RAPPORT

02/11/2021

Contrôle de la concession de distribution publique d'électricité confiée à la SICAE Est

Exercice 2019

Naldeo
STRATEGIES PUBLIQUES

Historique des révisions				
VERSION	DATE	COMMENTAIRES	REDIGE PAR	VERIFIE PAR
1	02/11/2021	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 de la SICAE Est

Affaire n° : C2101183

En date du : 02/11/2021

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 SYNTHESE GENERALE 7

2.1 Le dispositif contractuel 7
2.2 Le patrimoine technique 8
2.3 La maintenance des ouvrages 9
2.4 Les investissements du concessionnaire 10
2.5 La qualité de l'électricité distribuée 10
2.6 La valorisation comptable des biens 11

3 LE DISPOSITIF CONTRACTUEL 13

3.1 Les caractéristiques du contrat 13
3.1.1 Les pièces contractuelles 13
3.1.2 La nature du contrat 14
3.2 L'objet et la durée du contrat 16
3.2.1 L'objet 16
3.2.2 La durée 17
3.3 Le périmètre concédé 17
3.4 Le classement et l'inventaire des biens 17
3.4.1 Le régime juridique 17
3.4.2 La nature juridique des biens 19
3.4.3 L'inventaire des biens concédés 24
3.5 La concession DSP Etat - SICAE Est 25
3.6 La maîtrise d'ouvrage des travaux 27
3.7 L'économie de la concession 29
3.7.1 La tarification de l'acheminement et de la fourniture 29
3.7.2 Les redevances de concession 29
3.7.3 La redevance d'occupation du domaine public 30
3.7.4 Les conditions de révision du contrat 30
3.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement 31
3.8.1 Les obligations du concessionnaire 31
3.8.2 Le devenir des provisions pour renouvellement en fin de contrat 32
3.9 La fin de contrat 33
3.9.1 Les enjeux 33
3.9.2 Les modalités 33
3.9.3 L'indemnisation du concessionnaire 35

4 L'ANALYSE TECHNIQUE DU PATRIMOINE CONCEDE 37

4.1 Description générale 37
4.2 Les périmètres des ouvrages exploités par la SICAE Est 38
4.3 Les ouvrages de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est 39
4.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et la SICAE Est 40
4.5 Les postes source 40

4.5.1 Régime de propriété 40
4.5.2 Caractéristiques 41
4.5.3 Schéma d'exploitation 41
4.5.4 Régime de protection 41
4.5.5 Contrôle commande 41
4.5.6 Taux d'utilisation 42
4.5.7 Capacités affectées et disponibles 42

4.6 Le réseau HTA 44

4.6.1 Typologies 44
4.6.2 Répartition par régime juridique 44
4.6.3 Répartition par investisseur 45
4.6.4 Enfouissement 46
4.6.5 Longueur des départs 48
4.6.6 Age des linéaires 48
4.6.7 Réseaux soumis aux aléas climatiques 50
4.6.8 Réseaux vulnérables 52
4.6.9 Réactivité du réseau 53

4.7 Les postes de transformation HTA/BT 54

4.7.1 Typologies 55
4.7.2 Age des postes HTA/BT 56
4.7.3 Age des transformateurs HTA/BT 57
4.7.4 Technologie des transformateurs 57

4.8 Le réseau BT 58

4.8.1 Typologies 58
4.8.2 Répartition par périmètre concédé 58
4.8.3 Répartition par investisseur 59
4.8.4 Enfouissement et sécurisation 59
4.8.5 Longueur des départs 62
4.8.6 Age des linéaires 62
4.8.7 Réseaux soumis aux aléas climatiques 63
4.8.8 Technologies vulnérables 64

5 LA MAINTENANCE DES OUVRAGES 66

5.1 Préalable 66
5.2 Elagage des lignes HTA et BT 66
5.3 Traitement des PCB et PCT 67
5.4 Suivi des mesures de terre 68

5.4.1 Préalable 68
5.4.2 Protection des réseaux HTA 69
5.4.3 Protection des réseaux BT 69
5.4.4 Conditions d'interconnexion et de séparation 69
5.4.5 Mesures de terre réalisées 70

