à partir de méthode statistique GDO-SIG) permettant de déterminer les « clients mal alimentés » (CMA) BT pour ce qui concerne la tenue de tension.

Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Cette responsabilité est partiellement encadrée par des textes législatifs et réglementaires.

6.2 La sécurisation des postes sources

Le maillage des postes sources et les caractéristiques du réseau HTA en coupure d'artère permettent de secourir les postes adjacents en cas de travaux ou de défaillance.

La réalimentation par le réseau existant reste assurée en cas de perte d'un départ HTA ou d'un élément de poste source.

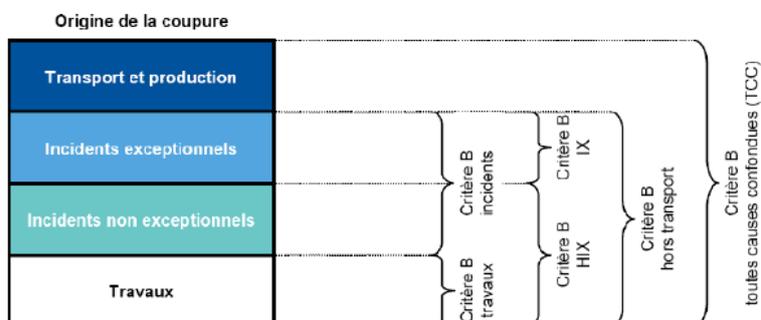
Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire de communiquer les taux de reprise de la charge par manœuvres télécommandées sur le réseau HTA et la puissance non reprise de chaque poste source alimentant la concession.

6.3 La continuité de fourniture

6.3.1 Définition

Le critère B est la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur du réseau public de distribution raccordé en basse tension, quel que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident sur le réseau de distribution publique ou incident en amont du réseau de distribution publique). Il ne tient compte ni de la puissance souscrite ni de la consommation et est calculé sur l'ensemble de la concession.

Le critère B est subdivisé selon l'origine des coupures :



La réglementation encadrant les exigences minimales de qualité imposées à Enedis est le décret d'application n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Il est complété d'un arrêté d'application du 24 décembre 2007, modifié le 28 août 2012 et repris par le Code de l'énergie aux articles L321-18 et L322-12.

Pour ne pas être considéré comme « mal alimenté », un utilisateur ne doit pas subir, dans une même année, hors événements exceptionnels, un nombre de coupures longues ou de coupures brèves ou une durée cumulée de coupures longues qui excèdent un seuil fixé par l'arrêté d'application. La part maximale des usagers mal alimentés est fixée à 5 %.

La norme technique considère qu'une coupure est : longue lorsqu'elle est d'une durée supérieure à 3 mn ; brève lorsque sa durée est comprise entre 1 seconde et 3 mn et très brève lorsque sa durée est inférieure à 1 seconde.

Pour rappel, une coupure est considérée comme longue lorsqu'elle est d'une durée supérieure à 3 mn ; comme brève lorsque sa durée est comprise entre 1 seconde et 3 mn ; comme très brève lorsque sa durée est inférieure à 1 seconde.

6.3.2 Critère B

Le critère B se décompose selon les deux causes d'interruption de fourniture (incidents et travaux) sur : les réseaux de transport d'électricité et les postes source (hors concession) ainsi que les réseaux de distribution publique d'électricité HTA et BT.

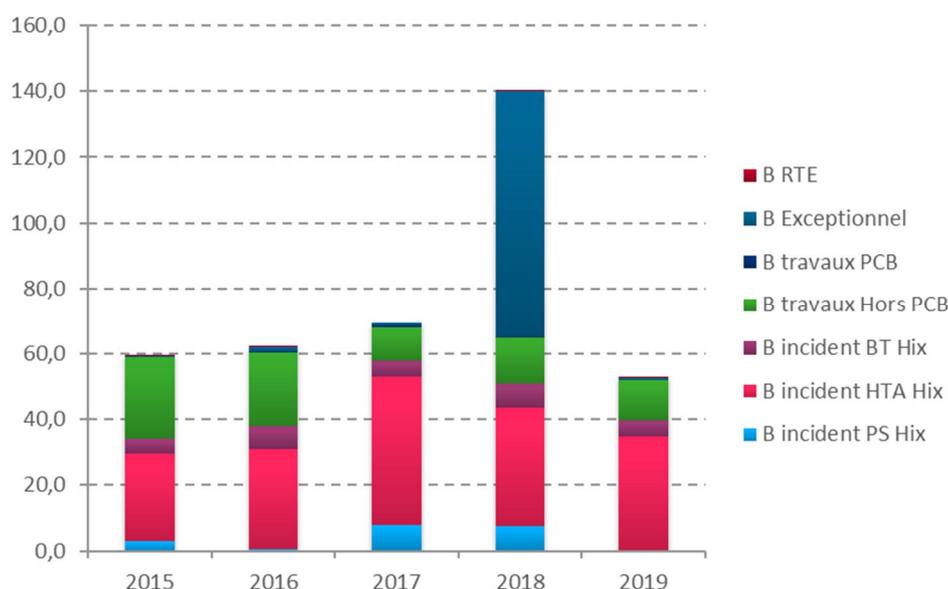
L'analyse de la durée de coupures par usager est réalisée toutes causes confondues (TCC) et hors événements exceptionnels (HIX).

Le paragraphe 1 de l'annexe 4 de la délibération CRE n°2018-148 du 28 juin 2018 relative au TURPE 5 HTA-BT définit les événements exceptionnels dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation comme étant :

- 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.

L'évolution des critères B de la concession :



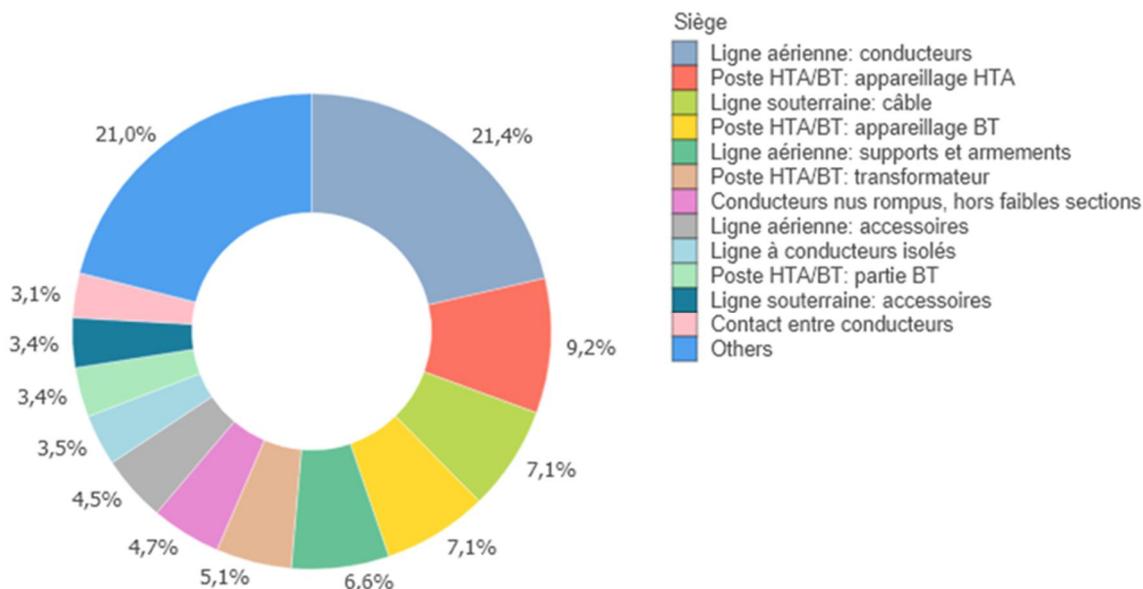
Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux Hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2015	2,9	26,7	4,6	34,1	24,7	0,0	0,5	0,2	59,5
2016	0,5	30,4	7,2	38,1	22,4	0,2	1,2	0,0	61,9
2017	7,9	45,0	4,9	57,7	10,4	0,6	0,7	0,0	69,4
2018	7,4	36,1	7,4	50,9	14,1	0,3	74,9	0,3	140,4
2019	0,1	34,5	5,0	39,7	12,3	0,1	0,5	0,0	52,5

Le critère B toutes causes confondues (TCC) est en forte baisse à 52,5 mn en 2019, contre 140,4 mn en 2018, du fait d'une année relativement clémente en terme d'aléas climatiques.

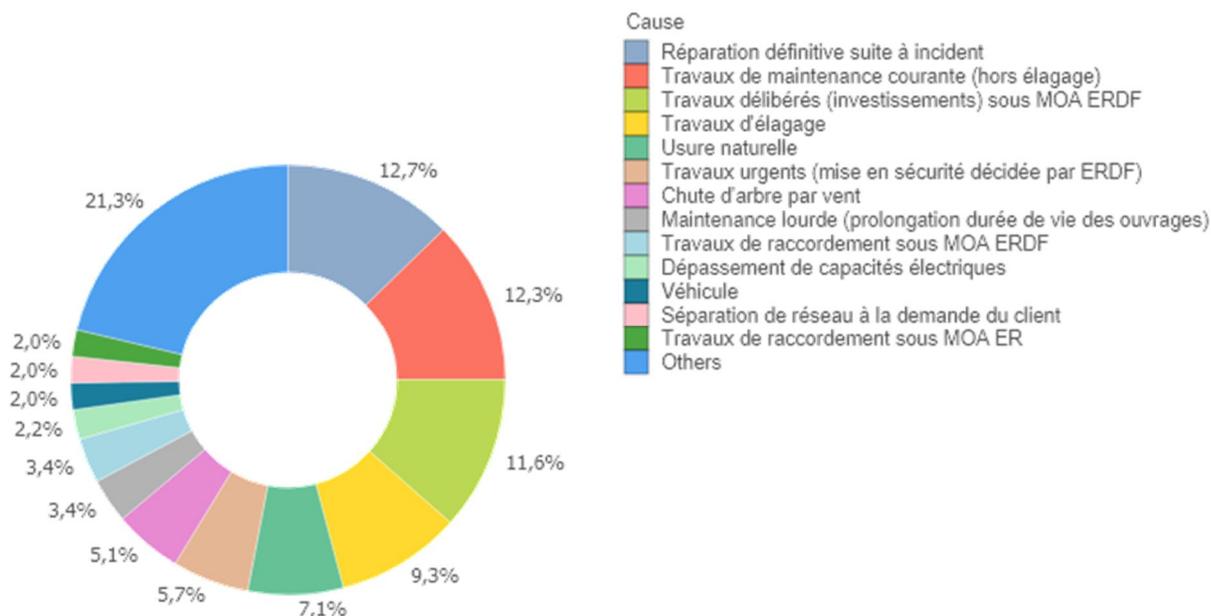
Le critère B hors événements exceptionnels (Hix) est en légère baisse à 52,0 mn en 2019, contre 65,5 mn en 2018 et 68,7 mn en 2017, du fait de l'amélioration de la continuité de distribution du réseau HTA et BT dont le temps moyen de coupure diminue de près de 7 mn.

Les décompositions de durées cumulées de coupure par sièges et causes

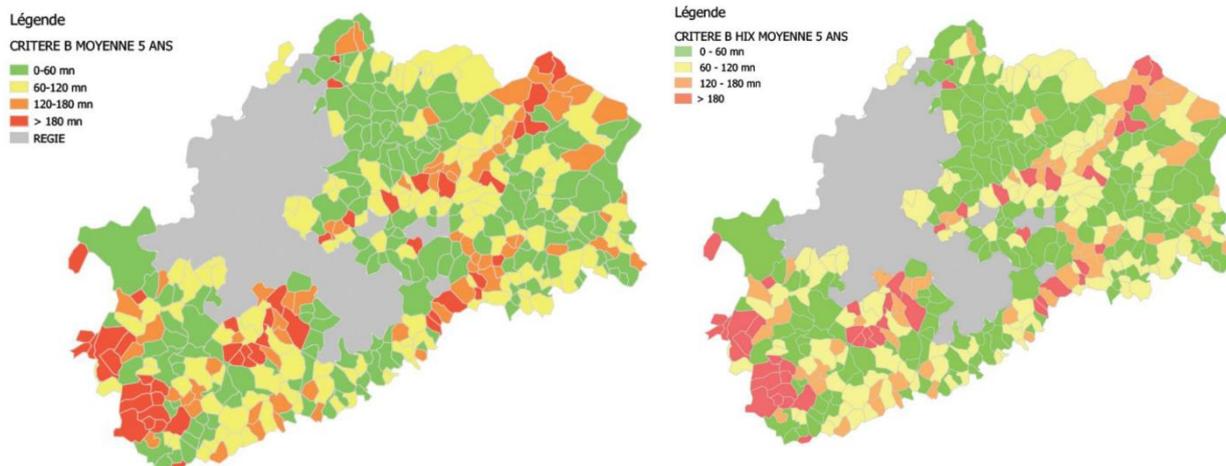
Décomposition des sièges des incidents en 2019



Décomposition des causes des incidents en 2019

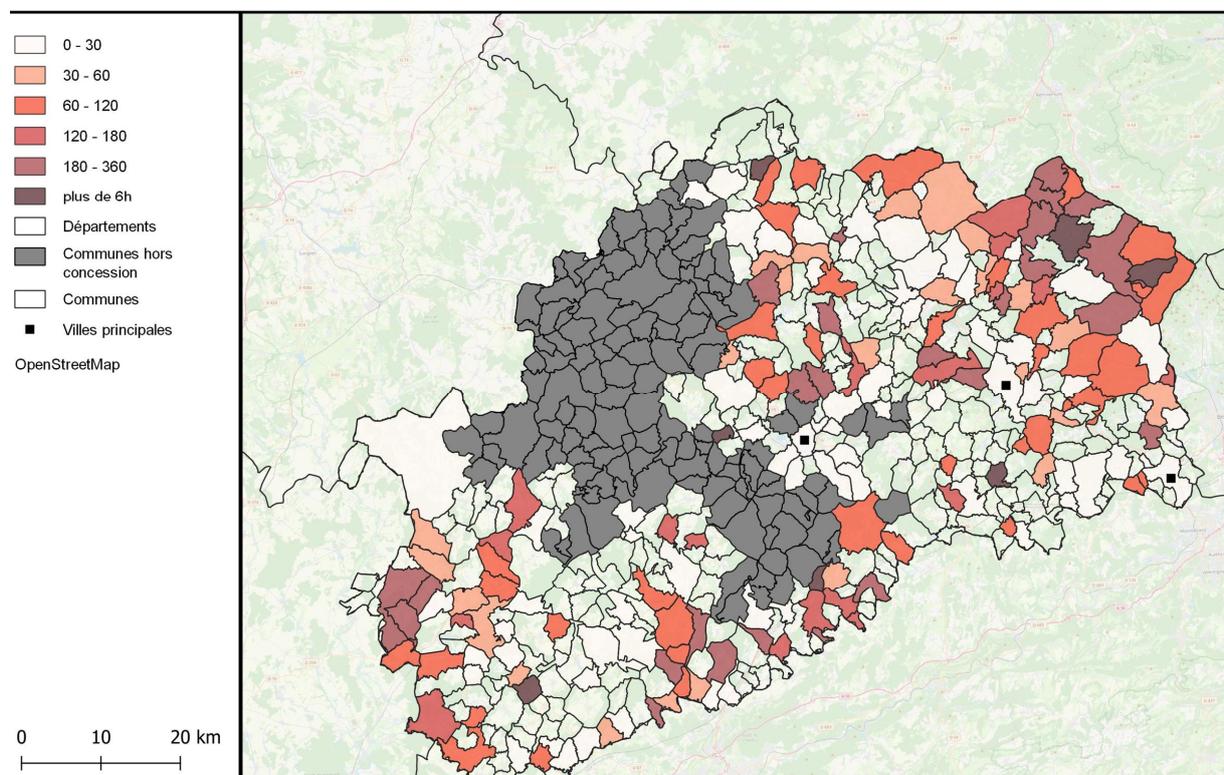


La décomposition du critère B TCC et Hix à la maille communale sur la chronique 2013-2017 :

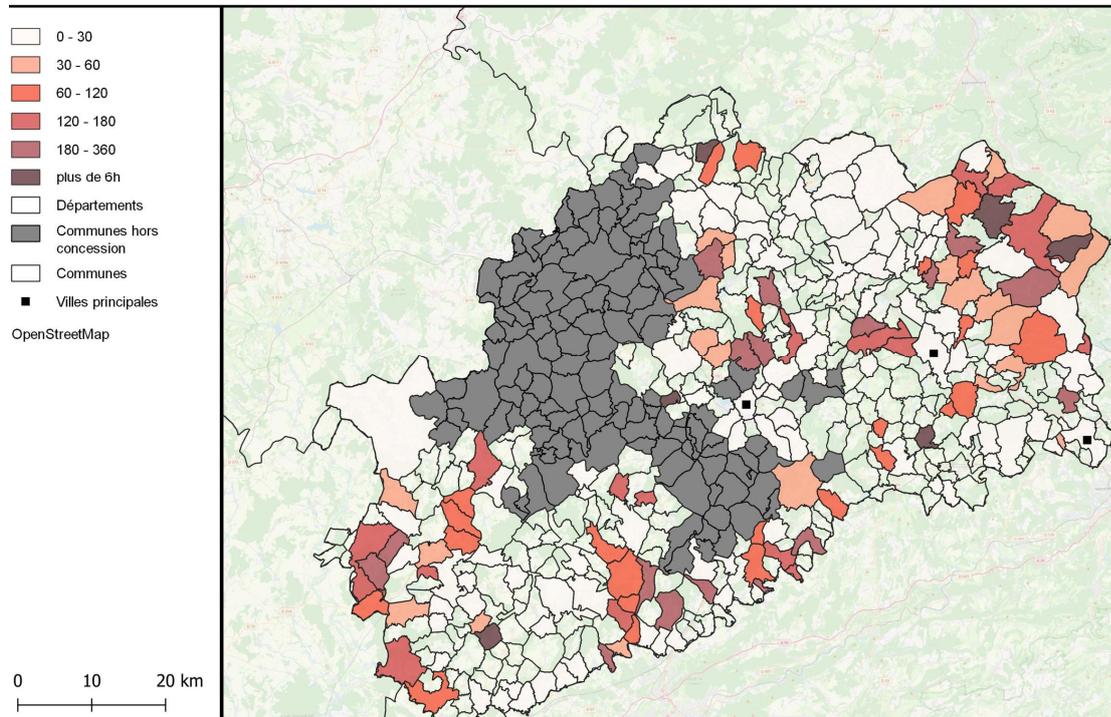


Et les cartes décomposant le critère B de l'exercice 2019 à la maille communale :

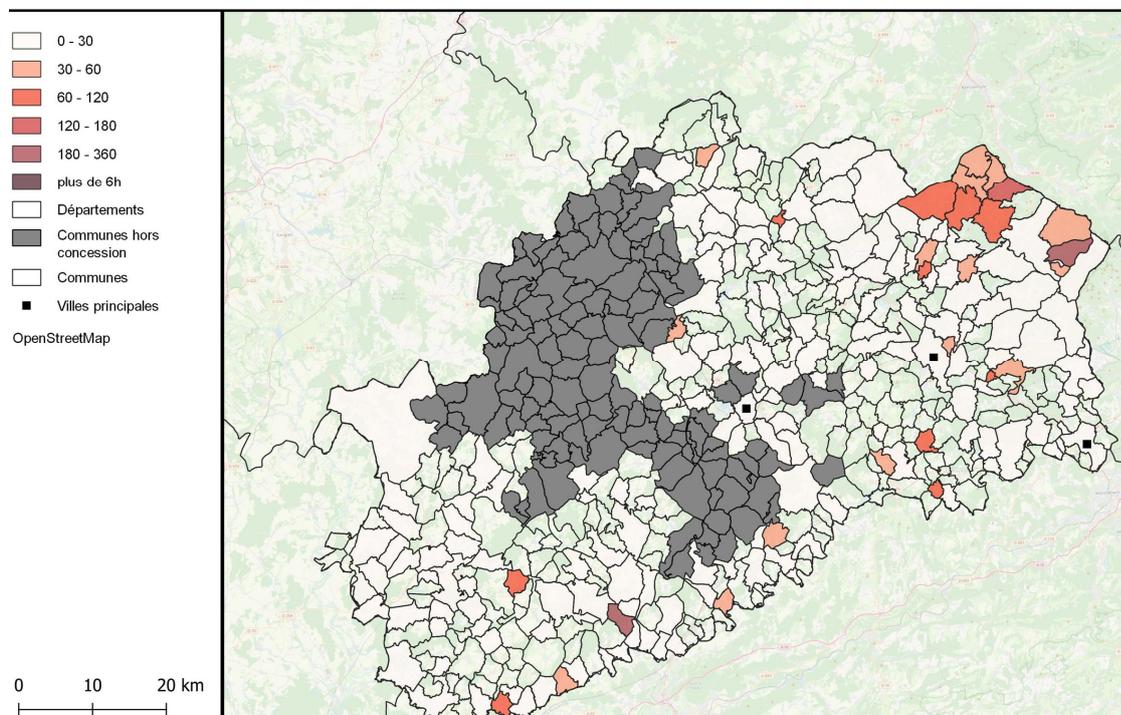
Critère B toutes causes confondues (TCC) en 2019