5.5 Maintenance des appareils de coupure 71

6 LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE 72

6.1 La continuité de fourniture 72

6.1.1 Définition 72
6.1.2 Critère B 73
6.1.3 Coupures brèves et très brèves 74

6.2 La tenue en tension 75

6.2.1 Chutes de tension sur le réseau HTA 75
6.2.2 Chutes de tension sur le réseau BT 75

6.3 Les contraintes d'intensité 76

7 LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS 77

7.1 La valorisation comptable des biens 77

7.1.1 Biens propres 77
7.1.2 Biens de reprise 77
7.1.3 Biens de retour 77

7.2 La qualité de l'inventaire des biens de retour 84
7.3 Les droits du concédant 85
7.4 L'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat 85

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, en décembre 1996, un contrat de concession d'une durée de 30 ans avec la SCICAE de Ray-Cendrecourt (devenue SICAE Est en 2013), implantée sur les départements de la Haute-Saône, de la Haute-Marne et des Vosges, 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 125 communes réparties sur le département (au sens des communes fractionnées et du FACÉ). A la suite de fusions communes, leur nombre a été porté à 86 communes au sens de l'INSEE au 1er janvier 2020.

Les données transmises par la SICAE Est prennent en compte le périmètre du contrat hors fusions de communes, soit un total de 125 communes.

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.

Pour effectuer le contrôle de l'exercice d'exploitation 2019, l'autorité concédante s'est adjointe des services de Naldeo Stratégies Publiques.

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 transmis à l'autorité concédante par plusieurs envois successifs jusqu'à la journée d'audit du 07 octobre 2020 qui s'est tenue dans les locaux du concessionnaire.

De nouveaux envois ont ensuite été apportés par le concessionnaire en réponse aux questions complémentaires adressées par le concessionnaire.

Le présent rapport présente les résultats du contrôle de la concession de l'exercice 2019.

2 SYNTHESE GENERALE

2.1 Le dispositif contractuel

Le contrat de concession de service public de distribution publique d'énergie électrique, dit concession DP, a été conclu le 10 décembre 1996, pour une durée de 30 ans, entre le Syndicat intercommunal d'électricité de la Haute-Saône, autorité concédante, et la SCICAE - Société coopérative d'intérêt collectif agricole d'électricité de Ray-Cendrecourt, concessionnaire.

Créé en 1920 pour amener l'électricité dans les villages de Haute-Saône, la SICAE de Ray-Cendrecourt (devenue SICAE Est en 2013) est le gestionnaire du réseau de distribution publique et le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés auprès de communes de Haute-Saône, Haute-Marne et des Vosges.

Le contrat de concession se compose des pièces suivantes : convention de concession, cahier des charges, 4 annexes au cahier des charges et 9 avenants à la convention de concession.

A fin 2019, le périmètre concédé défini à l'article 4 de la convention de concession signée le 10 décembre 1996, et modifiée par les avenants successifs n°1 à n°9, comprend 125 communes du département de la Haute-Saône.

Certains réseaux de distribution d'électricité en moyenne tension et postes HTA, exploités par la SICAE Est, sont restés intégrés au réseau d'alimentation concédé par l'Etat et 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.

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.

Les principales recommandations relatives au dispositif contractuel :

- Définir par voie d'avenant au contrat les règles de répartition des ouvrages par concession (réseaux HTA et postes HTA/BT) des concessions DSP et DP selon les configurations rencontrées, ainsi que l'état des lieux détaillé des ouvrages DSP et DP et leurs modalités de suivi annuel ;
- Adapter certaines dispositions du contrat à la stricte prise en compte des ouvrages DP, telles que le calcul des parts R1 et R2 de la redevance et les orientations stratégiques des investissements
- Produire dans les meilleurs délais un inventaire valorisé et localisé du patrimoine concédé par le SIED70 conformément à la législation et aux normes comptables en vigueur :
    - Distinguer les biens de reprise des biens propres, et les biens de retour
    - Distinguer les biens de la concession DP du SIED70, de ceux de la concession DSP
    - Détailler les immobilisations par commune
    - Détailler les immobilisations par nature d'ouvrage
    - Intégrer les biens réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant et des tiers
    - Préciser les apports financiers du concédant, des tiers et de la SICAE
    - Retirer de l'inventaire les ouvrages mis au rebut
- Constituer les droits du concédant et immobiliser les ouvrages financés par l'autorité concédante à partir des informations remises par le SIED70, ainsi que les financements des tiers ;
- Définir par voie d'avenant le sort à réserver aux biens immatériels de service tels que les bases de données technique, comptable, clientèle acheminement et fourniture aux TRV et cartographiques ;
- Mettre à jour le contrat au sujet de la non-constitution des provisions pour renouvellement par le concessionnaire, et prévoir les dispositions de substitution ou contreparties correspondantes ;

2.2 Le patrimoine technique

Plusieurs périmètres concessifs cohabitent sur le 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 et postes HTA, et s'étendant sur le territoire de 121 communes concédées par le SIED70 à la SICAE Est et 12 communes concédées à Enedis ;
- Des ouvrages de distribution publique d'électricité exploités par la SICAE situés en dehors des périmètres des concessions DP, pour lesquels il est nécessaire de réunir les acteurs de la distribution d'électricité du territoire pour encadrer leur exploitation et la maîtrise d'ouvrage par la rédaction d'une convention ad hoc.