Critère B Incidents HTA et BT en 2019

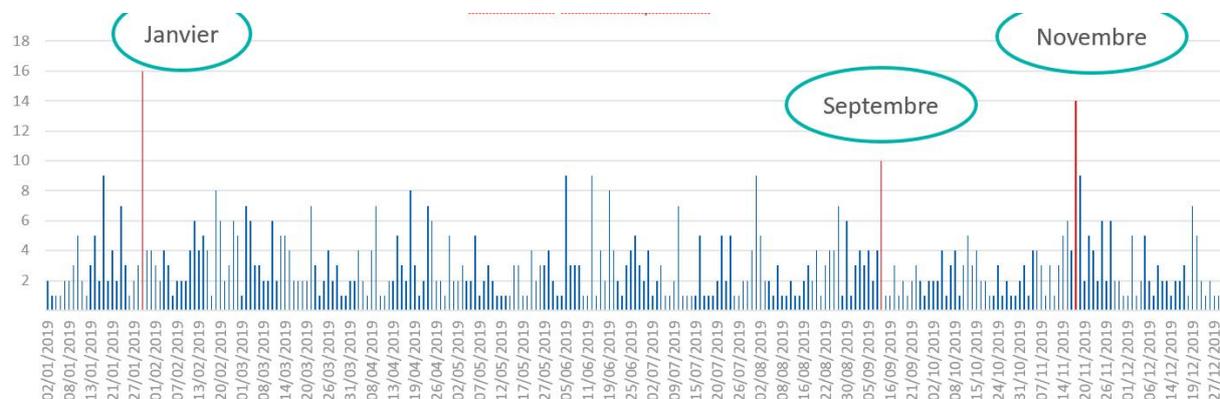


Critère B travaux en 2019

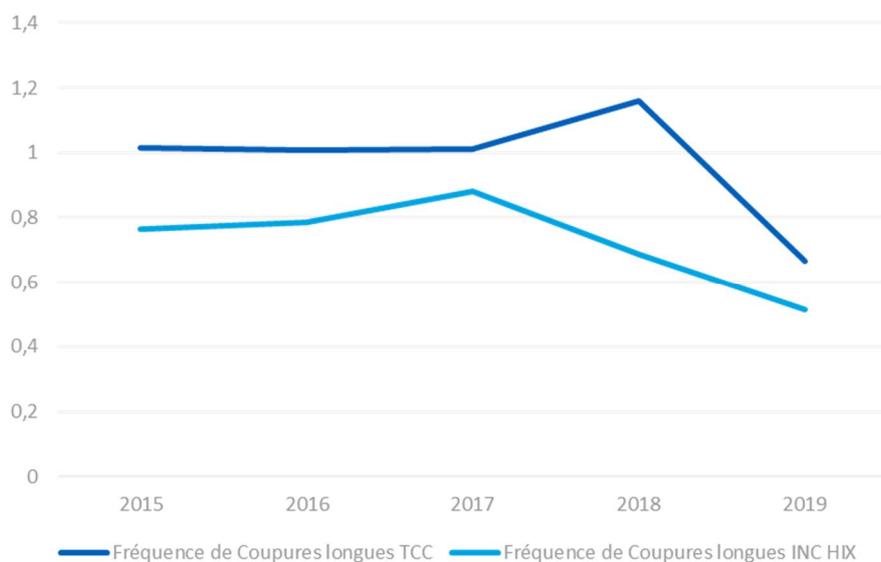


Le nombre de coupures longues sur le réseau de distribution

Répartition du nombre d'interruptions subies par le réseau sur l'année



L'évolution de la fréquence de coupures TCC et Hix par usager



Année	Fréquence de Coupures longues Incidents HIX	Fréquence de Coupures longues TCC
2015	0,76	1,02
2016	0,79	1,01
2017	0,88	1,01
2018	0,69	1,16
2019	0,52	0,66

La continuité d'alimentation s'améliore fortement en 2019 par rapport aux précédents exercices.

La liste des principaux départs HTA incidentogènes

Code GDO départ HTA	Libellé poste source	Longueur de risque averse (km)	Longueur de risque averse (km)	Nombre de défaut moyenne (5ans)	Durée de coupure Moyenne (5 ans)
CONFLC2004	CONFL	2,78	1,06	4,4	22,5
ABBENC2004	ABBEN	4,41	1,28	4,2	18,6
LUXEUC1006	LUXEU	15,57	0	3,8	28
RONCHC1006	RONCH	14,21	0,48	3,4	42
FOUG5C2010	FOUG5	10,77	1,22	2,8	30,2
DANCEC2002	DANCE	5,28	1,61	2,6	12,9
GRAY C0004	GRAY	7,28	3,02	2,6	8,3
GRAY C0014	GRAY	3,87	0,62	2,6	10,6
GENEUC0036	GENEU	4,87	0,71	2,4	7,5
GRAY C0002	GRAY	1,7	1,43	2,4	10,1

6.3.3 Coupures brèves et très brèves

En 2019, le réseau HTA a subi 225 coupures brèves (contre 353 en 2018) et 502 coupures très brèves (contre 586 en 2018) dont l'origine provient essentiellement du réseau de distribution publique.

Les principaux départs HTA impactés par les coupures brèves sont : CRESAN (14) et S-REMY (11) et ESPREL (10).

Les principaux départs HTA impactés par les coupures très brèves sont : VSELOI (30), MARPAI (23), S-VAIV (23), BETONC (20), BOUGNO (19).

Ces données n'étaient pas communiquées par le concessionnaire des exercices antérieurs à 2018. Le suivi de leur évolution sera nécessaire pour les prochains contrôles annuels.

Le nombre de coupures brèves et très brèves se réduit significativement au cours de l'exercice par rapport à 2018.

Les efforts engagés ces dernières années par le concessionnaire pour : la fiabilisation du réseau, le renouvellement des technologies incidentogènes et le traitement des tronçons soumis aux risques climatiques, doivent être poursuivis et amplifiés pour améliorer la résilience du réseau.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander chaque année le nombre de coupures brèves et très brèves par départ HTA, afin de faciliter le suivi des évolutions.

6.4 La tenue en tension

La qualité de tension s'apprécie selon les dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007.

6.4.1 Chutes de tension sur le réseau HTA

La chute de tension maximale admise en moyenne tension (HTA) est de 7%. Les chutes de tension comprises entre 5% et 7% font l'objet d'une analyse et d'une surveillance particulière.

En 2019, tous les départs HTA ont une chute de tension inférieure au seuil 5%.

6.4.2 Chutes de tension sur le réseau BT

La réglementation fixe la valeur efficace des tensions nominales correspondant aux tensions BT à 230 V pour le courant monophasé et 400 V pour le courant triphasé.

Un usager est considéré comme mal alimenté lorsqu'il est constaté une tension efficace inférieure ou supérieure de plus de 10%. La tension au point de livraison doit donc être comprise entre 207 et 253 Volts pour en monophasé et entre 360 et 440 Volts pour le triphasé.

Le niveau de qualité de tension d'un réseau de distribution n'est pas respecté lorsque le nombre d'usagers concerné par des variations de tension supérieures ou inférieures de plus de 10% de la tension nominale dépasse 3%, conformément à l'arrêté du 18 février 2010. Ce n'est pas le cas pour la concession.

Les résultats de l'évaluation de la qualité de tension des départs BT exploités par Enedis sont les suivants :

Evolution des départs BT mal alimentés	2018	2019
Nb total départs BT	7583	7663
Longueur tronçons mal alimentés (km)	NC	30,1
- Dont faibles sections (km)	NC	4,4
Nb départs comportant au moins un CMA	70	65
Nombre de clients mal alimentés	503	416
- En communes urbaines	0,2%	0,2%
- En communes rurales	0,5%	0,6%

En 2019, 65 départs BT et 416 usagers BT sont considérés comme mal alimentés en terme de qualité de tension, ce qui représente une proportion de 0,4% des usagers, bien inférieure au seuil réglementaire.

Les départs BT les plus impactés sont situés sur les communes suivantes :

- En régime urbain : Champagney (36 CMA), Froideconche (32 CMA)
- En régime rural : Chenevrey-et-Morogne (33 CMA), Chalonvillars (33 CMA), Beaumotte-Aubertans (27 CMA), Vy-les-Lure (25 CMA)

Malgré les modifications de paramètres de l'outil GDO-SIG (Erable) réalisés par le concessionnaire au cours de l'exercice pour estimer l'état électrique du réseau de distribution, le nombre de clients mal alimentés est en baisse en 2019 sur la concession.

7 LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS

7.1 Au préalable

L'accord-cadre national FNCCR, FU, Enedis et EDF prévoit la réalisation d'un diagnostic préalable de la concession qui soit adossé à l'Annexe 2 du cahier des charges du futur cadre contractuel négocié avec les concessionnaires.

Si le nouveau modèle de contrat de concession fait essentiellement référence au volet technique du diagnostic de la concession, il ne le limite pas pour autant aux seuls aspects techniques nécessaires à la co-construction des outils de programmation des investissements.

En effet, l'article 11-2 du modèle de contrat 2017 prévoit le maintien des passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du contrat et constitués au titre du contrat précédent.

Dans l'intérêt de l'autorité concédante, il serait nécessaire que le diagnostic adossé au futur contrat présente également un bilan comptable de la concession pour dresser « l'état zéro » de la valorisation comptable des biens, des obligations financières du concessionnaire et des passifs relatifs aux ouvrages concédés.

L'expérience des précédentes négociations conclues avec les métropoles, et les syndicats d'énergie intercommunaux ou départementaux, montre qu'Enedis ne souhaite pas adosser au contrat de concession le bilan comptable et financier de la concession. Le concessionnaire adopte une interprétation restrictive de l'accord-cadre national et du nouveau modèle de contrat.

Le présent document représente le bilan de la valorisation comptable des biens de la concession.

7.2 La valorisation comptable des ouvrages concédés

7.2.1 L'inventaire détaillé et valorisé

L'inventaire détaillé des biens de retour est établi et mis à jour par le concessionnaire.

Les valeurs comptables qui y sont présentées sont les suivantes :

- La **valeur brute** correspond à la valeur d'origine du bien lors de sa mise en service. Elle est établie pour l'ensemble des biens de retour de la concession sur le périmètre des ouvrages exploités par Enedis (financement concessionnaire et financement concédant).

Pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977, le cas échéant, la valeur réévaluée des immobilisations a été déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires (réévaluation 1959 / 1976).

- L'**amortissement**, calculé sur la valeur brute du bien, et constitué de façon linéaire sur sa durée de vie comptable.

L'amortissement consiste à répartir le coût d'un élément d'actif sur sa durée d'utilisation prévue par le concessionnaire, lorsque celle-ci est limitée dans le temps en raison d'un critère physique (usure), technique (obsolescence), juridique (période de protection légale ou contractuelle) ou économique (cycle de vie des produits générés).

Du fait des règles comptables, le concessionnaire doit, dans les comptes individuels et dans les comptes consolidés, mettre en œuvre la méthode d'amortissement par composants, où chaque élément est comptabilisé séparément et où un plan d'amortissement propre à chacun d'eux est retenu⁸.

- La **valeur nette comptable**, ou valeur non amortie des ouvrages, correspond à la valeur brute diminuée des amortissements pratiqués selon le mode linéaire sur la durée de vie du bien.
- La **valeur de remplacement** représente l'estimation du coût du remplacement du bien à fonctionnalités et capacités identiques, estimé par revalorisation annuelle calculée au 31 décembre de l'exercice.

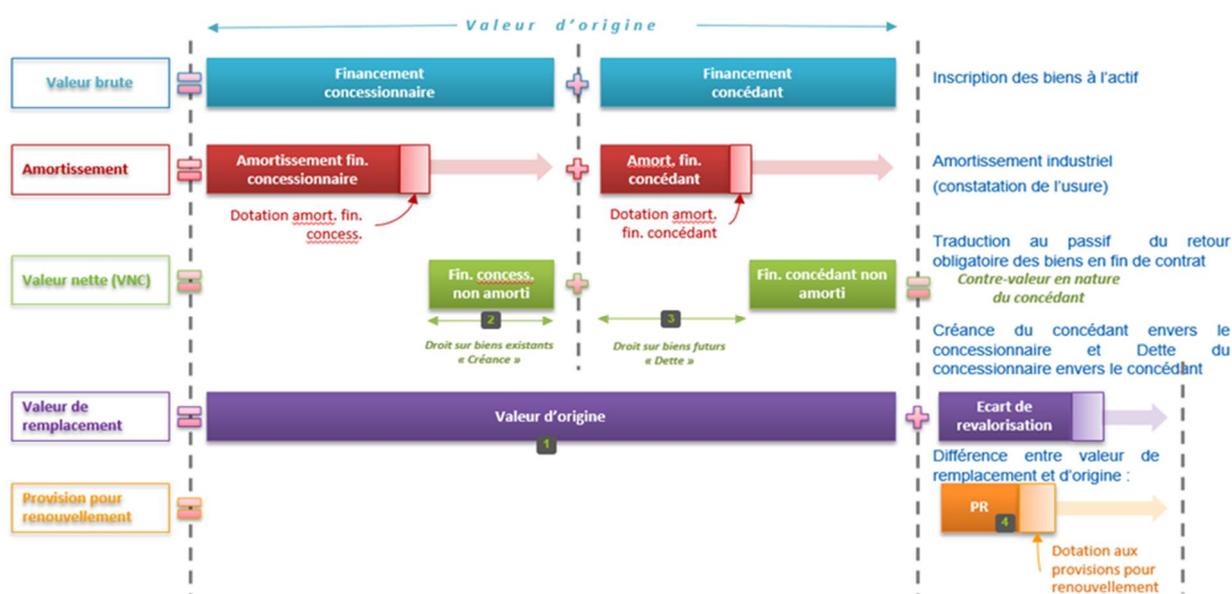
Cette revalorisation est calculée par application à la valeur brute, d'indices liés à la profession et issus de publications officielles, tenant compte des évolutions des techniques, des coûts de construction et des prix des matériels.

L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée d'amortissement résiduelle des biens concernés. La valeur de remplacement permet de calculer la provision pour renouvellement.

- La **provision de renouvellement**, destinée au renouvellement des biens avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur brute.

Elle est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement théorique de l'ouvrage. La provision couvre l'augmentation du prix d'achat du bien par rapport à sa valeur d'origine.

Schéma de synthèse de la comptabilité du concessionnaire



⁸ Plan Comptable Général, article 214-9 : « Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, un plan d'amortissement unique est retenu pour l'ensemble de ces éléments. Cependant, si dès l'origine, un ou plusieurs de ces éléments ont chacun des utilisations différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et un plan d'amortissement propre à chacun de ces éléments est retenu. Les éléments principaux d'immobilisations corporelles devant faire l'objet de remplacement à intervalles réguliers, ayant des utilisations différentes ou procurant des avantages économiques à l'entité selon un rythme différent et nécessitant l'utilisation de taux ou de modes d'amortissement propres, doivent être comptabilisés séparément dès l'origine et lors des remplacements. »

7.2.2 La localisation des biens

Les valeurs comptables prennent en compte la totalité des biens de retour associés à la distribution publique à la maille de la concession :

- Les **biens localisés**, rattachés à leur commune de localisation et disposant d'un inventaire technique et comptable, sont pris en compte pour la valeur inscrite dans la comptabilité.

Ce sont les réseaux HTA et BT, les postes de distribution publique, les transformateurs HTA/BT (depuis 2015), les compteurs communicants Linky et concentrateurs associés au fil de leur déploiement, les ouvrages collectifs de branchement (depuis 2018).

- Les **biens non localisés**, enregistrés en masse financière par année de pose à la maille régionale puis restitués par concessions après application de clés de répartition (clé client, nombre de biens localisés associés, valeur brute de biens localisés associés), notamment pour ce qui concerne les branchements individuels, les comptages hors compteurs communicants et les transformateurs HTA/BT en magasin.

Les biens non localisés ne disposent pas d'un inventaire technique détaillé.

Historiquement, l'intégration dans la cartographie du détail des millions de branchements individuels et collectifs et de leurs comptages associés n'était pas réalisée du fait d'une trop grande complexité à des coûts raisonnables. Ces biens étaient non localisés même si leur nombre pouvait être estimé plus ou moins précisément.

Depuis le décret « DT-DICT »⁹ de 2011 imposant aux gestionnaires de réseaux la localisation de l'ensemble de leurs ouvrages avec une classe de précision inférieure à 50 cm.

La loi « TECV »¹⁰ de 2015 a modifié l'article L2224-31 du CGCT afin d'obliger les gestionnaires de réseaux à mettre à la mise à disposition des autorités concédantes un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de la concession, distinguant les biens de retour – les biens de reprise et les biens propres. La loi renvoyait à un décret ultérieur la fixation de son contenu ainsi que les délais pour l'établir.

Le décret « CRAC »¹¹ de 2016 a précisé les données devant figurer au compte rendu annuel d'activité des concessionnaires de réseaux d'électricité, et a renvoyé à un arrêté ultérieur la fixation du contenu et des délais d'établissement de l'inventaire.

L'arrêté « inventaire »¹² du 10 février 2020 a enfin apporté toutes les précisions attendues pour la production de l'inventaire détaillé et localisé de tous ouvrages.

Le concessionnaire a engagé ces dernières années les travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages concédés qui ont aboutis à la localisation :

- Des transformateurs en 2015 en application du protocole d'accord FNCCR-EDF-ERDF de Montpellier du 18 septembre 2013,

⁹ Décret n°2011-1241 du 05 octobre 2011 relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution

¹⁰ Article 153 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

¹¹ 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

¹² 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

- Des compteurs du marché d'affaires HTA et BT supérieur à 36 kVA en 2018 (C2 à C4) et des ouvrages collectifs de branchement en 2018.

S'agissant des ouvrages de branchement, la disponibilité dans l'inventaire des informations détaillées et localisées sera progressive conformément à l'Annexe 4 de l'arrêté s'étalant, selon les ouvrages de la date de publication de l'arrêté (compteurs pour les clients >36 kVA et HTA) jusqu'en 2022 (branchements individuels et disjoncteurs).

7.2.3 Les sources de financement des ouvrages

Le financement d'un ouvrage peut avoir plusieurs sources de financement selon qu'il s'agit d'un 1^{er} établissement ou d'un renouvellement :

Cas d'un 1^{er} établissement

Sources possibles du financement d'Enedis

- Dépenses d'investissement en tant que maître d'ouvrage;
- Contribution financière aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant.



Sources possibles du financement du concédant

- Dépenses d'investissement en tant que maître d'ouvrage;
- Contribution financière aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis.

Cas d'un renouvellement sous maîtrise d'ouvrage Enedis

Décomposition du financement d'Enedis

- Amortissement des financements initiaux Enedis du 1^{er} bien.
- Progrès technologique apporté par le 2^{ème} bien.



Décomposition du financement du concédant

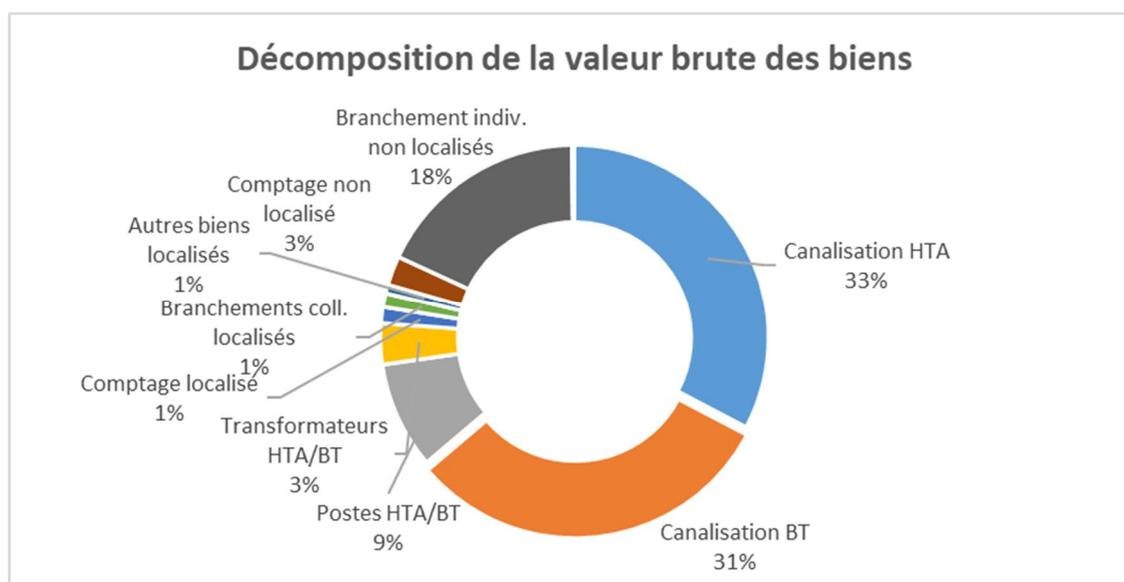
- Amortissement des financements initiaux concédant du 1^{er} bien.
- Inflation couverte par la provision dotée sur le 1^{er} bien.

Lors d'un renouvellement, les financements de l'ouvrage proviennent d'un point de vue comptable des amortissements industriels des financements du concessionnaire et du concédant constitués sur l'ouvrage initial, ainsi que provisions pour renouvellement affiliées.

7.2.4 La valeur brute

7.2.4.1 DECOMPOSITION

La valeur brute comptable (VB) de près de 314 millions d'euros à fin 2019, inscrite par le concessionnaire à l'inventaire comptable des biens de retour de la concession, se répartie de la façon suivante :



La valeur brute des ouvrages concédés inscrits à l'inventaire tenu par Enedis est constituée des réseaux HTA (33%), des réseaux BT (31%), des postes HTA/BT (9%), des transformateurs HTA/BT (3%), des branchements collectifs localisés (1%), des comptages localisés (1%), des branchements non localisés (18%) et des autres ouvrages localisés et non localisés.

Les biens mis en concession par le concessionnaire ou le concédant sont inscrits à l'actif du bilan du concessionnaire. L'inscription des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant (AODE, collectivités, tiers) comporte une contrepartie au passif du bilan.

La valeur brute des biens concédés se répartie entre 249,8 M€ de biens localisés et 64,6 M€ de biens non localisés :

Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Valeur brute (VB)
Canalisation HTA	102 873
Canalisation BT	97 644
Postes HTA/BT	28 160
Transformateurs HTA/BT	10 843
Comptage	4 273
Branchements coll. localisés	3 723
Autres biens localisés	2 298
Comptages non localisés	7 753
Branchements indiv. non localisés	56 171
Autres biens non localisés	681
Total	314 419

7.2.4.2 CAS DES BIENS NON LOCALISES

Le concessionnaire a engagé des travaux de localisation et d'individualisation des branchements depuis 2018, portant sur chaque composant technique des ouvrages. Ces travaux sont échelonnés jusqu'en 2022 conformément à l'arrêté du 10 février 2020.

La part des ouvrages non localisés reste encore significative avec 20,5% de la valeur brute des immobilisations concédées, qui sont gérés en masse à une maille supra-concessive puis répartis à la maille de la concession à partir de clés.

L'évolution des ouvrages non localisés de la concession ne correspond donc pas à la réalité des ouvrages exploités sur la concession, mais à une représentation de l'évolution nationale à la maille de la concession.

L'affectation des ouvrages non localisés à la concession ne peut être contrôlée par l'autorité concédante car le concessionnaire ne transmet pas les clés de répartition utilisées pour le calcul des valeurs brutes, amortissements et valeurs nettes comptables, origines de financement de chaque catégorie d'ouvrage :

- Formule de calcul détaillée de la clé de répartition appliquée par catégorie d'ouvrage non localisé (au prorata du nombre d'usagers)
- Niveau d'organisation supérieur à la concession utilisées dans la clé de répartition (mutualisation nationale ou interrégionale, direction régionale, unité opérationnelle, ...)
- Assiettes utilisées

S'agissant de leur traitement comptable, les biens non localisés étaient sortis de l'inventaire lorsqu'ils devenaient totalement amortis même s'ils continuaient à être exploités.

Tous les biens non renouvelables, d'une durée de vie comptable de 40 ans et dont la date de mise en service était antérieure à 1978, ont été sortis de l'inventaire à fin 2017.

Depuis 2018, la nouvelle gestion individualisée permet dorénavant de les maintenir à l'inventaire lorsqu'ils arrivent au terme de leur durée de vie comptable.

Focus sur les travaux d'individualisation des biens non localisés :

- **En 2018 : les dispositifs de comptages des usagers HTA et BT > 36 kVA (C1 à C4)**

A l'issue des travaux de localisation, la valeur brute des biens est 9 millions d'euros à fin 2019 répartis entre 91% de compteurs communicants Linky et 9% de compteurs C1 à C4.

La valeur brute a été constituée en valorisant chaque matériel à un coût moyen historique (y compris la pose) :

- Le remplacement récent du parc a permis de disposer de ces valeurs unitaires.
- Les amortissements ont été calculés sur la base de ces nouvelles valeurs brutes
- Ces nouvelles valeurs reflètent la meilleure localisation de ces ouvrages en comptabilité

La valeur patrimoniale des dispositifs de comptage est localisée à 45% à fin 2019.

- **En 2018 et 2019 : les ouvrages collectifs de branchement (OCB)**

L'inventaire des colonnes électriques en exploitation est issu du rapprochement entre la liste des points de livraison situés à une adresse et la description cadastrale des bâtiments à cette adresse.

Le concessionnaire dispose désormais pour chaque colonne en/hors concession dans l'inventaire technique de :

- Un identifiant (commun avec la base comptable)
- Une adresse
- Un nombre d'étages
- Un type (colonne simple, multiple, en local technique, ...)
- Un nombre de PDL desservis
- Une date de construction

Sur la concession, la méthodologie retenue par le concessionnaire a permis de dénombrer les composants suivants des ouvrages collectifs de branchements :

- 777 colonnes montantes pour 1,5 million d'euros
- 2804 locaux technique pour 3,2 millions d'euros
- 12 696 dérivations individuelles pour 5,5 millions d'euros

Les travaux ont été poursuivis et finalisés en 2019 afin d'ajuster l'intégration des OCB mis en service avant le modèle national de cahier des charges FNCCR de 1992. L'ensemble des biens localisés, même totalement amortis ont été inscrits à l'inventaire comptable.

Et la loi ELAN¹³ a conduit à réintégrer en concession les colonnes montantes antérieures à 1978, par anticipation et de façon partielle à la demande des copropriétés au cours de l'année 2019, et en totalité à l'échéance du délai de 2 ans suivant la date de promulgation de la loi (à la date du 24/11/2020) sauf cas de refus exprimés par les copropriétés.

- **En 2021 : les liaisons réseau (à venir)**
- **En 2022 : les dérivations des branchements individuels et les disjoncteurs de branchement (à venir – sera probablement reporté à fin 2023)**

7.2.4.3 VALORISATION DES OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENTS – LOI ELAN

Les colonnes montantes transférées au réseau public de distribution dans le cadre de la loi ELAN sont intégrées à l'inventaire des biens de retour et sont inscrites au bilan du concessionnaire comme ayant été financées par le concédant à hauteur de leur valeur d'entrée à l'actif.

Ces ouvrages transférés à titre gratuit sont valorisés par le concessionnaire selon un processus en 3 étapes :

- Estimation de la valeur à neuf d'une colonne de technologie actuelle à partir du canevas technique appliqué par Enedis
- A laquelle est appliqué une décote reflétant les différentes évolutions technologiques :
 - o Selon plusieurs facteurs :

¹³ Application de l'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique

- Evolutivité : capacité à raccorder de nouveaux clients sans renouveler la conduite collective
 - Puissance : capacité à faire transiter de l'énergie électrique de manière accrue
 - Exploitabilité : dépendant de l'isolement (intervention sans travaux sous tension) et de la qualité des fusibles
 - Sécurité : protection des tiers, renforcée avec la normalisation européenne.
- Et des coefficients représentatifs des évolutions technologiques, qui diffèrent selon les paliers techniques suivants :
 - Un premier palier sans spécification technique jusqu'en 1974 : décote de 75%
 - Un deuxième palier suivant la spécification HN62-S-31 posé entre 1970 et 2004 : décote de 30%
 - Un troisième palier suivant la spécification HN 62-S-35 à compter de 2000 avec une généralisation en 2005
 - Ainsi que l'application d'un coefficient d'amortissement comptable pour tenir compte de la durée de vie écoulée, prenant en compte l'âge de la colonne

La valeur vénale des biens transférés en concession est donc mesurée par référence à leur coût de remplacement théorique¹⁴, qui tient compte de l'âge et de l'obsolescence technologique des ouvrages.

La contrepartie des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan.

7.2.4.4 TRANSFERT EN CONCESSION DE NOUVEAUX OUVRAGES

Le concessionnaire a intégré les concentrateurs Linky à l'inventaire comptable des biens concédés au cours de l'exercice 2018, à la suite de l'accord national FNCCR-FU-Enedis-EDF de décembre 2017 ayant statué sur le régime de propriété.

7.2.4.5 ORIGINES DE FINANCEMENT DE LA VALEUR BRUTE

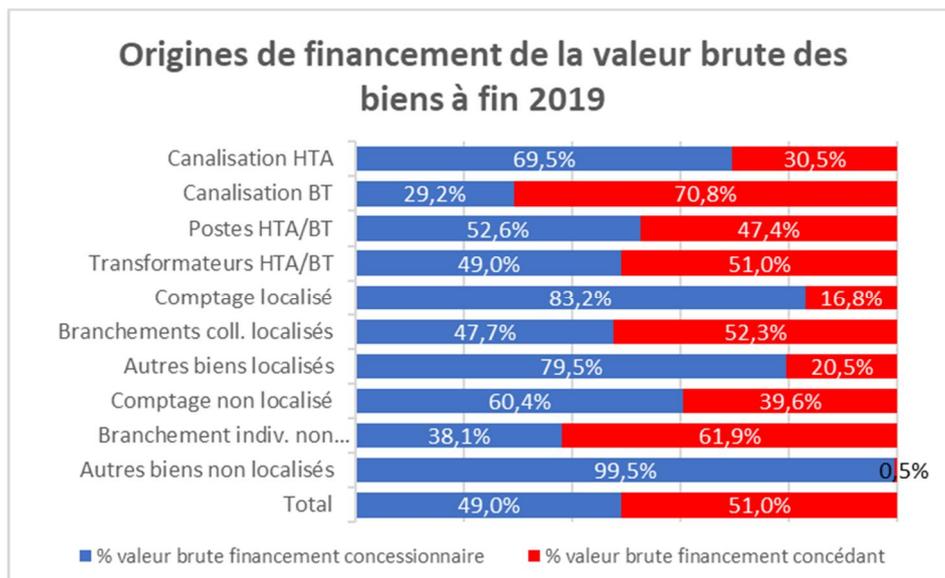
Le concessionnaire communique les origines de financement de la valeur brute, indiquant pour chaque immobilisation la décomposition des financements entre le financement propre du concessionnaire et le financement du concédant (autorité concédante, collectivité et tiers).

Le financement du concessionnaire correspond au financement effectivement décaissé par le concessionnaire, diminué des montants affectés en droits du concédant lors du renouvellement et alors considérés comme des financements du concédant.

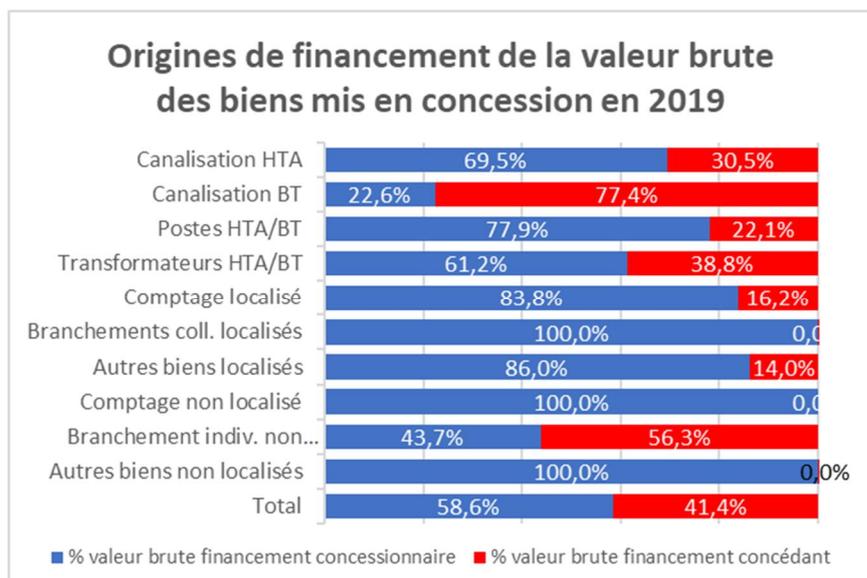
Les biens mis en concession par le concessionnaire ou le concédant (AODE, collectivités, tiers) sont inscrits à l'actif du bilan du concessionnaire. Les biens remis gratuitement par le concédant comportent une contrepartie au passif.

¹⁴ Conformément à l'article 213-4 du Plan Comptable Général

A fin 2019, la répartition des origines de financement inscrites par le concessionnaire à l'inventaire comptable indique que les ouvrages ont été financés à 51,0% par les apports du concédant (autorité concédante, collectivités, tiers) et à 49,0% par les apports du concessionnaire :



Les mises en concession réalisées au cours de l'exercice 2019 présentent une valeur brute totale de 12,7 M€, inscrite à l'inventaire comme ayant été financée à 58,6 par les apports du concessionnaire et à 41,4% par les apports du concédant et des tiers :



7.2.5 L'amortissement

7.2.5.1 DEFINITION

L'amortissement est la constatation comptable de la dépréciation d'un bien résultant de l'usage et du temps.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité. Pour les principaux ouvrages, les durées d'amortissement sont les suivantes :

- Génie civil des postes : 45 ans
- Canalisations HTA et BT : 40 ans et 50 ans pour les canalisations BT aériennes torsadées
- Postes de transformation HTA/BT : 30 ans ou 40 ans
- Installations de comptage : 20 à 30 ans¹⁵
- Branchements : 40 à 60 ans¹⁶

Le concessionnaire s'assure régulièrement de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

7.2.5.2 CAS DE L'ALLONGEMENT DE LA DUREE DE VIE DES BIENS

Le concessionnaire s'assure périodiquement de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Dans la continuité des travaux qui avaient été conduits de 2005 à 2007, un projet pluriannuel de réexamen des durées de vie était mené depuis 2011.

Les études ont conduit à ré-estimer la durée d'utilité des canalisations BT aériennes torsadées de 40 à 50 ans en 2011 et celle des transformateurs HTA-BT de 30 à 40 ans en 2012. Ces changements ont été analysés comme des changements d'estimation, pris en compte de manière prospective.

Les travaux menés en 2013 et 2014 sur les canalisations BT souterraines ont conduit au maintien n'ont pas conclu à un allongement de la durée de vie des ouvrages.

Finalisées en 2015, les études sur les canalisations souterraines HTA palier synthétique, ont conclu au caractère raisonnable d'un maintien de la durée de vie de 40 ans faute de disposer d'un recul historique conséquent pour cette technologie encore récente (installée depuis le début des années 1980).

Au 31 décembre 2019, la durée de vie des ouvrages collectifs de branchement (colonnes montantes) a également été allongée de 40 ans à 60 ans.

Par ailleurs, les travaux d'individualisation et de localisation des ouvrages issus de l'arrêté inventaire du 10 février 2020 permettront au concessionnaire d'affiner ces paramètres par composant.

7.2.5.3 DECOMPOSITION

L'amortissement de dépréciation des ouvrages concédés, également appelé amortissement technique, inscrit dans la comptabilité du concessionnaire est égal à 140,1 M€ à fin 2019 :

¹⁵ Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré dans le cadre du programme Linky de remplacement des compteurs

¹⁶ Au 31 décembre 2019, Enedis a procédé à un allongement de la durée de vie des colonnes montantes de 40 à 60 ans

Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Amortissement dépréciation total (yc réévaluation 1959/1976)
Canalisation HTA	47 686
Canalisation BT	41 104
Postes HTA/BT	16 165
Transformateurs HTA/BT	4 634
Comptage	251
Branchements coll. localisés	1 118
Autres biens localisés	867
Comptages non localisés	5 939
Branchements indiv. non localisés	22 293
Autres biens non localisés	96
Total	140 151

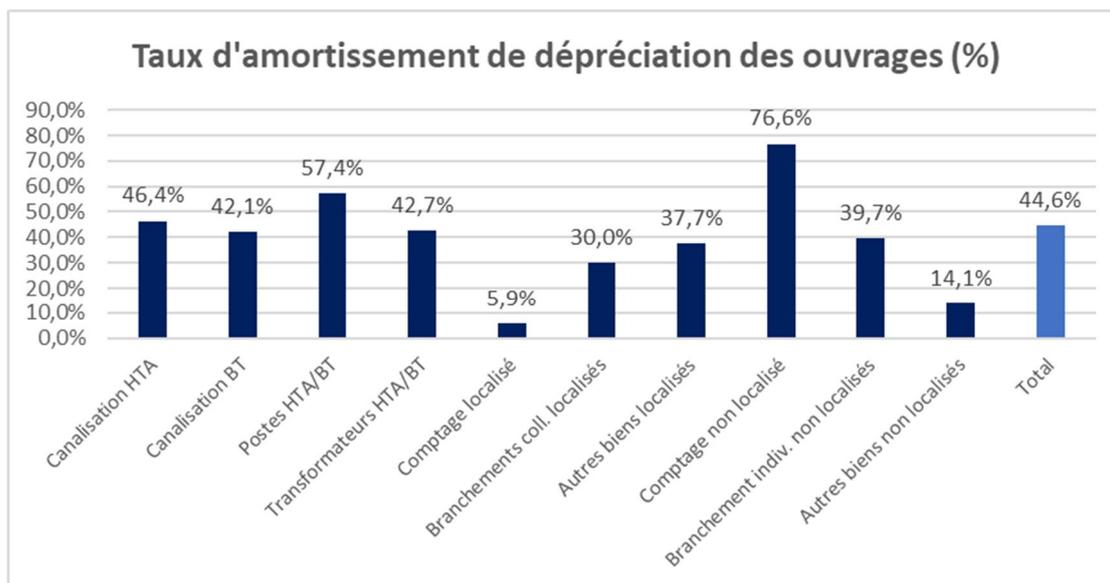
Le taux d'amortissement des ouvrages concédés est le rapport entre le cumul des amortissements et la valeur brute des biens concédés.

Il est nul à la mise en service de l'ouvrage et est égal à 100% au terme du plan d'amortissement. Il traduit le vieillissement et le rythme de renouvellement des ouvrages sur leur durée d'utilité.

L'amortissement de dépréciation des ouvrages concédés est 44,6% de la valeur brute totale répartis entre 44,8% pour les biens localisés et 43,8% pour les biens non localisés.

Ce taux est inférieur à la moyenne nationale de 44,4% à fin 2019 pour les immobilisations corporelles du domaine concédé.

Pour les biens non localisés, l'amortissement n'est pas représentatif de la réalité des ouvrages exploités car les biens sont sortis de l'inventaire à la fin de leur plan d'amortissement par le concessionnaire.



L'allongement de la durée de vie des ouvrages collectifs de branchement de 40 ans à 60 ans (colonnes montantes) intervenu au 31 décembre 2019 a entraîné une reprise de provisions de 314 k€ au résultat de l'entreprise Enedis puisque ces biens ne sont plus renouvelables avant le terme normal du contrat de concession prenant fin en 2023.

7.2.5.4 BILAN DES AMORTISSEMENTS DE DEPRECIATION PAR ORIGINE DE FINANCEMENT

L'analyse de l'inventaire comptable montre des écarts entre la répartition des amortissements de dépréciation et la répartition des valeurs brutes par origine de financement.