L'autorité concédante doit être en capacité de réaliser le suivi régulier de son patrimoine et de ses caractéristiques techniques dédiés à la concession DP. Il conviendrait de définir en Annexe du cahier des charges de concession les modalités précises de répartition des réseaux et postes HTA exploités et des futurs ouvrages qui seront mis en service.

La concession DP est desservie par 4 postes sources HTB/HTA. Le réseau HTB est exploité en mode non bouclé, ce qui le rend sensible en cas de panne.

Les investissements du concessionnaire engagés ces dernières années sur les postes sources contribuent activement à l'amélioration de la qualité de distribution de l'électricité sur le territoire concédé.

L'amélioration du schéma d'exploitation du réseau HTB, par le passage en schéma bouclé, demeure un enjeu prioritaire pour fiabiliser durablement la continuité de fourniture d'électricité aux réseaux de distribution publique (concessions DSP et DP).

A fin 2019, les réseaux HTA exploités par la SICAE Est en Haute-Saône ont une longueur totale de 855 km, financés à près de 90% par le concessionnaire et enfouis à 45,1%. L'enfouissement est légèrement inférieur à la moyenne nationale des départements similaires.

Seulement 198 km de réseaux HTA relèvent de la concession DP du SIED70 et sont enfouis à 27,1%.

Le réseau HTA exploité par la SICAE comporte peu de technologies sensibles ou incidentogènes.

Les principales recommandations relatives au réseau HTA :

- Suivre régulièrement la qualité de distribution des tronçons les plus anciens et prévoir leur renouvellement en cas de défaillances répétées ;
- Définir le statut et la nature juridique des 11 km de réseaux HTA situés hors périmètres concessifs DSP-DP
- Renseigner les dates de mise en service des 2,5 km de réseaux non datés ;
- Poursuivre les efforts d'investissement engagés en faveur de l'enfouissement, notamment pour les ossatures et secondaires bouclées disposant de tronçons aériens soumis aux aléas climatiques ;
- Poursuivre la mise en service régulière de nouveaux interrupteurs mécaniques télécommandés.

Les postes HTA/BT exploités par la SICAE Est en Haute-Saône comprennent 681 postes au total, dont 327 postes sur poteau, 42 postes cabines hautes et 312 postes cabines basses. Parmi eux, 656 postes sont situés sur le périmètre de la concession DP avec le SIED70.

L'âge moyen des postes HTA/BT datés et exploités par la SICAE, proche de 20 ans, est satisfaisant et le programme d'éradication des cabines hautes restantes doit être poursuivi par le SIED70 avec la participation financière de la SICAE Est, ainsi que le renouvellement des postes les plus anciens.

Les principales recommandations relatives au postes et transformateurs HTA/BT :

- Poursuivre le programme d'éradication des cabines hautes ;
- Distinguer les postes DP de ceux relevant de la concession DSP ;
- Mentionner la tension de sortie des transformateurs en service.
- Renseigner les dates de mise en service des 22% de postes et transformateurs non datés ;
- Vérifier la cohérence des dates renseignées pour les transformateurs ;

Les réseaux BT exploités par la SICAE Est en Haute-Saône ont une longueur totale de 515,4 km, financés à 56% par le concessionnaire et à 37% par le SIED70 ou d'autres collectivités.

Ils sont enfouis à 38,3%, ce qui est nettement inférieur à la moyenne nationale des départements similaires. Ils sont toutefois sécurisés à 98,2% des linéaires.

Le périmètre de la concession DP du SIED70 représente près de 503 km de réseaux BT enfouis à 38,6% et sécurisés à 98,2%.

Le réseau BT exploité par la SICAE comporte peu de technologies sensibles ou incidentogènes.