Ainsi, l'amortissement du financement du concessionnaire représente 51,2% de l'amortissement total alors que la valeur brute ayant pour origine de financement le concessionnaire représente 48,8% de la valeur brute totale :

Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Amortissement dépréciation total (yc réévaluation 1959/1976)	Amortissement dépréciation financement concessionnaire (yc réévaluation 1959/1976)	Amortissement dépréciation financement concédant (yc réévaluation 1959/1976) 2
Canalisation HTA	47 686	35 324	12 363
Canalisation BT	41 104	12 745	28 359
Postes HTA/BT	16 165	7 637	8 528
Transformateurs HTA/BT	4 634	2 244	2 389
Comptage	251	200	51
Branchements coll. localisés	1 118	449	669
Autres biens localisés	867	728	138
Comptages non localisés	5 939	3 413	2 526
Branchements indiv. non localisés	22 293	8 857	13 435
Autres biens non localisés	96	94	1
Total	140 151	71 691	68 461
% amortissement par origine de financement	44,6%	51,2%	48,8%
% valeur brute (rappel)		49,0%	51,0%

7.2.5.5 STIPULATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION

L'amortissement permet de reconstituer les capitaux investis pour l'établissement d'un ouvrage qui devra être renouvelé par la suite. Sa charge doit être constatée au compte de résultat et constitue une ressource alimentant la capacité d'autofinancement.

Le contrat de concession impose au concessionnaire de garantir sa capacité à financer le renouvellement des ouvrages de la concession, en pratiquant des amortissements comptables au titre de l'ensemble des biens de la concession, qu'ils aient été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ou sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

L'amortissement permet ainsi de répartir comptablement le coût d'un ouvrage sur sa durée de vie comptable, jusqu'au terme du plan d'amortissement, et de constater la dépréciation de son immobilisation.

La dotation à l'amortissement inscrite du compte de résultat de l'entreprise, et couverte par le TURPE, permet de recouvrer progressivement le financement initial du concessionnaire et du concédant pour la construction de l'ouvrage.

- L'article 10 du cahier des charges en vigueur stipule :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » 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. »

- Et l'article 31 B du cahier des charges prévoit en cas de non renouvellement du contrat, notamment :
« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

7.2.5.6 MODALITES DE CALCUL DES AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS PAR LE CONCESSIONNAIRE

Le concessionnaire pratique un amortissement industriel qui diffère de ses obligations contractuelles, selon l'origine de financement des ouvrages et la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux :

- **Pour les biens financés par le concessionnaire et le concédant relevant de la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire** : un amortissement industriel (également dénommé amortissement technique), dont la charge est inscrite au passif du compte de résultat de l'entreprise. Les dotations aux amortissements sont réalisées sur la durée de vie comptable de l'ouvrage pour les biens dont le renouvellement doit intervenir avant ou après le terme du contrat.
- **Pour les biens financés par le concédant (autorité concédante, collectivités, usagers) situés en zone rurale et relevant de la maîtrise d'ouvrage du concédant** : un amortissement de dépréciation constatant la dépréciation de l'actif, mais ne constituant pas une charge inscrite au passif du compte de résultat de l'entreprise contrairement aux stipulations contractuelles.

C'est le cas des canalisations BT et postes HTA/BT situés en communes dont le régime d'électrification est rural et pour lesquels les travaux d'extension, de renforcement et d'intégration environnementale relèvent de la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Enedis méconnaît les articles 10 et 31B en ne pratiquant aucun amortissement industriel sur ces biens. Or l'amortissement du financement du concédant constitue des droits du concédant.

Cet amortissement a pourtant été couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité qui se sont succédés depuis 2002, et le tarif intégré préexistant, perçus par le concessionnaire. L'amortissement industriel qui aurait dû être réalisé par le concessionnaire ne constitue pas un effort devant être porté par l'entreprise Enedis, mais d'un apport récupéré sur le tarif et non utilisé.

Le concessionnaire considère en effet qu'il n'a pas à enregistrer un amortissement du financement concédant et préparer le financement du renouvellement lorsque le bien relève de la maîtrise d'ouvrage du concédant.

Tout en étant contraire aux stipulations du cahier des charges, cette considération du concessionnaire est erronée puisque l'article 10 du contrat précise que les travaux de renouvellement doivent être réalisés par le concessionnaire, sans aucune exclusion :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution. »

- **Cas des biens mis au rebut sans renouvellement** : les amortissements industriels sont repris au résultat de l'entreprise.

- **Cas de la localisation et de l'allongement de la durée de vie des colonnes électriques** : à la suite d'études techniques portant sur la tenue des ouvrages, leurs conditions d'exploitation et l'évolution du parc, le concessionnaire a procédé à un allongement de leur durée d'amortissement de 40 ans à 60 ans au 31/12/2019.

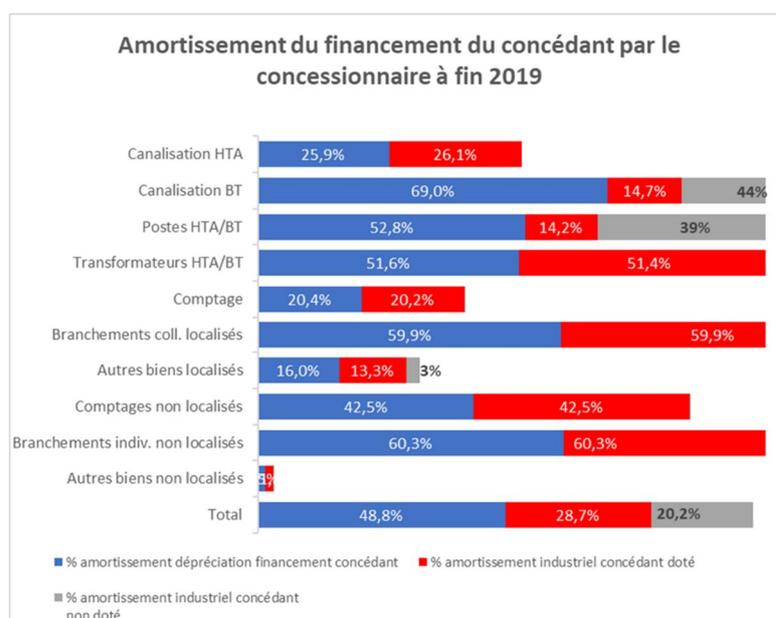
Cet allongement génère un abaissement des dotations annuelles aux amortissements qui seront calculées, à partir de l'exercice 2020, pour la durée d'amortissement restante en référence à la nouvelle durée de vie de 60 ans.

7.2.5.7 BILAN DES AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS PAR ORIGINE DE FINANCEMENT

L'analyse suivante met en évidence les écarts par nature d'ouvrage entre l'amortissement de dépréciation du financement concédant de 67,2 M€ et l'amortissement industriel de 39,6 M€ à fin 2019, ou droit en espèce, constitué par le concessionnaire sur les financements du concédant, hors réévaluation des biens mis en service avant 1959/1976.

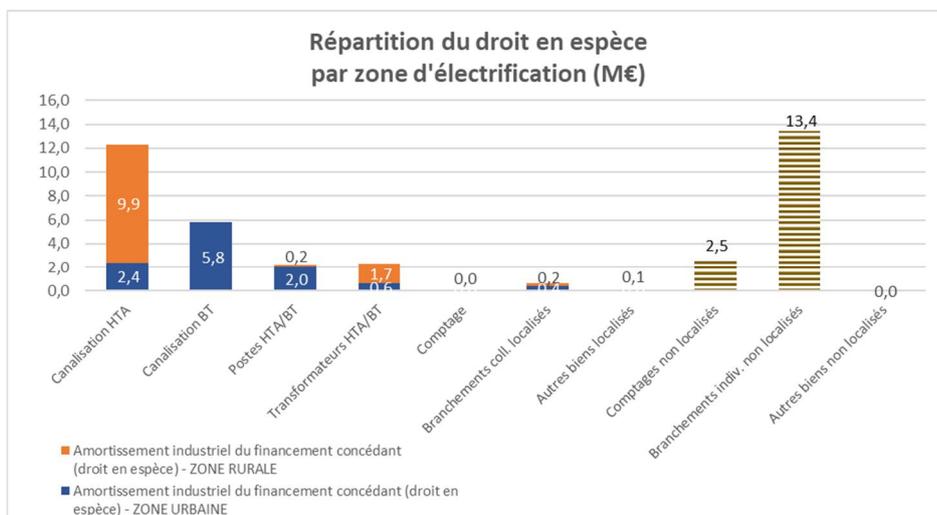
Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Amortissement dépréciation total (yc réévaluation 1959/1976)	Amortissement dépréciation financement concédant (sans réévaluation)	Amortissement dépréciation financement concédant (yc réévaluation 1959/1976)	Amortissement industriel financement concédant (sans réévaluation)	Ecart (2) - (3)	Ecart (1) - (3)
Canalisation HTA	47 686	12 312	12 363	12 329	34	-16
Canalisation BT	41 104	27 567	28 359	5 845	22 514	21 722
Postes HTA/BT	16 165	8 136	8 528	2 219	6 310	5 917
Transformateurs HTA/BT	4 634	2 389	2 389	2 380	9	9
Comptage	251	51	51	51	1	1
Branchements coll. localisés	1 118	669	669	669	0	0
Autres biens localisés	867	138	138	116	23	23
Comptages non localisés	5 939	2 526	2 526	2 526	0	0
Branchements indiv. non localisés	22 293	13 435	13 435	13 435	0	0
Autres biens non localisés	96	1	1	1	0	0
Total	140 151	67 226	68 461	39 571	28 890	27 656

Les amortissements non dotés en charges concernent essentiellement les canalisations BT et les postes HTA/BT, pour lesquels le concessionnaire justifie le non-respect des stipulations contractuelles de l'article 10 du contrat de concession en vigueur par le fait qu'il n'aura pas à réaliser la maîtrise d'ouvrage de leur renouvellement :



7.2.5.8 REPARTITION DES AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS PAR ZONE D'ELECTRIFICATION

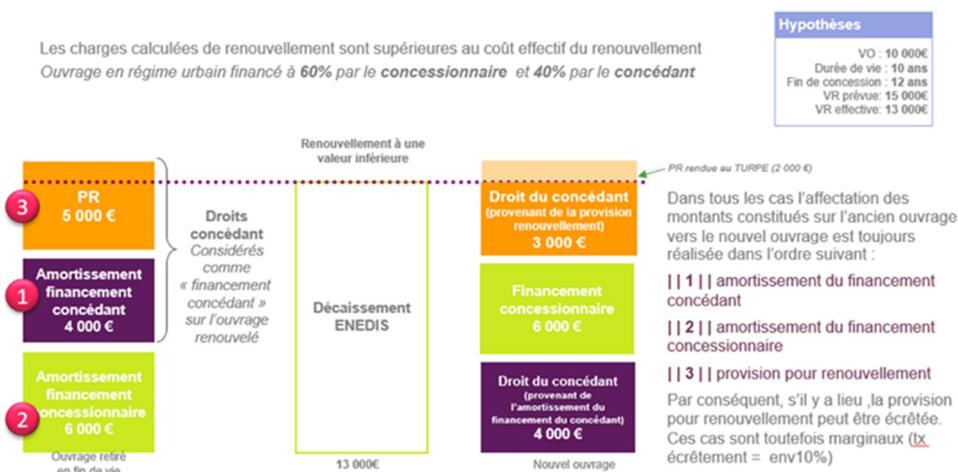
La répartition des amortissements industriels du financement concédant - droit en espèce :



Le concessionnaire ne constitue pas d'amortissement industriel sur les canalisations BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale, contrairement aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges du contrat de concession en vigueur, considérant qu'il n'aura pas à assurer le renouvellement de ces ouvrages.

7.2.5.9 PRINCIPES D'AFECTATION DES AMORTISSEMENTS – MECANISME DE L'ECRETEMENT

Lors du renouvellement d'un ouvrage en fin de durée de vie comptable, lorsque les charges inscrites au passif de cet ouvrage - constituées de l'amortissement des financements concédant et concessionnaire et des provisions pour renouvellement – sont supérieures au coût effectif du renouvellement, la provision pour renouvellement est écrêtée et remonte au résultat de l'entreprise Enedis :



Une part des 628 k€ de reprises de provisions pour renouvellement réalisées par le concessionnaire au cours de l'exercice 2019 peut être expliquée par la mise en œuvre de ce mécanisme de l'écrêtement.

7.2.6 La Valeur nette comptable

La valeur nette comptable de l'ensemble des biens de retour en concession (VNC), quel que soit leur financement (concessionnaire et concédant), est égale à près 174,3 M€ à fin 2019 :

Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Valeur nette comptable (yc réévaluation 1959/1976)
Canalisation HTA	55 186
Canalisation BT	56 540
Postes HTA/BT	11 995
Transformateurs HTA/BT	6 210
Comptage	4 022
Branchements coll. localisés	2 605
Autres biens localisés	1 432
Comptages non localisés	1 814
Branchements indiv. non localisés	33 878
Autres biens non localisés	585
Total	174 268

La VNC représente la part des financements passés qui n'a pas encore été récupérée auprès des usagers via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Elle correspond aux droits en nature, également dénommés contre valeur des biens concédés, qui traduit l'obligation de retour des ouvrages à l'autorité concédante.

C'est la valeur nette des immobilisations qui définit la base d'actifs régulés (BAR) prise en compte par la Commission de Régulation de l'Energie pour calculer les charges de capital couvertes par le tarif auprès d'Enedis

La BAR augmente chaque année de l'ensemble des investissements réalisés sur les réseaux de distribution, et diminue des amortissements pratiqués sur les financements du concessionnaire et du concédant.

7.2.7 Valeur de remplacement théorique

La valeur de remplacement théorique (VR) de l'ensemble des biens de retour en concession, quel que soit leur financement (concessionnaire et concédant), est estimée à près 683 M€ à fin 2019.

La valeur de remplacement doit être revalorisée chaque année afin de refléter l'évolution des prix tant que l'ouvrage continue à être exploité.

Elle sert au calcul des provisions pour renouvellement.

Concession SIED70 (k€) Inventaire comptable à fin 2019	Valeur de remplacement théorique
Canalisation HTA	146 427
Canalisation BT	138 646
Postes HTA/BT	37 759
Transformateurs HTA/BT	13 949
Comptage	4 273
Branchements coll. localisés	4 284
Autres biens localisés	2 407
Comptages non localisés	7 753
Branchements indiv. non localisés	70 132
Autres biens non localisés	684
Total	426 313

La revalorisation moyenne présentée par le concessionnaire est de 35,6% de la valeur brute.

Les coefficients annuels d'actualisation des valeurs de remplacement utilisés par le concessionnaire :

Coefficients d'actualisation des valeurs de remplacement (%)	2017	2018	2019
Réseau	0,00%	1,70%	1,74%
Transformateur	0,99%	1,59%	1,00%

Le concessionnaire cesse de revaloriser la valeur de remplacement théorique des ouvrages amortis parvenus au terme de leur durée d'amortissement, contrairement aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges du contrat de concession en vigueur.

Cette pratique comptable conduit à sous-estimer la valeur de remplacement des ouvrages ayant dépassé la durée du plan d'amortissement, et en conséquence à sous-estimer les provisions pour renouvellement associées (arrêt des dotations aux provisions pour les biens totalement amortis).

7.2.8 Les provisions pour renouvellement

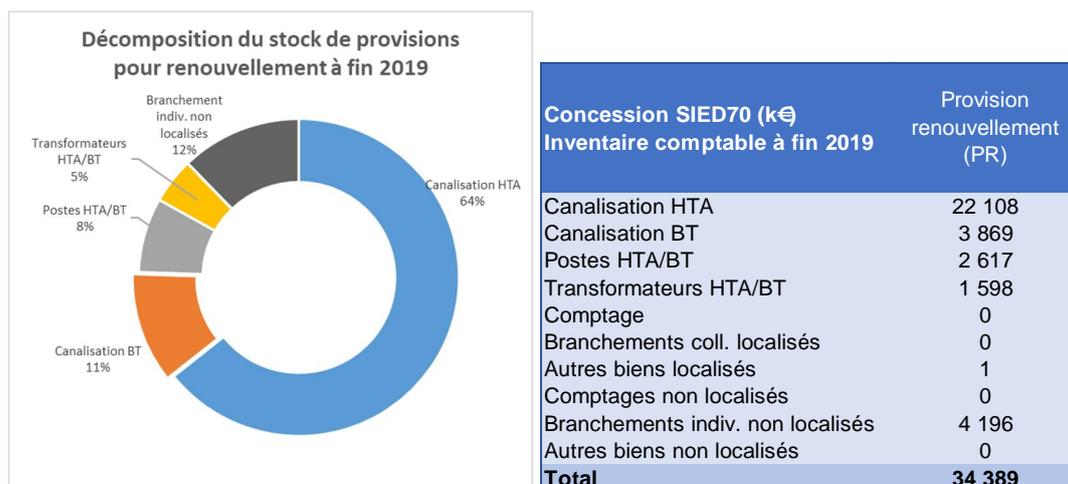
7.2.8.1 REPARTITION DU STOCK

La provision pour renouvellement (PR) est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé par le concessionnaire.

Le guide comptable des entreprises concessionnaires approuvé en 1975 par le Conseil national de la comptabilité stipule : « Cette provision correspond à la différence entre le coût probable de remplacement et la valeur d'entrée dans le patrimoine (coût d'acquisition ou de production). Le montant global de la provision est ajusté lors de l'établissement de chaque situation comptable en fonction de l'évolution de cette différence ».

Les dotations aux provisions pour renouvellement sont des charges fiscalement déductibles du résultat imposable du concessionnaire qui n'est pas propriétaire des biens concédés.

A fin 2019, le concessionnaire déclare avoir constitué 34,4 M€ de provisions pour renouvellement principalement réparties entre les canalisations HTA (64%) et BT (11%), ainsi que les branchements non localisés (12%) :



Pour les biens non localisés, le concessionnaire présente près de 4,2 M€ de provisions pour renouvellement, soit 12,2% du stock total.

L'allongement de la durée de vie des ouvrages collectifs de branchement de 40 ans à 60 ans (colonnes montantes) intervenu au 31/12/2019 a entraîné une reprise de provisions de 314 k€ au résultat de l'entreprise Enedis puisque ces biens ne sont plus renouvelables avant le terme normal du contrat de concession.

Le calcul des dotations annuelles aux provisions pour renouvellement établies par le concessionnaire ne peut pas être contrôlé par l'autorité concédante car le concessionnaire ne transmet pas les tables de probabilité de retrait des ouvrages utilisées depuis 2011 (voir ci-après).

7.2.8.2 STIPULATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION

Le contrat de concession impose au concessionnaire de garantir sa capacité à financer le renouvellement des ouvrages, en constituant notamment des provisions pour renouvellement pour l'ensemble des biens de la concession, qu'ils aient été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ou sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

- L'article 10 du cahier des charges stipule :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » 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. »

- Le stock de provisions pour renouvellement est inscrit au passif de la concession et constitue des droits du concédant. L'article 31 B du cahier des charges prévoit, pour le cas du non renouvellement du contrat de concession, notamment :

« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

7.2.8.3 MODALITES DE CALCUL PAR LE CONCESSIONNAIRE

- **Principe :**

Les provisions pour renouvellement sont calculées pour couvrir comptablement le financement de l'écart entre la valeur brute d'un ouvrage et la valeur de son remplacement à technologie identique.

- **Pondération des dotations annuelles aux PR selon la probabilité de retrait des biens :**

Depuis 2011, le concessionnaire a recours à des tables de probabilité de retrait des ouvrages pour calculer et pondérer les dotations aux provisions pour renouvellement. Ces tables contiennent les valeurs des coefficients appliqués au calcul des dotations par nature d'ouvrage et par année de mise en service en fonction de l'année de fin de concession.

L'application de ces tables de probabilité pour les canalisations HTA et BT souterraines et des postes HTA/BT conduit à minorer les dotations annuelles lorsque les probabilités de retrait (ou probabilités de renouvellement) sont faibles au cours de la durée de vie comptable des biens.

Le concessionnaire refuse de communiquer ces tables de probabilité de retrait à l'autorité concédante, bien que celles-ci ne présentent aucun caractère confidentiel. Le concessionnaire se retranche derrière son autonomie de gestion pour justifier cette décision.

L'autorité concédante n'est donc pas en capacité d'exercer son obligation de contrôle des modalités de calcul des dotations aux provisions pour renouvellement, qui constituent une composante majeure des droits du concédant et du patrimoine de la collectivité. Ces manquements ont été relevés à plusieurs reprises par les Chambres régionales de comptes.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sous-dotation des PR pour les canalisations BT et postes HTA/BT situés en zones d'électrification rurale sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante :**

Le concessionnaire ne constitue pas de provisions pour renouvellement pour les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale même si les ouvrages sont renouvelables avant le terme normal de la concession.

Cette pratique est contraire aux obligations contractuelles du concessionnaire prévues à l'article 10 du cahier des charges, qui prévoit la constitution de provisions pour renouvellement sur tous les ouvrages sans distinction du maître d'ouvrage des travaux.

Enedis estime que les travaux portant sur ces ouvrages sont réalisés et renouvelés dans leur grande majorité (80%) sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Or le contrat de concession limite la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante en zone rurale aux travaux BT de renforcement, d'extensions de réseaux et d'intégration à l'environnement. Les travaux de renouvellement du réseau restent sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, y compris en zone rurale.

Pour couvrir le financement qu'Enedis estime rester à sa charge (20%), le concessionnaire inscrit dans les comptes de l'entreprise une provision pour renouvellement non affectée à des ouvrages, calculée à partir d'une base statistique nationale de façon à atteindre en fin de durée de vie comptable 20% de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur brute du bien. Ces provisions ne figurent pas au passif de la concession et ne pourraient pas être restituées à l'autorité concédante dans les cas prévus à l'article 31 B du cahier des charges.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sous-dotation des PR consécutives à la sous-actualisation des valeurs de remplacement :**

Les valeurs de remplacement sont revalorisées chaque année au cours de la durée de vie comptable des biens par l'application de coefficients d'actualisation.

Selon la nature de l'ouvrage et la date de mise en service, les prix de remplacement constatés dans l'inventaire comptable sont nettement inférieurs aux prix des immobilisations récentes.

Les valeurs de remplacement des immobilisations anciennes proches du terme de leur durée de vie comptable auraient été insuffisamment revalorisées.

Les provisions pour renouvellement correspondantes sont en conséquence sous-dotées puisqu'elles sont assises sur l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur brute.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Arrêt du provisionnement des biens au terme de leur durée de vie comptable :**

Le concessionnaire cesse d'actualiser la valeur de remplacement des ouvrages arrivés au terme de leur durée de vie comptable, ce qui a pour conséquence de figer la provision pour renouvellement.

Lorsque les biens totalement amortis continuent à être exploités, la provision pour renouvellement devient ainsi progressivement décorrélée du coût réel de remplacement de l'ouvrage, ce qui est contraire aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges obligeant le concessionnaire de procéder à un provisionnement « *prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées* ».

Le concessionnaire se retranche derrière le droit fiscal en évoquant la non-déductibilité des charges pour provisions au-delà du plan d'amortissement comptable des biens.

Or le droit fiscal ne justifie pas le manquement du concessionnaire à ses obligations contractuelles qui devraient le contraindre à constituer des dotations aux provisions pour renouvellement, devenues non déductibles au-delà de la durée de vie des biens.

Cette méthode comptable conduit à sous-évaluer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sorties d'inventaire des ouvrages non localisés totalement amortis continuant à être exploités :**

Le concessionnaire retire chaque année de l'inventaire comptable les biens non localisés totalement amortis continuant à être exploités et reprend au compte de résultat de l'entreprise le stock de provisions associé non utilisé.

C'est le cas pour les branchements individuels, les ouvrages collectifs de branchement et dérivations individuelles (jusqu'à 2017), les compteurs (hors Linky et marché d'affaires) et les transformateurs HTA/BT (jusqu'à 2015).

Outre le fait que ces sorties d'inventaire altèrent la valorisation comptable des biens concédés, elles ont pour effet de réduire sensiblement le stock des provisions pour renouvellement rattaché aux ouvrages non localisés de la concession.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Dispositions issues de la loi du 09 août 2004¹⁷ :**

L'article 36 IV a autorisé le concessionnaire à ne plus constituer de provisions pour renouvellement pour les ouvrages renouvelables après le terme normal du contrat de concession :

*« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, **concessionnaires de la distribution publique d'électricité, ne sont tenus, 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.***

Les provisions constituées avant le 1er janvier 2005 par Electricité de France en vue de financer le renouvellement des ouvrages concédés dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal des contrats de concession en cours doivent être regardées comme ayant pour objet, à compter du 1er janvier 2005, de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages transférés dans les réseaux publics de distribution en application du I et dont l'échéance de remplacement est antérieure au terme normal des contrats. »

Le concessionnaire ne pratique donc plus depuis le 1^{er} janvier 2005 de dotations aux provisions pour renouvellement pour les biens renouvelables après le terme du contrat de concession.

La contrepartie a été le reclassement au 1^{er} janvier 2005 de l'ancien réseau d'alimentation générale (RAG) dans les réseaux publics de distribution définis à l'article L2224-31 du CGCT, et le transfert des biens à titre gratuit aux collectivités territoriales mentionnées au même article.

Le stock de provisions associé à ces ouvrages et constitué avant 2005 a été affecté en provisions pour renouvellement du réseau HTA transféré aux collectivités territoriales.

Cette disposition conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Augmentation de la durée de vie comptable des ouvrages :**

Le concessionnaire a procédé ces dernières années à plusieurs modifications de la durée de vie comptable des ouvrages, et notamment à des hausses ayant eu pour effet de générer des reprises de provisions pour renouvellement au résultat de l'entreprise lorsque ces ouvrages n'étaient plus renouvelables avant le terme normal du contrat.

Les ouvrages concernés sont les suivants :

- En 2007 : Génie civil des postes de 30 à 45 ans
- En 2011 : Allongement de la durée de vie des câbles torsadés basse tension de 40 à 50 ans
- En 2012 : Allongement de la durée de vie des transformateurs de 30 à 40 ans
- En 2019 : Allongement de la durée d'utilité des ouvrages collectifs de branchement de 40 à 60 ans

¹⁷ Loi n°2004-803 du 09 août 2004 relative aux services publics de l'électricité et de gaz et aux entreprises électriques et gazières, codifiée à l'article L322-5 du Code de l'énergie

- **Opérations de prolongement de la durée de vie (PDV) :**

Depuis 2012, le concessionnaire entreprend des opérations PDV sur les réseaux HTA aérien, qui consistent à remplacer les accessoires vétustes de certains tronçons sans renouveler l'ouvrage. Ces opérations conduisent à une augmentation de 15 ans de la durée de vie comptable des immobilisations concernées.

Lorsque le stock de provisions pour renouvellement associé aux immobilisations concernées ne peut pas être totalement utilisé comptablement pour le financement des accessoires remplacés, et que l'ouvrage n'est plus renouvelable avant le terme normal du contrat, le concessionnaire reprend au résultat de l'entreprise le stock de provisions non utilisé.

En 2019, la reprise de provisions dédiées aux réseaux HTA aériens s'est élevée à 242 k€ pour le SIED70.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

7.2.8.4 MODALITES D'UTILISATION PAR LE CONCESSIONNAIRE

- **Au cours du contrat**, les provisions pour renouvellement sont soit :

▪ Affectées au bien remplaçant lors du renouvellement effectif du bien :

- Les provisions sont enregistrées en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, au passif l'inventaire patrimonial de la concession
- Le financement du concédant augmente la valeur non amortie des biens, dite « droit en nature »
- L'amortissement du droit en nature au fil du temps incrémente l'amortissement du financement du concédant, dit « droit en espèce », d'où un maintien des droits du concédant dans le temps
- En fin de contrat, elles viendront diminuer la valeur de reprise par l'autorité concédante des biens non amortis

▪ Devenues sans objet et reprises au compte de résultat national de l'entreprise pour les cas :

- Le bien est abandonné et non renouvelé
- Le renouvellement du bien est réalisé par l'autorité concédante au lieu du concessionnaire
- Le renouvellement du bien s'avère moins coûteux que prévu et une part de provisions pour renouvellement n'a pas été affectée
- La durée de vie comptable du bien est allongée et qu'il n'est plus renouvelable au cours du contrat

- **En fin de contrat**, les stipulations contractuelles de l'article 31 du cahier des charges de concession s'appliquent faute de dispositions législatives particulières propres à la distribution publique d'électricité :

▪ En cas de renouvellement de la concession :

- « *L'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés, par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations, sera remis à l'autorité concédante, qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense* »

- En cas de non renouvellement de la concession :
 - « Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.
 - Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant. »

7.2.8.5 NOUVEAU MODELE NATIONAL DE 2017

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession issu de l'accord-cadre FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017.

Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits du concédant sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date.

Comme pour les contrats signés par Enedis depuis 2011 en dérogation du modèle de contrat de 1992 (notamment le contrat de l'Aude signé en 2011), l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué en contrepartie.

Les stocks de provisions pour renouvellement constitués au titre des précédents contrats sont néanmoins maintenus.

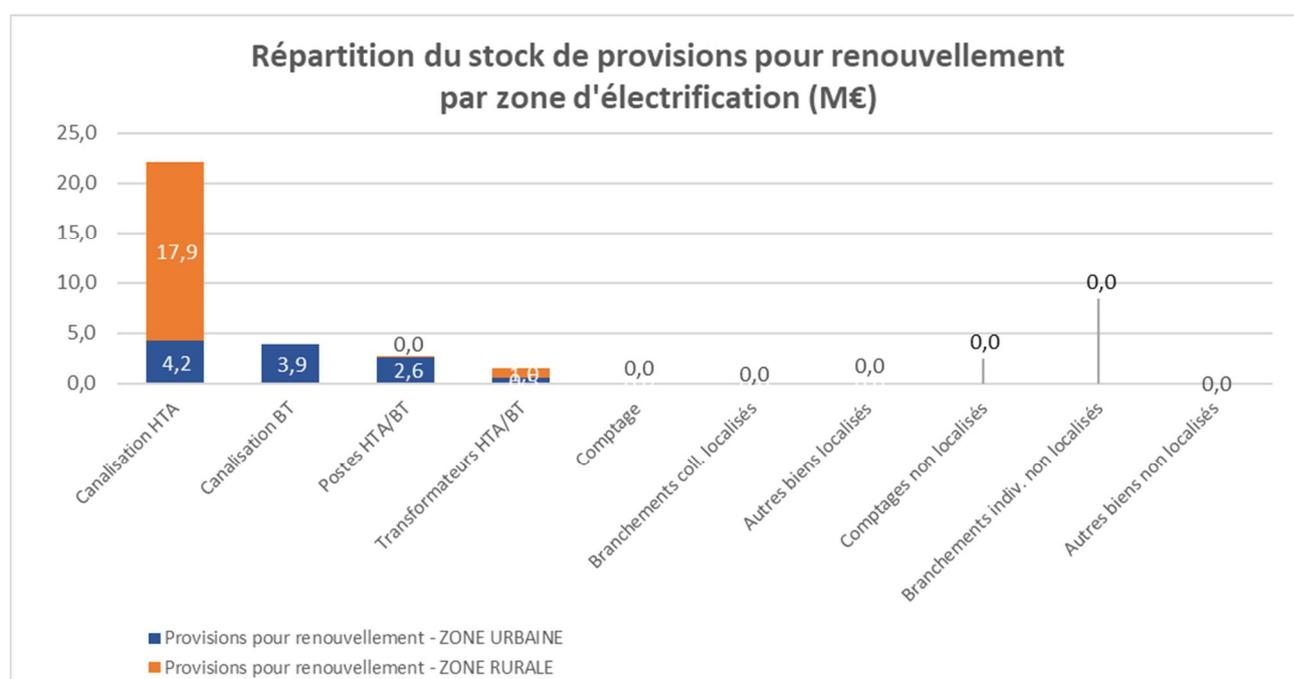
7.2.8.6 BILAN DES PROVISIONS SUR LES BIENS LOCALISES TOTALEMENT AMORTIS

Concession SIED70 (k€) Biens localisés totalement amortis à fin 2019	Valeur brute (VB)	Valeur de remplacement (VR)	Provisions pour renouvellement (PR)	Taux de couverture par les provisions de l'écart entre VR et VB (%)
Canalisation HTA aérien nu	4 667	20 584	15 077	94,7%
Canalisation HTA souterrain	606	2 024	1 315	92,8%
Canalisation BT aérien nu	1 215	4 418	1 015	31,7%
Canalisation BT aérien isolé	221	779	48	8,6%
Canalisation BT souterrain	876	2 765	1 369	72,4%
Poste HTA/BT sur poteau	858	1 946	30	2,7%
Poste HTA/BT maçonné	532	1 674	669	58,5%
Poste HTA/BT préfabriqué	1 949	3 225	355	27,8%
Appareillages postes maçonnés	1 710	3 459	1 216	69,5%
Cellules HTA	11	17	5	100,0%
Téléconduite postes HTA/BT	13	14	1	73,3%
Transformateur HTA/BT	463	1 524	1 054	99,3%
Total	13 152	42 464	22 157	75,6%

Les provisions pour renouvellement dotées sur les biens parvenus au terme de leur plan d'amortissement ont été correctement constituées pour les ouvrages dont le taux de couverture est proche de 100% tels que les transformateurs HTA/BT et les cellules HTA.

Les provisions des postes sur poteau (2,7%), des postes préfabriqués (27,8%), des postes maçonnés (58,5%), les appareillages de postes maçonnés (69,5%) et des réseaux BT aériens nus (31,7%) ont été largement sous-dotées, en étant inférieures à l'écart entre la valeur de remplacement théorique et la valeur d'origine.

7.2.8.7 REPARTITION PAR ZONE D'ELECTRIFICATION



Le concessionnaire ne constitue pas de provisions pour renouvellement sur les canalisations BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale, contrairement aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges du contrat de concession en vigueur, considérant qu'il n'aura pas à assurer le renouvellement de ces ouvrages.

7.2.9 Focus sur la rémunération du concessionnaire

La délibération du TURPE 5 bis HTA-BT¹⁸ détermine les charges de capital couvertes par le tarif à Enedis comme la somme :

- **D'une marge sur actif de 4,0% appliquée à la valeur totale** de la BAR définie comme l'ensemble de l'actif immobilisé (hors immobilisations financières, immobilisations en cours et immobilisations Linky), procurant au concessionnaire une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé, y compris les ouvrages remis par l'autorité concédante et les tiers, à ses risques et périls

¹⁸ Délibération n°2018-117 de la Commission de régulation de l'énergie du 14 juin 2018 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

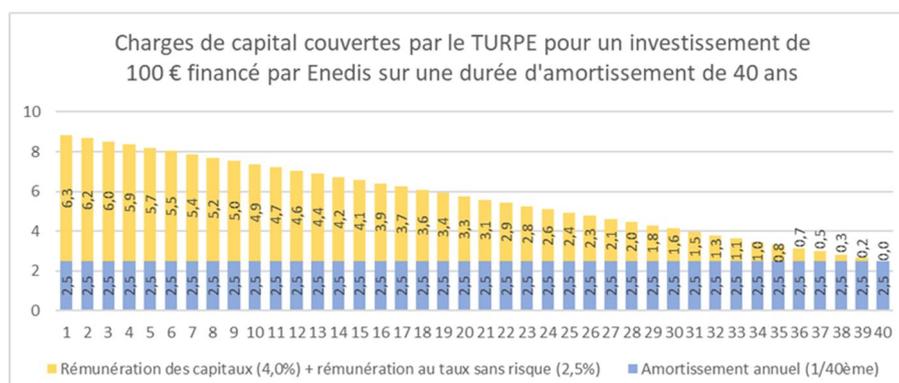
- **D'une rémunération au taux sans risque de 2,5% des capitaux propres régulés**, applicable aux seuls investissements réellement investis par Enedis dans l'activité
- **D'une rémunération au taux de 3,0% des emprunts financiers éventuels** (hors Linky) dans le cas où le concessionnaire fait appel à des emprunts financiers. Mais le passif d'Enedis ne présentait pas d'emprunt à fin 2018.
- **Des dotations nettes aux amortissements et aux provisions pour renouvellement** sur la durée de vie des ouvrages. A noter que les dotations couvertes sont diminuées des reprises au résultat.

S'agissant de l'amortissement : le tarif couvre l'investissement sur sa durée de vie. Si Enedis investit 100 € pour une durée d'amortissement de 40 ans, le tarif procurera 100 € / 40, soit 2,5 € par an pendant 40 ans.

S'agissant de la provision pour renouvellement : le tarif couvre les dotations aux provisions figurant au passif d'Enedis, c'est-à-dire pour les seuls biens renouvelables avant le terme normal du contrat de concession en cours.

Ainsi, Enedis ne peut pas affirmer que les provisions pour renouvellement sont de simples écritures comptables.

Ainsi, le TURPE 5 bis HTA-BT prévoit que les investissements (hors Linky) financés par des capitaux propres d'Enedis soient rémunérés à un taux de 6,5% :



7.3 Les droits du concédant

7.3.1 Calcul théorique

Les droits du concédant représentent les passifs relatifs aux biens concédés inscrits à l'inventaire patrimonial de la concession.

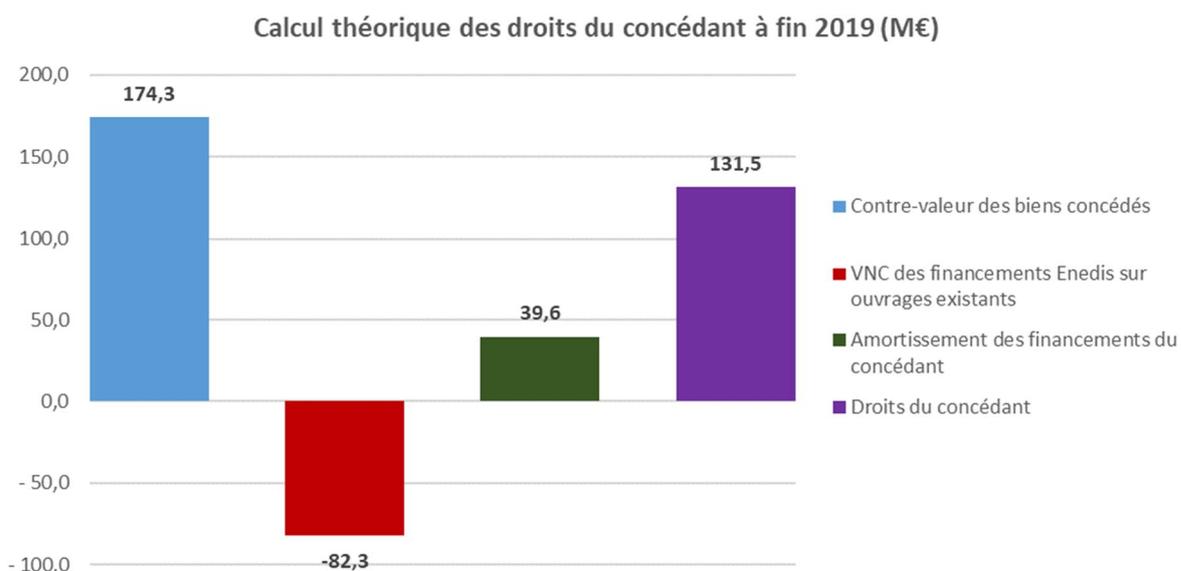
Ils sont constitués des :

- Droits du concédant sur les biens existants qui correspondent à :
 - La valeur nette comptable de l'ensemble des biens existants de la concession, qui traduit l'obligation pour le concessionnaire de remettre les biens au concédant (droits en nature) ;
 - Déduction faite des financements non amortis du concessionnaire (créances en espèces);

- Droits du concédant sur les biens à renouveler qui correspondent à l'amortissement industriel constitué par le concessionnaire sur la partie des biens financée par l'autorité concédante et les tiers au travers de leurs participations financières (droit en espèces).

Les droits du concédant ne peuvent pas être contrôlés par l'autorité concédante car le concessionnaire ne présente pas la justification de la valeur non amortie des biens de son financement et des amortissements industriels non dotés du financement concédant.

Le graphique suivant synthétise les informations transmises par le concessionnaire :



A fin 2018, le calcul théorique des droits du concédant s'établi à 131,5 M€, dont 127,8 M€ au titre des ouvrages localisés et 3,7 M€ au titre des biens non localisés :

Calcul théorique des droits du concédant issu de la comptabilité d'Enedis (M€) <i>Inventaire comptable à fin 2019</i>		Maille Concession SIED70		
		Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Droits en nature	Contre-valeur des biens concédés	169,5	4,7	174,3
Créances en espèce	VNC des financements Enedis sur ouvrages existants	-80,5	-1,9	-82,3
Droits en espèce	Amortissement des financements du concédant	38,8	0,8	39,6
Droits du concédant	Droits du concédant	127,8	3,7	131,5

7.4 Le bilan patrimonial de la concession

7.4.1 L'actif et le passif

L'ensemble des biens mis dans la concession est inscrit à l'actif du bilan du concessionnaire¹⁹, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par le concessionnaire et ouvrages remis par le concédant et les tiers), et quelle que soit l'origine de financement (concessionnaire, concédant).