Les principales recommandations relatives au réseau BT :

- Suivre régulièrement la qualité de distribution des tronçons les plus anciens et prévoir leur renouvellement en cas de défaillances répétées ;
- Définir le statut et la nature juridique des 12,4 km de réseaux BT situés hors périmètre concessif DP
- Résorber les 9,3 km de réseaux aériens de fils nus, en priorisant les 3,5 km de faibles sections.
- Poursuivre les efforts d'investissement engagés en faveur de la sécurisation, notamment pour les départs disposant de tronçons aériens soumis aux aléas climatiques ;
- Renseigner les dates de mise en service des 20,8 km de réseaux non datés ;

2.3 La maintenance des ouvrages

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

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

Les principales recommandations relatives à la maintenance des ouvrages :

- Suivre les tronçons HTA et BT visités et élagués périodiquement à partir du système d'information géographique (SIG), en complément du suivi des heures d'intervention ;
- Evaluer l'intérêt d'un élagage périodique plus fréquent des linéaires BT ;
- Restituer les résultats des actions de suivi des mesures de terre et de maintenance des appareils de coupure à l'autorité concédante.

2.4 Les investissements du concessionnaire

Les investissements du concessionnaire s'élèvent à 2,3 M€ en 2018, dont 849 k€ dédiés aux investissements délibérés portant sur les biens de retour des concessions DSP et DP. Le concessionnaire ne distingue les investissements rapportés à chaque concession.

Les informations n'ont pas été communiquées pour l'exercice 2019

2.5 La qualité de l'électricité distribuée

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

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

La durée moyenne de coupure par usager BT (critère B), toutes causes confondues, est en hausse à 46,5 mn en 2019 contre 36,8 mn à fin 2018 lors du précédent exercice pour les ouvrages exploités par la SICAE Est en Haute-Saône.

Le critère B demeure néanmoins nettement inférieur à la moyenne nationale des derniers exercices.

Le nombre d'incidents HTA est stable en 2019 par rapport à 2018 avec 14 incidents ayant affecté l'ensemble des réseaux de distribution exploités par SICAE Est.

Le nombre d'incidents sur le réseau BT diminue à 14 incidents en 2019 contre 18 incidents en 2018 sur l'ensemble des réseaux exploités par la SICAE Est.

Le critère B dédié aux travaux sur le réseau HTA augmente à 26,5 mn en 2019 contre 16,9 mn en 2018.

Et les coupures brèves et très brèves sont en hausse pour atteindre 65 coupures brèves et 117 coupures très brèves en 2019.

Les principales recommandations relatives à la liste des interruptions de fourniture :

- Améliorer la qualité et la précision du fichier de restitution des listes de coupures en apportant davantage de détails sur l'ouvrage concerné, la maille concessive, le siège et la cause des coupures longues ;
- Ajouter les informations permettant d'affiner l'analyse de l'incidentologie, telles que les libellés des postes HTA/BT pour les coupures BT, la durée cumulée de coupure (NiTi), le nombre d'usagers BT coupés, et durée de la coupure ;
- Intégrer les sièges de coupures à la cartographie moyenne échelle du réseau de distribution ;
- Restituer à l'autorité concédante les valeurs annuelles de critère B à la maille communale, décomposées entre les parts dédiées aux réseaux HTA/BT et aux incidents/travaux.

S'agissant des chutes de tension, tous les départs HTA exploités par la SICAE Est ont des chutes de tension inférieures à 5% en 2019, comme lors du précédent exercice.

Et 224 usagers BT sont considérés comme mal alimentés en terme de qualité de tension, ce qui représente une proportion de 1,2% bien inférieure au seuil réglementaire.

Les ouvrages exploités par la SICAE Est comportent 23 départs BT mal alimentés.

S'agissant des contraintes d'intensité, 52 départs BT sont en contrainte d'intensité sur une longueur de 5,2 km et pour une charge maximale pouvant s'élever jusqu'à 231%.

2.6 La valorisation comptable des biens

Le concessionnaire est tenu de mettre à disposition de l'autorité concédante un inventaire des ouvrages de la concession qui distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres.

Les principales recommandations relatives au régime juridique des biens :

- Produire un inventaire distinguant les biens propres des biens de reprise ;
- Améliorer l'exhaustivité et la précision des immobilisations des biens de retour :
  - Ajouter les ouvrages financés par l'autorité concédante et les tiers,
  - Distinguer des immobilisations par concession (DSP ou DP SIED70),
  - Préciser les immobilisations par commune,
  - Préciser les immobilisations par nature d'ouvrage détaillée,
  - Retirer les immobilisations des ouvrages mis au rebut,
  - Détailler les origines de financement

A fin 2019, les biens de retour déclarés par la SICAE Est, circonscrits quasi exclusivement aux ouvrages financés par le concessionnaire, ont une valeur d'acquisition qui s'élève à 34,3 M€ sur l'ensemble du périmètre d'exploitation du concessionnaire (32,7 M€ à fin 2018).