L'inscription à l'actif du bilan du concessionnaire de la valeur nette comptable des biens concédés (A), mis en concession par le concessionnaire, le concédant et les tiers (droit en nature), comporte une contrepartie au passif.

Le passif est représentatif des droits et obligations contractuels du cahier des charges de concession. Il est présenté à chaque fin d'exercice par le concessionnaire au concédant et se décompose de la façon suivante :

- **Les droits de l'autorité concédante sur les biens existants** de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés, qui comprennent :
 - La contre-valeur en nature des ouvrages, soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés quelle que soit l'origine des financements **(A)**, qui matérialise l'obligation de retour des ouvrage au concédant
 - Déduction faite des financements du concessionnaire non encore amortis et non constitués sur le tarif, comptabilisés en valeur d'origine - le contrat prévoyant par ailleurs qu'il fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession **(C)**. Une créance sur le concédant est ainsi constatée.

Cette créance diminue au fur et à mesure de l'utilisation des biens.
- **Les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler**, correspondant aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler, qui comprennent :
 - L'amortissement industriel du financement du concédant (droit en espèce) constitué sur le tarif mais non utilisé pour le renouvellement des biens **(D)** : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien
 - Les provisions pour renouvellement constitué sur le tarif mais non utilisée pour le renouvellement des biens **(E)** pour les seuls biens renouvelables avant le terme normal du contrat de concession signé selon le modèle de cahier des charges FNCCR de 1992. Elle est établie sur la durée d'amortissement de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement théorique à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine.

A titre d'information, le concessionnaire indique également au passif des comptes de la concession les financements initiaux du concédant sur le bien précédent renouvelé déjà récupérés sur le tarif et les remises gratuites du concédant **(B)**.

¹⁹ Conformément à l'article 393-1-2 du Plan Comptable Général (PCG)

Bilan patrimonial de la concession Enedis-EDF du SIED70 à fin 2019 (en M€)

ACTIF dans la comptabilité d'Enedis	PASSIF dans la comptabilité d'Enedis
(A) Immobilisations nettes de la concession 174,3	(B) Financement concédant déjà récupéré sur le tarif (amort. et PR du bien précédent) et remises gratuites 91,9
	↑ Financement concessionnaire non amorti, restant à constituer sur le tarif (C) 82,3 ↓
	Amortissement financement concédant constitué sur le tarif mais non utilisé (D) 39,6
	Provision pour renouvellement constituée sur le tarif mais non utilisée (E) 34,4

Le bilan présente à l'actif la valeur nette des biens de la distribution publique d'électricité pour 174,3 M€ avec pour contrepartie au passif les droits du concédant sur les biens existants à l'actif égal à 91,9 M€.

Lors du renouvellement des biens, l'amortissement constitué sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante - le droit en espèce (D) et la provision constituée au titre du bien remplacé (E) sont soldés et sont comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien (B). L'excédent éventuel de provision pour renouvellement est repris au résultat de l'entreprise.

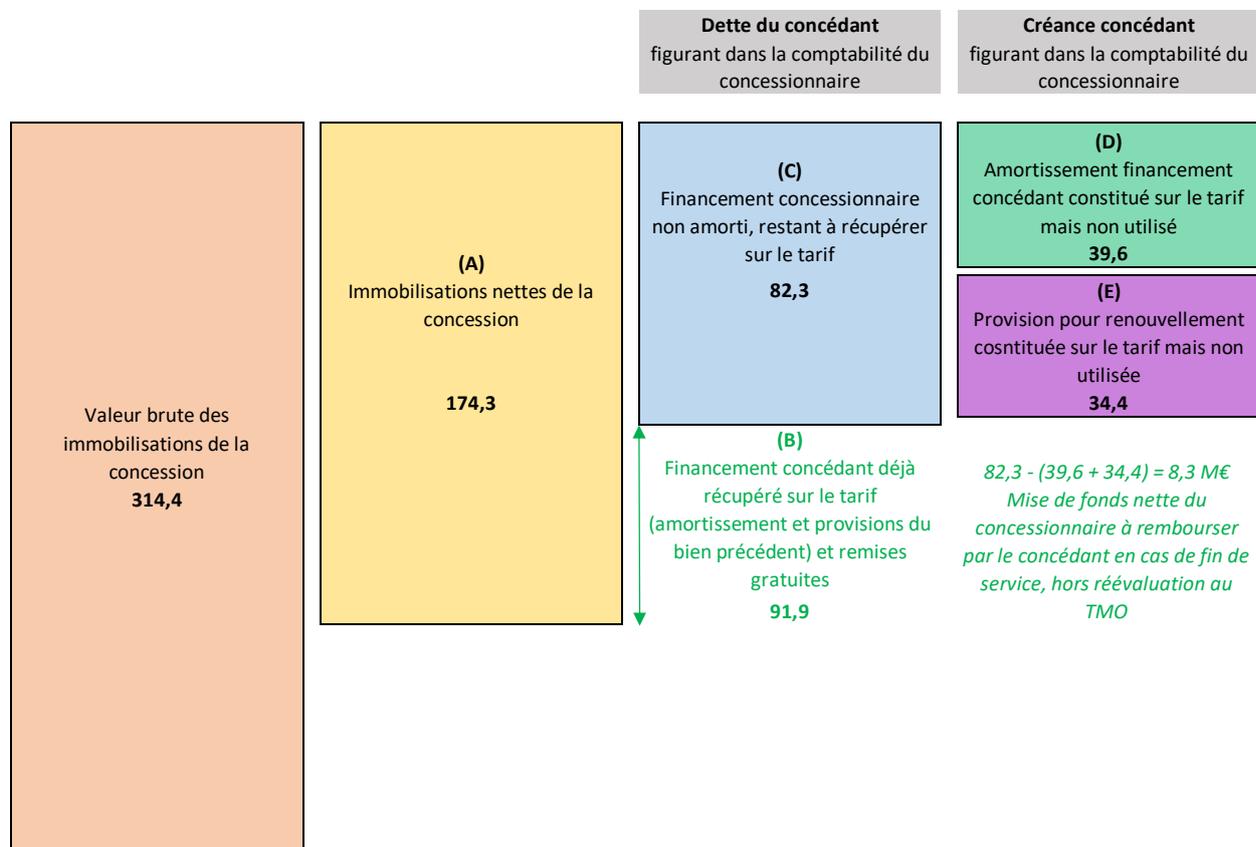
Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler, constitués de l'amortissement du financement du concédant (D) et des provisions pour renouvellement (E), se transforment au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

La provision pour renouvellement reste affectée en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, augmentant ainsi le droit en nature. L'amortissement du droit en nature au fil du temps augmente le droit en espèces du concédant, et les droits du concédant sont maintenus dans le temps.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

7.5 Les dettes et créances réciproques

La situation patrimoniale nette du SIED70 est débitrice de 8,8 M€ à fin 2018 :



La valeur nette comptable des immobilisations de la concession est de 174,3 M€ à fin 2019.

Près de 91,9 M€ ont été financés comptablement sur les ressources de l'autorité concédante à partir des amortissements industriels et provisions pour renouvellement déjà récupérés sur les biens précédents renouvelés et complétés des remises gratuites du concédant.

Près de 82,3 M€ ont été financés comptablement sur les ressources du concessionnaire et non encore constitués sur le tarif.

Mais le concessionnaire a déjà accumulé avec le tarif près de 74 M€ d'amortissement industriel du financement concédant (droit en espèce) et de provisions pour renouvellement non encore utilisés.

7.6 Impacts de la méthode comptable du concessionnaire

7.6.1 Enregistrement des contributions de tiers aux raccordements en financement du concessionnaire

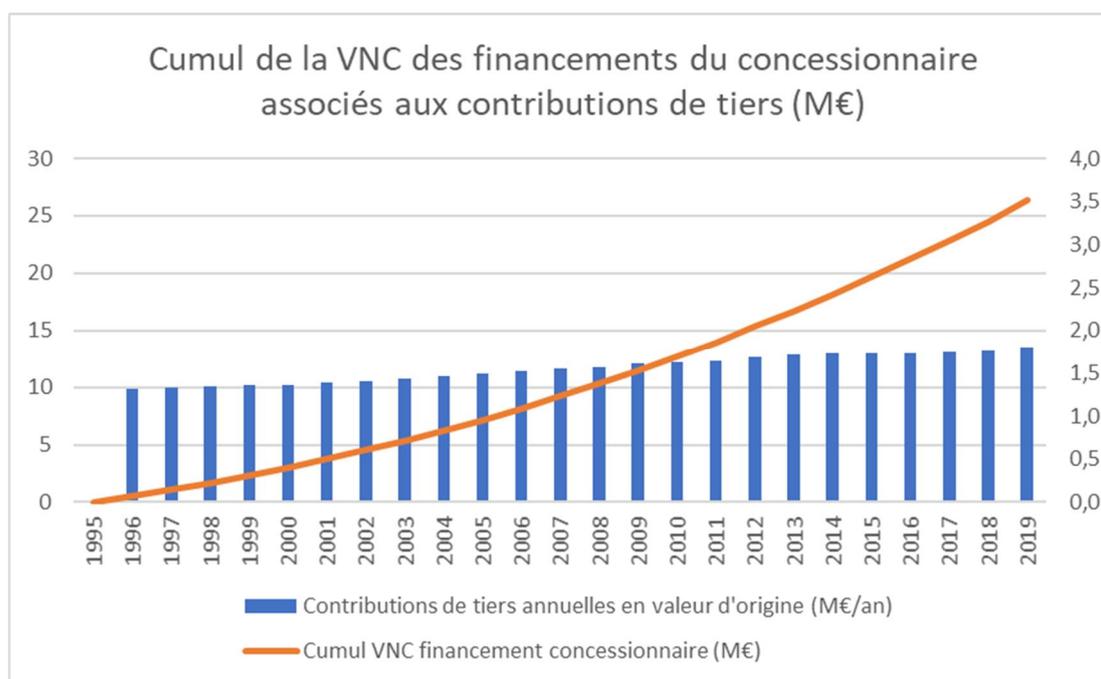
Les contributions de tiers aux raccordement perçues par le concessionnaire ne sont pas prises en compte dans les droits du concédant.

Le concessionnaire n'immobilise pas en financement du concédant les participations financières aux travaux de raccordement provenant des tiers et des communes, mais les impute en produits dans le compte de résultat de l'entreprise.

Les contributions du pétitionnaire et de la collectivité en charge de l'urbanisme, estimées à 60 % du coût de l'extension et du branchement dans le cas d'un raccordement en soutirage après déduction de la réfaction, sont inscrites comptablement en financements du concessionnaire, ce qui a pour conséquence d'augmenter la dette du concédante envers le concessionnaire.

En estimant la contribution moyenne annuelle des tiers à 1,81 M€/an sur la chronique 2015-2019, déflatée pour les années antérieures jusqu'à l'origine des contrats, et l'application d'un amortissement industriel des financements du concessionnaire d'une durée de 40 ans sur cette période, le montant total de la valeur nette comptable des contributions de tiers non prises en compte dans les droits du concédant est estimé à **26,4 M€ à fin 2019**.

Evolution du cumul de la VNC des financements du concessionnaire à fin 2019 associés aux contributions de tiers sur une antériorité moyenne estimée à 24 ans (contrat de concession signé en décembre 1995) :



7.6.2 Sous-actualisation des valeurs de remplacement des canalisations

Il est constaté que les valeurs de remplacement des réseaux de distribution inscrites à l'inventaire comptable sont généralement inférieures au coût réel de renouvellement des ouvrages à technologie identique.

Plusieurs facteurs contribuent à une sous-actualisation des valeurs de remplacement tels que l'application sur la durée de vie comptable du bien de coefficients d'actualisation non représentatifs de l'évolution réelle des prix, et l'arrêt de l'actualisation des biens totalement amortis continuant d'être exploités.

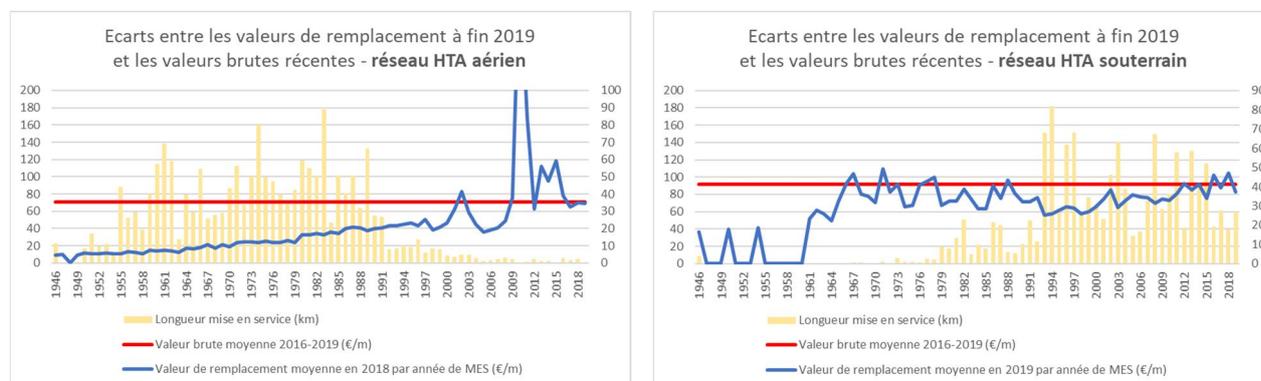
La sous-actualisation des valeurs de remplacement est estimée dans le tableau suivant :

Estimation de la sous-actualisation des valeurs de remplacement par rapport aux valeurs brutes récentes - Selon l'inventaire comptable à fin 2019	Code ETI	Valeur brute moyenne 2016-2019 constatée sur la concession (€/m)	Durée de vie (ans)	Sous-actualisation des valeurs de remplacement (M€)
Canalisations HTA aérien nu	D20402	77	40	91,7
Canalisations HTA souterrain	D20201	92	40	27,6
Canalisations BT aérien nu	D30202	60	40	14,9
Canalisations BT aérien isolé	D30201	63	50	66,6
Canalisations BT souterrain	D30101	104	40	33,7
Total				234,5

L'écart est constaté entre la valeur moyenne de remplacement inscrite à l'inventaire (€/m) et la valeur brute moyenne actuelle à technologie identique (€/m) observée pour la concession sur la chronique 2016-2019.

Les graphiques suivants montrent, par catégorie d'ouvrage, les écarts constatés entre les valeurs moyennes de remplacement inscrites à l'inventaire à fin 2019 (ligne bleue) et les valeurs brutes moyennes actuelles (ligne rouge).

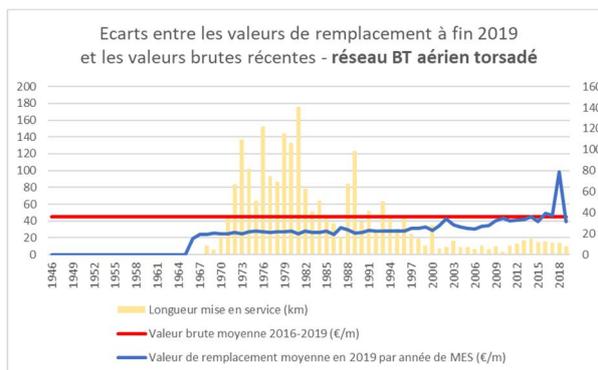
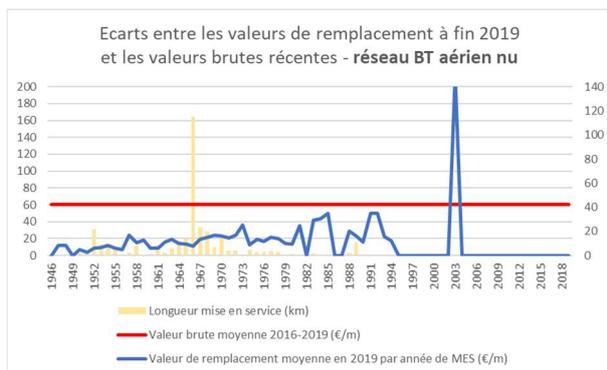
Les histogrammes indiquent les valeurs des linéaires mis en service par année de pose.



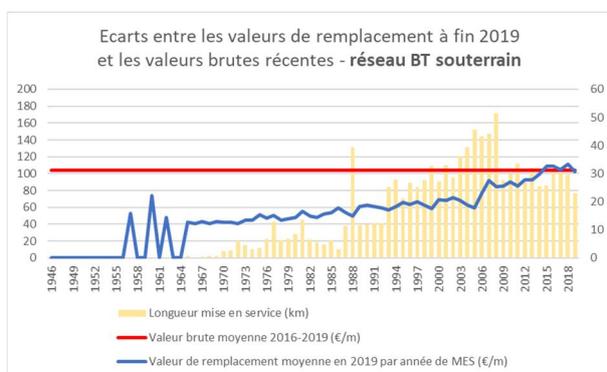
La courbe des valeurs moyennes de remplacement des réseaux HTA est croissante selon la date de mise en service des ouvrages. Or le coût de remplacement d'un mètre de réseau devrait être le même quelque soit la date de pose.

En étant le plus souvent inférieures ou égales à 40 €/m jusqu'au début des années 1990, les valeurs de remplacement des réseaux HTA aériens sont nettement sous-actualisées par rapport à la valeur réelle des ouvrages mis en service ces dernières années.

A contrario, les valeurs moyennes de remplacement des réseaux HTA souterrains sont sensiblement similaires à la valeur réelle des ouvrages.



Pour les réseaux BT aériens nus et torsadés, les valeurs moyennes de remplacement sont également en écart par rapport à la valeur réelles des ouvrages mis en service ces dernières années.



Même constat pour les réseaux BT souterrains, dont la valeur moyenne de remplacement est croissante selon la date de mise en service des ouvrages, et est en écart par rapport à la valeur réelle.

La constitution des provisions pour renouvellement sur la durée de vie comptable des biens étant assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute, la sous-actualisation des valeurs de remplacement entraîne une sous-dotation des provisions pour renouvellement par le concessionnaire.

L'estimation du stock de provisions pour renouvellement non constitué sur les immobilisations nécessitant une réévaluation de leur valeur de remplacement a été estimée. Lorsque $VB_{moy}(2019) > 1,3 * VR_{moy}$, les valeurs de remplacement des immobilisations concernées sont ré-actualisées avec la valeur brute récente observée sur la concession pour la même nature d'ouvrage :

Estimation du stock de provisions pour renouvellement non constitué sur les immobilisations renouvelables avant le terme normal du contrat - Selon l'inventaire comptable 2019	Code ETI	PR non constituée sur les biens totalement amortis à fin 2019 (M€)	PR non constituée sur les biens renouvelables partiellement amortis à fin 2019 (M€)	Total PR non constituées (M€)
Canalisations HTA aérien nu	D20402	58,6	11,0	69,7
Canalisations HTA souterrain	D20201	0,7	1,2	1,9
Canalisations BT aérien nu	D30202	16,1	0,1	16,2
Canalisations BT aérien isolé	D30201	0,8	18,8	19,6
Canalisations BT souterrain	D30101	4,0	2,8	6,7
Total		80,1	33,9	114,1

Le montant des provisions pour renouvellement non constituées est estimé à **80,1 M€** pour les biens totalement amortis et à **33,9 M€** pour les biens renouvelables avant le terme normal du contrat et partiellement amortis, qui nécessitent une ré-actualisation de leurs valeurs de remplacement, soit un **total de 114,1 M€ à fin 2019**.

7.6.3 Retrait des biens non localisés de l'inventaire comptable lorsqu'ils sont totalement amortis et qu'ils continuent à être exploités

La valorisation comptable des biens non localisés dans l'inventaire ne reflète pas la réalité du patrimoine concédé puisqu'elle est issue d'un calcul de répartition selon des clés – mailles et assiettes non transmises par le concessionnaire.

L'inventaire établi par le concessionnaire ne présente pas de biens totalement amortis pour certaines catégories d'ouvrage : les branchements individuels, les colonnes montantes et dérivations individuelles (jusqu'à 2017) et les compteurs (hors Linky et marché d'affaires).

Le concessionnaire retire chaque année ces biens totalement amortis des bases comptables même s'ils continuent à être exploités en réalité. Ces sorties d'inventaire altèrent la valorisation comptable des biens et réduisent le stock des provisions pour renouvellement.

Le concessionnaire entreprend néanmoins un travail de localisation de l'ensemble des biens concédés conformément à l'arrêté du 10 février 2020 : les compteurs des utilisateurs HTA et BT>36kVA (C1 à C4) et les ouvrages collectifs de branchements ont été localisés sur l'exercice 2018 pour l'ensemble des concessions.

Le retrait des biens non localisés et totalement amortis a impacté le stock de provisions pour renouvellement au cours des précédents exercices. Le concessionnaire n'ayant pas transmis les inventaires comptables détaillées des années précédentes, l'autorité concédante n'est pas en capacité de contrôler les retraits de provisions pour renouvellement occasionnés.

Néanmoins, l'inventaire comptable à fin 2019 permet d'évaluer les retraits à venir de provisions pour renouvellement pour ce qui concerne les ouvrages de branchements :

Impact sur le stock de provisions pour renouvellement lié à la sortie d'inventaire des biens non localisés et totalement amortis au cours des prochains exercices (M€) - Inventaire comptable -	2019	2020	2021
Branchements aériens	0,5	0,4	0,4
Branchements souterrains	0,1	0,1	0,1
Branchements aéro-souterrains	0,2	0,2	0,1
Total	0,8	0,7	0,6

Les retraits annuels de provisions pour renouvellement associés aux retraits annuels des branchements non localisés au terme de leur plan d'amortissement s'élèvent entre **0,6 et 0,8 M€/an**.

7.6.4 Absence d'amortissement industriel du financement concédant sur les réseaux BT et postes HTA/BT en communes rurales

Les amortissements industriels du financement concédant non dotés s'élèvent à **27,7 M€ à fin 2019** pour les réseaux BT et les postes HTA/BT situés en communes rurales, en considération des stipulations de l'article 10 du contrat de concession en vigueur.

7.6.5 Absence de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en communes rurales

Un traitement spécifique est appliqué sur les ouvrages basse tension situés en zones rurales, qui sont susceptibles de bénéficier des aides du FACE. Les ouvrages concernés sont les canalisations BT et les postes HTA/BT. Le renouvellement de ces biens est le plus souvent réalisé sous maîtrise d'ouvrage du concédant avec les aides financières du FACE.

Dans ce cas, aucun amortissement industriel de la part financée par le concédant n'est enregistré en charges par le concessionnaire.

Une provision pour renouvellement est constituée forfaitairement à hauteur de 20% de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des immobilisations calculée sur l'assiette globale des ouvrages concernés.

Évaluée sur les seuls ouvrages totalement amortis situés en communes rurales, de types réseaux BT et postes HTA/BT, les provisions pour renouvellement non dotées s'élèvent à **5,5 M€ à fin 2019** (9,0 M€ de valeur de remplacement auxquels sont soustraits les 3,5 M€ de valeur brute), en considération des stipulations de l'article 10 du contrat de concession en vigueur.

7.6.6 Arrêt des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables au-delà du terme contractuel

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a supprimé à compter du 1er janvier 2005 l'obligation financière du concessionnaire liée au renouvellement des biens au-delà du terme normal de la concession.

L'application de cette loi est réalisée nonobstant les clauses contraires indiquées à l'article 10 du modèle national 1992 de contrat de concession de distribution publique d'électricité.

Extrait de l'article 10 du modèle national 1992 FNCCR-EDF :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » 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. »

Cette disposition conduit à diminuer les provisions pour renouvellement d'un montant qui s'élèvera à **60,9 M€ en valeur 2019**, lorsque les immobilisations concernées seront totalement amorties.

En effet, les ouvrages non renouvelables avant le terme normal du contrat représentent une valeur brute de 273,8 M€ pour une valeur de remplacement théorique de 334,7 M€ à fin 2019.

7.6.7 Modification de la durée de vie comptable des ouvrages

Plusieurs événements comptables ont conduit à modifier la durée de vie des biens concédés, qui se sont traduits par des reprises sur le stock des provisions pour renouvellement :

- 2007 :
 - Allongement de la durée de vie du génie civil des postes de 30 à 45 ans

- Réduction de la durée de vie des comptages électroniques mis en service à partir de 1995 BT < 36KVA de 30 à 20 ans
- Réduction de la durée de vie des comptages électroniques mis en service à partir de 1995 HTA et BT > 36KVA de 30 à 25 ans
- 2011 : Allongement de la durée de vie des câbles torsadés basse tension de 40 à 50 ans
- 2012 : Allongement de la durée de vie des transformateurs de 30 à 40 ans

Leurs impacts financiers sur les dettes et créances réciproques ont été indiqués par le concessionnaire sur les comptes rendus annuels d'activités lors du fait générateur.

7.6.8 Localisation de certains biens (transformateurs, ouvrages collectifs de branchement, ...)

Le concessionnaire a procédé à la localisation de plusieurs catégories de bien, qui ont entraîné des modifications de leurs valorisations comptables au cours des dernières années :

- 2015 :
 - Localisation des transformateurs HTA/BT
 - Accélération de l'amortissement des compteurs C2-C4 et reprise des provisions pour renouvellement associées aux comptages
- 2018 :
 - Localisation des ouvrages collectifs de branchement

Leurs impacts financiers sur les dettes et créances réciproques ont été indiqués par le concessionnaire sur les comptes rendus annuels d'activités lors du fait générateur.

7.6.9 Mise en place du calcul probabiliste sur les dotations annuelles

A compter de 2011, le concessionnaire a utilisé des probabilités dans le calcul des dotations annuelles aux provisions pour renouvellement justifiées par la nécessité de davantage apprécier la probabilité de renouvellement des ouvrages jusqu'à l'échéance des contrats de concession.

Ces probabilités sont utilisées pour les ouvrages suivants : canalisations HTA souterraines, canalisations BT souterraines et postes HTA/BT.

Celles-ci consistent à appliquer un pourcentage de réduction au calcul linéaire de la dotation annuelle aux provisions. Cela conduit le concessionnaire à ne doter qu'à hauteur de la probabilité de sortie de l'ouvrage avant la fin des contrats de concession.

L'analyse de l'impact de la mise en place du calcul probabiliste nécessite :

- La transmission par le concessionnaire des tables de probabilité de retrait par catégorie d'ouvrage et par année de mise en service. Malgré la demande formulée au titre du contrôle, le concessionnaire n'a pas remis ces données pourtant jugées comme étant indispensables à la vérification du calcul des dotations annuelles de l'exercice 2019 ;

- Les précisions du concessionnaire sur la méthode de calcul des dotations annuelles et notamment la prise en compte des coefficients issus des tables de probabilité de retrait transmises par le concessionnaire.

Le concessionnaire ne communique pas la formule de calcul utilisée pour les dotations annuelles aux provisions pour renouvellement utilisant les valeur brute, coefficient de réévaluation, coefficient de retrait, valeur du stock des provisions l'année N-1, dates de mise en service, ..., ce qui ne permet pas à l'autorité d'en réaliser le contrôle.

7.7 L'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat

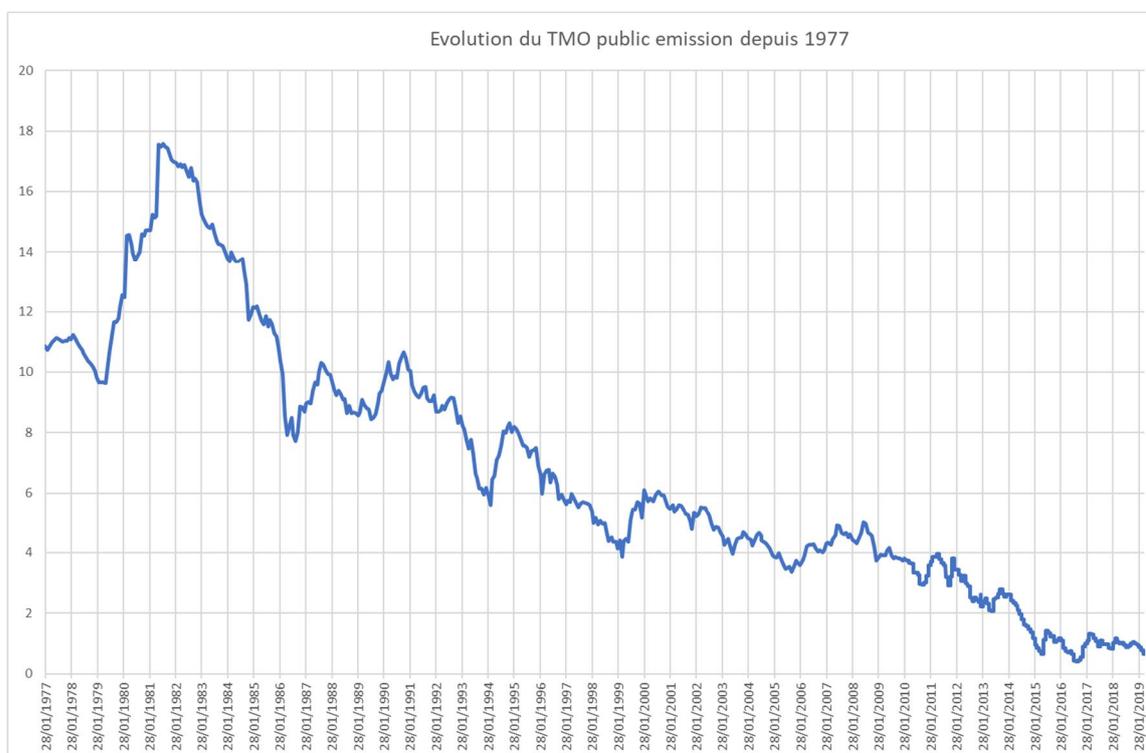
Le calcul de l'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat prévoit une réévaluation des financements nets du concessionnaire qui soit représentative des coûts de financement associés depuis l'origine des ouvrages, nonobstant le fait que les coûts de financement soient déjà couverts par le tarif.

La réévaluation des financements nets du concessionnaire se réalise à partir du taux moyen des obligations du secteur public (TMO). Le TMO est le taux moyen d'emprunt d'EDF lors de l'élaboration du précédent modèle national de cahier des charges en 1992, lorsque l'entreprise était encore garantie par l'Etat.

Cette réévaluation conduit à l'application de coefficients multiplicateurs élevés lorsque la durée d'utilisation des biens est importante.

A titre d'exemple, l'évolution du TMO conduit à multiplier par 3,53 la valeur nette comptable à fin 2018 d'un bien ayant été mis en service en 1990.

L'évolution du TMO public emission depuis 1977 est présentée ci-dessous :



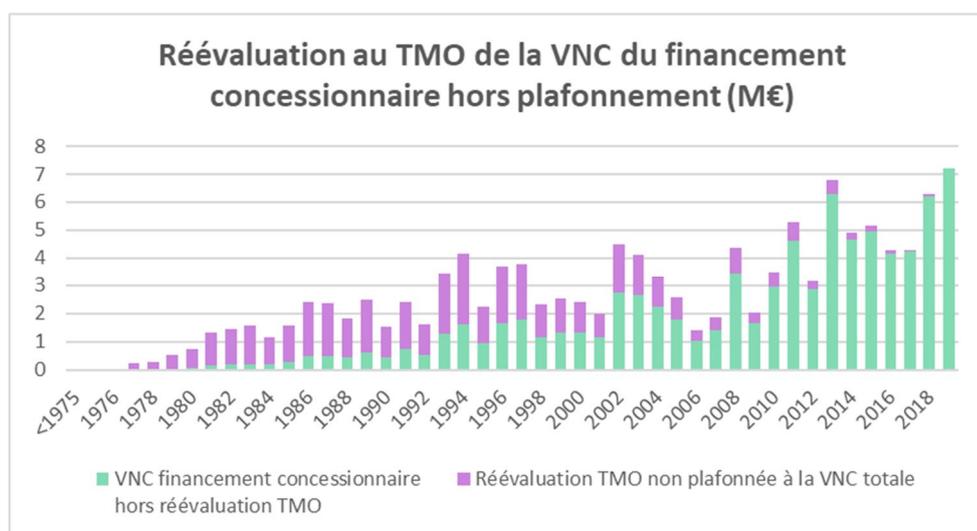
Le bilan à fin 2019 du calcul de l'indemnisation théorique de fin de contrat, réalisé à partir des valeurs figurant dans la comptabilité du concessionnaire, avec et sans application de la réévaluation des financements nets du concessionnaire (M€) est :

Avec réévaluation au TMO ET plafonnement à la VNC tot		Avec réévaluation au TMO SANS plafonnement à la VNC tot		Sans réévaluation au TMO	
DETTE CONCEDANT	CREANCE CONCEDANT	DETTE CONCEDANT	CREANCE CONCEDANT	DETTE CONCEDANT	CREANCE CONCEDANT
Financement Enedis non-amorti	Amortissement financements concedant	Financement Enedis non-amorti	Amortissement financements concedant	Financement Enedis non-amorti	Amortissement financements concedant
82,3	39,6	82,3	39,6	82,3	39,6
	Provisions pour renouvellement		Provisions pour renouvellement		Provisions pour renouvellement
	34,4		34,4		34,4
	Indemnité du concessionnaire		Indemnité du concessionnaire		Indemnité du concessionnaire
Impact réévaluation TMO AVEC plafond VNC	23,1	Impact réévaluation TMO SANS plafond VNC	51,3		8,4
14,7		42,9			

Sans l'application de la réévaluation TMO, l'autorité concédante devrait s'acquitter d'une indemnité théorique de **8,4 M€** au concessionnaire, selon la comptabilité du concessionnaire.

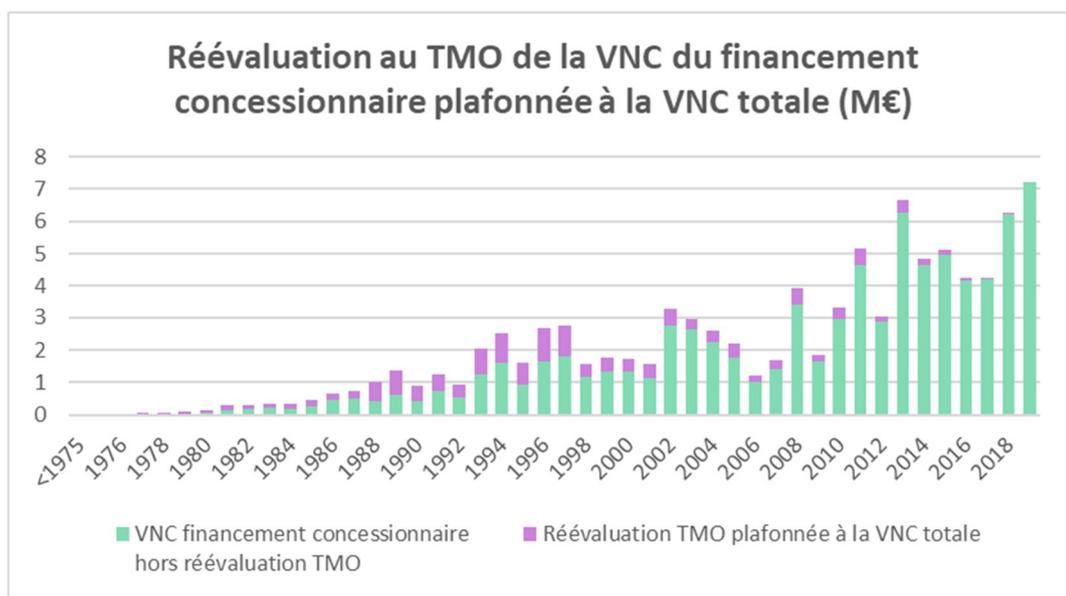
Avec l'application de la réévaluation TMO conformément à l'article 31 B du contrat de concession en vigueur au cours de l'exercice 2019, l'autorité concédante devrait s'acquitter d'une indemnité théorique de **51,3 M€** au concessionnaire sans plafonnement à la valeur non amortie des biens, ou de **23,1 M€** avec plafonnement à la valeur non amortie des biens, selon la comptabilité du concessionnaire.

L'impact de la réévaluation au TMO sur la valeur non amortie du financement du concessionnaire, hors plafonnement à la valeur nette comptable totale des biens :



Les années antérieures à 2005 sont les plus impactantes pour la réévaluation au TMO et renchérissent de façon importante la valeur non amortie du financement du concessionnaire.

Et l'impact de la réévaluation au TMO sur la valeur non amortie du financement du concessionnaire, avec le plafonnement à la valeur nette comptable totale des biens :



Il est important de signaler qu'un collectif de citoyens du Grand Nancy a contesté devant la Cour administrative d'appel de Nancy un avenant à un contrat de concession liant le SIED70 à Enedis. Après près de dix ans de procédure, la justice a estimé, après appel, que le non plafonnement de la réévaluation au TMO de la valeur non amortie du financement du concessionnaire était illégal²⁰.

Par ailleurs, l'article 49 B du nouveau modèle national de contrat établi en 2017 par la FNCCR, FU, Enedis et EDF inclut également à l'indemnisation de résiliation le montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixée, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.

La rédaction en l'état de cette clause n'est pas exempte de futures difficultés d'interprétation et de mise en œuvre quant à l'étendue et la variété des préjudices pouvant être sollicités par le concessionnaire.

En considérant que la comptabilité du concessionnaire est établie à partir de mécanismes comptables méconnaissant les stipulations de l'article 10 du contrat de concession en vigueur à fin 2019, la Collectivité pourrait argumenter auprès du concessionnaire pour prendre en compte les 141,8 M€ d'amortissements et de provisions non dotées, ce qui conduirait à une indemnisation de fin de contrat représentant une dette du concessionnaire envers le concédant.

²⁰ Cour administrative d'appel de Nancy - 3ème chambre, 88 décembre 2020 / n°20NC00843

7.8 Actualité relative aux enjeux patrimoniaux

7.8.1 Le contrôle du Syndicat départemental d'énergies du Rhône (SYDER) par la Chambre Régionale des Comptes

La chambre régionale des comptes Auvergne-Rhône-Alpes a procédé au contrôle des comptes et de la gestion du syndicat départemental d'énergies du Rhône (SYDER) pour les exercices 2014 à 2019, dont le rapport d'observations définitives a été rendu public le 22 juin 2021.

Le rapport de la Cour des Comptes mentionne des désaccords entre le SYDER et Enedis sur les sujets suivants, qui sont similaires aux observations réalisées pour le SIED70 :

Concernant la constitution des provisions pour renouvellement, pages 29 et 30 du rapport :

« Enedis indique être tenue de constituer des provisions de renouvellement uniquement pour les ouvrages dont elle effectuera le renouvellement et dont la date de fin de vie comptable est antérieure au terme normal du contrat. Or selon l'article 10 du cahier des charges de la concession, la société Enedis est tenue de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement de toutes les immobilisations concédées.

La provision pour renouvellement constituée par le concessionnaire est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement de l'ouvrage. Cette dernière est déterminée par application, à la valeur historique, d'indices tenant compte des évolutions des techniques, des coûts de construction et des prix des matériels. Ces indices ne sont cependant pas définis contractuellement.

Le concessionnaire a effectivement constitué des dotations aux provisions pour renouvellement, portant le montant des provisions constatées en la matière à 43,3 M€ à l'issue du contrat de concession.

Toutefois, ce montant est l'objet d'un désaccord entre le SYDER et son concessionnaire sur les modalités de calcul et le niveau de provisionnement atteint. Ainsi, au vu du bilan technique élaboré en 2016, le syndicat constate que la valeur de remplacement des réseaux apparaît extrêmement différente selon les décennies de pose. Ce différentiel résulte de l'application par Enedis de coefficients en fonction des années de mise en service, coefficients que le SYDER estime sous-évalués pour les ouvrages les plus anciens.

Le syndicat évalue la sous-estimation des provisions à un peu moins de 140 M€. »

Le SYDER a récemment émis un titre de recette à l'attention d'Enedis d'un montant égal au stock de provisions pour renouvellement constituées étendu aux provisions non constituées en considération des désaccords évoqués ci-avant.

Concernant l'approbation par Enedis du bilan technique et comptable du contrat de concession, page 31 du rapport :

« Anticipant l'arrivée à échéance en mars 2018 de la concession de 1993, le SYDER a conclu début 2016 un marché d'assistance pour dresser le bilan de la concession en cours et préparer son renouvellement.

Cette prestation de service a donné lieu à un bilan technique et comptable du contrat de concession. Malgré des réunions début 2017, la société Enedis a refusé d'avaliser ce bilan, particulièrement sur les points comptables (solde de la convention, niveau d'amortissement, estimation des provisions de renouvellement) et a produit son propre bilan.

À défaut d'accord entre les parties, le SYDER a saisi la Commission nationale de conciliation de la FNCCR en application de l'article 12 de l'annexe II du contrat de concession, relatif à la prévention des contentieux. Saisie en 2017, cette dernière n'avait toujours pas statué à la fin du contrôle de la chambre. »

7.8.2 Des dysfonctionnements majeurs constatés par le Syndicat départemental d'énergies d'Ile-et-Vilaine (SDE35)

Le compte rendu du Comité Syndical du 10 février 2021 évoque « *plusieurs dysfonctionnements majeurs* », mis en exergue dans un audit, concernant notamment des « *divergences de fond sur l'application de certaines clauses contractuelles relatives aux provisions pour renouvellement (et enveloppes assimilables) entraînant une sous-évaluation substantielle de 220 millions d'euros du patrimoine de la collectivité* ».

Par délibération du 02 décembre 2020, le SDE35 a validé les réserves émises sur les conditions d'amortissement des équipements mis à disposition dans le cadre du contrat de concession signé avec Enedis et EDF.

Le Comité Syndical du 10 février 2021 a approuvé le maintien d'une provision pour risques de 150 000 € en vue d'un éventuel contentieux à venir à l'encontre d'Enedis dans le cadre du renouvellement du contrat de concession.

7.8.3 L'introduction devant le Tribunal Administratif d'un recours contentieux par le Syndicat départemental d'énergie de Loire-Atlantique (SYDELA)

Le Comité Syndical du 27 février 2020 délibéré pour autoriser le Président à introduire devant le tribunal administratif un recours contentieux à l'encontre d'Enedis.

Les manquements du concessionnaire identifiés par le SYDELA aux dispositions contractuelles de la concession de distribution publique d'électricité, qui sont similaires aux observations réalisées pour le SIED70, sont les suivants :

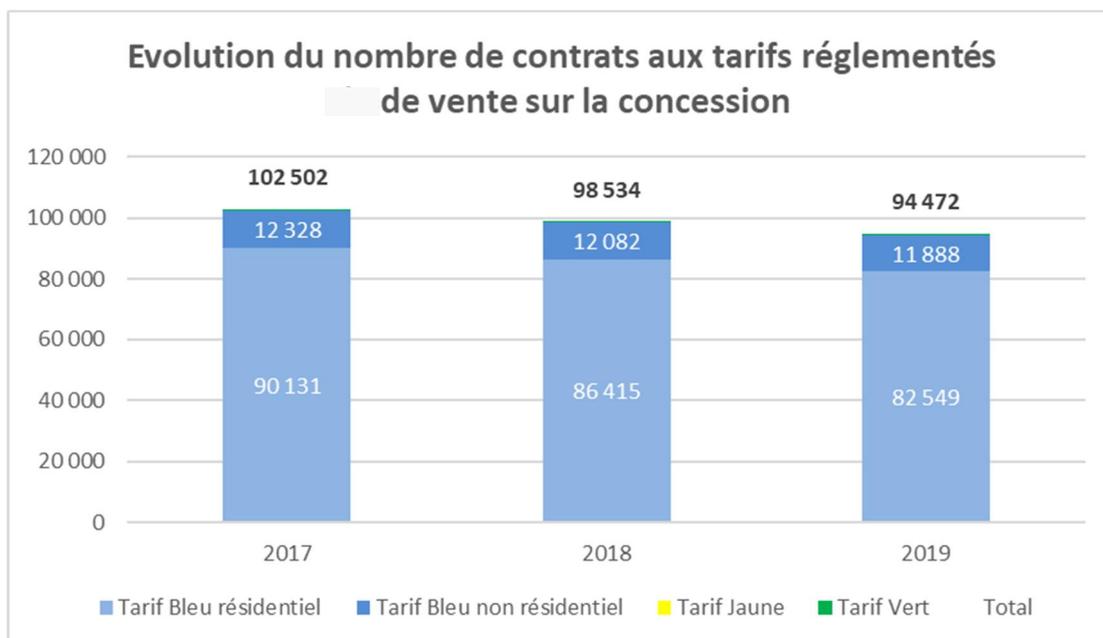
- « (i) Enedis ne constitue de provisions pour renouvellement que sur 20% de la valeur des ouvrages basse tension (BT) situés en zone rurale (c'est-à-dire en zone sous maîtrise d'ouvrage du syndicat). Ces provisions pour renouvellement sont par ailleurs comptabilisées à l'échelle nationale et n'apparaissent pas dans les comptes de la concession du SYDELA »
- « (ii) Enedis recourt à des tables de probabilité de renouvellement pour calculer et pondérer les dotations aux provisions pour renouvellement, et, non seulement refuse de les communiquer au Syndicat, privant ce dernier de toute possibilité de contrôler les calculs réalisés, mais de surcroît, fait une application asymétrique de ces tables, et ce au détriment du concédant »
- « (iii) Enedis ne constitue aucun amortissement des financements du concédant sur les ouvrages situés en zone rurale, c'est-à-dire ceux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Syndicat »
- « (iv) Enedis cesse d'actualiser la valeur de remplacement des ouvrages, lorsque ceux-ci ne sont pas renouvelés au moment où leur plan d'amortissement comptable arrive à son terme »
- « (v) s'agissant des communes initialement « rurales » et ayant basculé dans la catégorie des communes « urbaines », compte tenu de la sous-constitution initiale des provisions pour renouvellement et des amortissements des financements du concédant, Enedis a entrepris de procéder à une régularisation, non pas en une fois, mais sur la durée résiduelle d'amortissement des ouvrages concernés, maintenant ainsi de manière durable la sous-estimation des amortissements et provisions affectés aux ouvrages concernés. »

Le Comité Syndical considère que la perte patrimoniale totale du SYDELA est estimée par le Syndicat à 140 millions d'euros au 31 décembre 2018.

8 LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX TARIFS REGLEMENTES

8.1 Contrats

Le nombre d'usagers ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente (TRV) poursuit en baisse avec un total de 94 472 contrats de fourniture en 2019 contre de 98 534 contrats en 2018 (baisse de 4,1%).

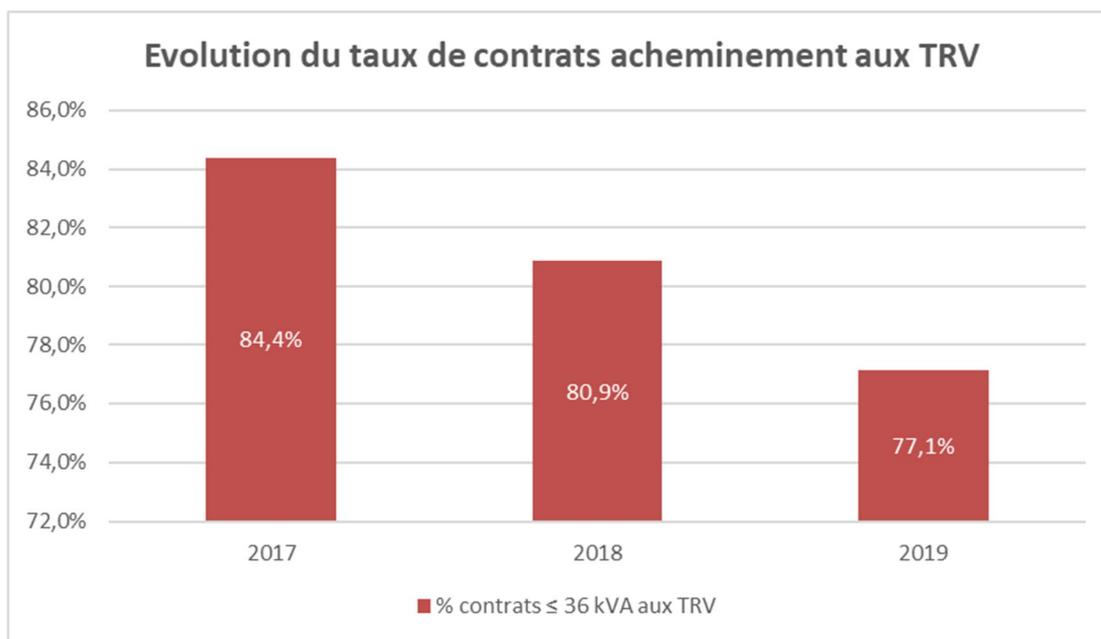


Evolution du nombre de contrats aux TRV Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	90 131	86 415	82 549
Tarif Bleu non résidentiel	12 328	12 082	11 888
Tarif Jaune	12	11	11
Tarif Vert	31	26	24
Total	102 502	98 534	94 472

Il demeure 11 contrats en tarif Jaune et 24 contrats en tarif Vert sur la concession dont la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA.

8.2 Proportion aux TRV

La proportion de contrats acheminement aux tarifs réglementés de vente poursuit sa baisse à 77,2% en 2019 contre 80,9% en 2018 :



Evolution du nombre de contrats aux TRV Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Contrats acheminement ≤ 36 kVA	121 431	121 797	122 446
Contrats TRV Tarif Bleu	102 459	98 497	94 437
% contrats ≤ 36 kVA aux TRV	84,4%	80,9%	77,1%

8.3 Energie vendue

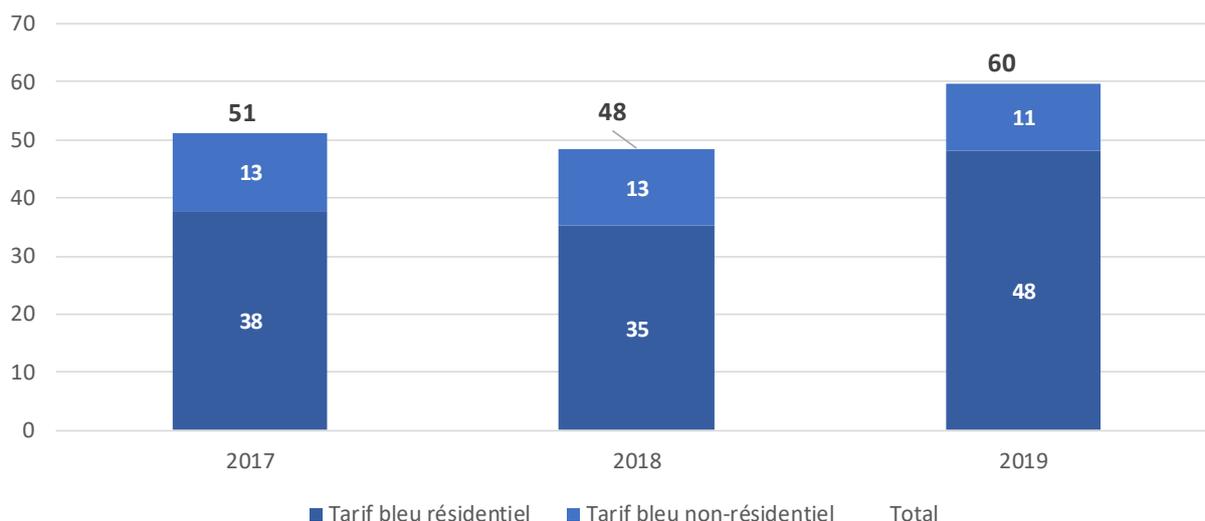
L'énergie totale fournie aux tarifs réglementés est en baisse à 463,6 GWh en 2019 contre 484,0 GWh en 2018, représentant une baisse marquée de 4,2% :

Evolution des consommations aux TRV (GWh) Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	456,6	395,7	380,8
Tarif Bleu non résidentiel	93,3	87,4	82,0
Tarif Jaune	0,5	0,4	0,4
Tarif Vert	0,7	0,5	0,5
Total	551,0	484,0	463,6

8.4 Recettes de fourniture

Les recettes de fourniture aux TRV sont stables à 52,5 millions d'euros HT en 2019 :

Evolution des recettes des TRV sur la concession (M€)



Evolution des ventes d'électricité facturées aux TRV (M€) Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	47,5	42,7	43,1
Tarif Bleu non résidentiel	9,7	9,4	9,4
Tarif Jaune	0,0	0,0	0,0
Tarif Vert	0,1	0,1	0,1
Total	57,4	52,3	52,5

8.5 Autres indicateurs

1.1.1 Conseils tarifaires

Le nombre de conseils tarifaires délivrés à la mise en service des tarifs Bleu à la maille de la concession est en baisse régulière sur la chronique :

Evolution du nombre de contrats ayant bénéficié d'un conseil tarifaire Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	7 978	6 398	4 920

Le conseil tarifaire est un engagement d'EDF vis à vis des clients particuliers.

Il consiste à aider l'utilisateur, par un questionnaire adapté, à choisir l'option tarifaire qui correspond le mieux à ses équipements, à ses habitudes de consommation, et au niveau de confort qu'il souhaite.

Cet engagement comporte également des conseils sur l'utilisation des différents appareils électriques dans la perspective de la maîtrise d'énergie.

Le conseil tarifaire est systématiquement réalisé lors de la souscription du contrat.

En cours d'exécution du contrat, il est réalisé gratuitement, à la demande du client, en tenant compte de la consommation réelle du client.

Les conseils tarifaires que le client peut obtenir par lui-même à partir du canal digital ne sont pas comptabilisés dans cet indicateur.

1.1.2 Accompagnements énergie

Le nombre d'accompagnements énergie constaté à la maille de la concession est en baisse sur la chronique :

Evolution du nombre de contrats ayant bénéficié d'un accompagnement énergie <i>Concession Enedis-EDF du SIED70</i>	2017	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	3 642	3 564	2 913

Le dispositif « Accompagnement Energie » d'EDF permet d'apporter une solution immédiate personnalisée à tout client exprimant une difficulté à payer sa facture d'électricité.

Le conseiller d'EDF vérifie que le client bénéficie du tarif qui correspond à son mode de consommation et lui donne des conseils en matière d'économies d'énergie. Il peut également lui proposer un mode de paiement plus adapté à sa situation, un délai de paiement et l'informer sur le chèque énergie, le cas échéant.

Si nécessaire, le conseiller d'EDF oriente le client vers les services sociaux auxquels il transmet un compte rendu détaillé de la situation du client, afin de faciliter sa prise en charge.

Le client bénéficie du maintien de son alimentation électrique à la puissance souscrite pendant la démarche de constitution du dossier de demande d'aide auprès des services sociaux, et dans l'attente de sa réception, dans les conditions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

1.1.3 Nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (jusqu'à 2017) et du chèque énergie (2018 et 2019)

A partir du 1er janvier 2018, le chèque énergie a succédé au tarif de première nécessité (TPN).

Le nombre d'usagers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte s'élève à 6965 en 2019, contre 4151 en 2018 :

Evolution du nombre de clients ayant utilisé un chèque énergie pour le paiement des factures aux TRV <i>Concession Enedis-EDF du SIED70</i>	2018	2019
Tarif Bleu résidentiel	4 151	6 965
Montant total (euros) des chèques énergies qui ont été crédités sur les comptes des clients Particuliers (au 31/12)	NC	977 969
Nombre de clients Particuliers pour lesquels une attestation de droits a été traitée sur l'exercice	309	1 234

L'augmentation par rapport à 2018 s'explique notamment par l'élargissement, à compter du 1er janvier 2019, du bénéfice du chèque énergie aux ménages dont le revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation est inférieur à 10 700 euros (contre 7 700 euros).

1.1.4 Fonds de solidarité logement (FSL)

Le FSL accorde des aides financières aux personnes ayant des difficultés pour régler les charges de leur logement et toutes leurs dépenses locatives. Il permet ainsi de financer le dépôt de garantie, l'assurance d'un logement et les impayés des factures d'électricité, de gaz, d'eau et de téléphone fixe.

Le montant de la contribution au FSL est décidé par EDF. Les contributions au FSL sont compensées dans une limite fixée par la réglementation.

L'évolution de la contribution financière du fournisseur TRV au FSL du département est présentée dans le graphique suivant :

Le montant alloué au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) cofinancé par EDF est stable à 65 k€ versés à la maille départementale en 2019 :

Evolution du Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) <i>Concession Enedis-EDF du SIED70</i>	2017	2018	2019
Montant attribué par EDF au FSL du département (€)	65 000	65 000	65 000
Dont montant attribué aux actions curatives (€)	60 000	60 000	60 000
Dont montant attribué aux actions préventives (€)	5 000	5 000	5 000
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	253	226	164

EDF est un partenaire actif des Fonds de Solidarité pour le Logement. Aux côtés des collectivités territoriales, des Conseils départementaux et des différents services sociaux (DDASS, CAF, ASSEDIC...).

EDF s'implique dans ce dispositif de proximité qui permet aux personnes en difficulté d'accéder à un logement ou de s'y maintenir.

1.1.5 Coupures pour non paiement en Tarif Bleu

Le nombre de coupures pour non paiement est en forte baisse en 2019 par rapport à 2018 :

Evolution du nombre de coupures pour non paiement <i>Concession Enedis-EDF du SIED70</i>	2017	2018	2019
Nombre de coupures demandées par le fournisseur au gestionnaire de réseau	2 279	2 204	1 518
Nombre de coupures effectives	461	462	437
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	0	0	0
Nombre de pénalités liées aux impayés	6 072	6 529	5 403
Nombre de PDL actifs en situation de coupure effective, réalimentés au titre de la période hivernale (au titre de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles)	81	103	127

La suspension de fourniture est encadrée par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, notamment en matière de relance.

La suspension n'intervient qu'une fois épuisé l'ensemble des leviers d'aide au client en difficulté. EDF ne demande jamais de suspension de fourniture "ferme" lors du premier déplacement du GRD.

La suspension de fourniture ne peut intervenir qu'en présence du client et en dehors des situations suivantes :

- le client remet un chèque ou présente des éléments attestant du paiement de la somme due
- le client présente des éléments attestant d'une demande d'aide au FSL en cours
- le client présente des éléments attestant d'une situation de surendettement

Plus aucun client n'est coupé pour impayé pendant l'hiver. La trêve hivernale pour les clients démunis n'est pas une "nouveau" pour EDF, qui avait fait le choix depuis 2008 (bien avant l'entrée en vigueur de la loi " Brottes ") de protéger ses clients des coupures d'électricité.

EDF conseille aux clients en difficultés de ne pas laisser s'accumuler des factures impayées pendant l'hiver, car plus une situation difficile est identifiée tôt, plus il est aisé de lui trouver des solutions.

Parmi les coupures réalisées, un grand nombre concerne des clients ayant quitté leur logement en laissant une dette.

8.6 Réclamations du fournisseur aux TRV

1.1.6 Nombre total de réclamations des usagers résidentiels BT ≤ 36 kVA aux tarifs réglementés de vente

L'évolution sur la chronique du nombre de réclamations écrites du fournisseur aux tarifs réglementés de vente montre, d'une part, une baisse significative des réclamations adressées par courrier et d'autre part, une forte hausse du nombre de réclamations adressées via le canal internet (emails, interface web, ...) :

Evolution du nombre de réclamations écrites Tarif Bleu Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019	Evol. (%)
Accueil	131	144	162	13%
Contrat	229	208	230	11%
Relève	91	117	170	45%
Facturation	438	321	393	22%
Recouvrement	481	360	400	11%
Conseil et Services	75	21	21	0%
Relations avec le distributeur	23	18	26	44%
Qualité de fourniture et réseau	67	82	67	-18%
Nombre total de réclamations	1 535	1 271	1 469	16%

Le nombre de réclamations s'établit à 1469 en 2019, en hausse de 16% par rapport aux 1271 réclamations de 2018.

Elles se répartissent essentiellement entre la facturation (27%), le recouvrement (27%), l'accueil (11%), les aspects contractuels (16%), la qualité de fourniture (5%), les relations distributeur (2%), la relève (12%) et les conseils – services (1%).

1.1.7 Taux de réponse aux réclamations aux tarifs réglementés de vente

Le taux de réponse aux réclamations sous 30 jours est stable par rapport aux années précédentes :

Evolution des réclamations écrites Tarif Bleu Concession Enedis-EDF du SIED70	2017	2018	2019
Courrier	723	462	434
Internet	812	809	1 035
Taux de réponse sous 30 jours	95,2%	95,5%	95,7%

La répartition des réclamations aux TRV sur le territoire de la concession est la suivante :