La valeur brute des ouvrages concédés inscrits à l'inventaire est constituée à 69% de réseaux HTA des concessions DSP et DP et à 11% de réseaux HTA DSP exclusivement, ainsi qu'à 8% des postes, 4% des compteurs et disjoncteurs ainsi que 1% de raccordements BT.

Le concessionnaire immobilise les ouvrages de raccordements HTA et BT financés par les tiers depuis 2018. Ils représentent au total 7,9% de la valeur brute des ouvrages concédés.

L'amortissement des ouvrages concédés déclarés par le concessionnaire s'élève à 15,3 M€ à fin 2019, ce qui représente 44,6% de la valeur brute totale. Les ouvrages HTA DSP 30-60 kV, BT DP ainsi que les compteurs et disjoncteurs sont les plus anciens et sont amortis en quasi-totalité.

Depuis 2018, le concessionnaire immobilise et amortit les nouveaux ouvrages de raccordements HTA et BT financés par les tiers.

L'amortissement pratiqué par le concessionnaire fait l'objet de plusieurs remarques :

- Les amortissements du financement du concédant ne sont pas dotés,
- Les durées d'amortissement sont variables pour une même nature d'ouvrage,
- Les durées d'amortissement sont souvent plus courtes que la durée d'usage des ouvrages communément admise,
- Les plans d'amortissement ont été modifiées à plusieurs reprises.

La valeur nette comptable des ouvrages exploités par la SICAE est égale à près de 15,3 M€ à fin 2019.

Il est observé de fortes variations de la valeur d'acquisition et des amortissements des biens de retour déclarés par le concessionnaire pour certaines natures d'ouvrage, sans explication apparente.

Il est recommandé à l'autorité concédante de réaliser un contrôle annuel des inventaires comptable afin de s'assurer de la permanence des présentations et des méthodes par le concessionnaire. A titre d'exemple, les transformateurs HTA/BT et réseaux BT DP ne figurent plus dans l'inventaire transmis par le concessionnaire au titre de l'exercice 2019

Et contrairement à l'article 10 du cahier des charges de concession, le concessionnaire ne constitue plus de provisions pour renouvellement sur les ouvrages concédés, et ne calcule pas la valeur de remplacement des biens à fonctionnalités et capacités identiques (conséquence de l'arrêt des PR).

Les droits du concédant ne sont pas constitués par le concessionnaire, malgré la décision qu'avait prise par le Conseil d'Administration de la SICAE Est le 28 novembre 2013.

Il est recommandé d'exiger du concessionnaire la mise en œuvre de droits du concédant.

Le montant de l'indemnisation de fin de contrat ne peut être calculé qu'à partir de la valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire, sans prendre en compte les amortissements du financement du concédant et des tiers non intégrés à l'inventaire et les provisions pour renouvellement non constituées.

Ainsi, l'autorité concédante devrait s'acquitter d'une indemnité théorique de 19 M€ non réévalués.

3 LE DISPOSITIF CONTRACTUEL

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.

3.1 Les caractéristiques du contrat

3.1.1 Les pièces contractuelles

Le contrat de concession de service public de la distribution publique d'énergie électrique a été conclu le 10 décembre 1996 entre le Syndicat intercommunal d'électricité de la Haute-Saône, autorité concédante, et la SCICAE - Société coopérative d'intérêt collectif agricole d'électricité - de Ray-Cendrecourt, concessionnaire.

Créé en 1920 pour amener le courant dans les villages de Haute-Saône, la SICAE de Ray-Cendrecourt (devenue SICAE Est en 2013) exerce la mission de service public de gestionnaire du réseau de distribution publique et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente auprès de 125 communes de Haute-Saône, 42 communes de Haute-Marne et 1 commune des Vosges.

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
- Quatre annexes au cahier des charges (non communiquées) :
  - Annexe 1 définissant les modalités concernant le montant de la redevance, l'intégration des ouvrages dans l'environnement, la répartition de la maitrise d'ouvrage et le calcul de la contribution du concessionnaire aux extensions relevant du ticket bleu individuel
  - Annexe 2 définissant les modalités forfaitaires pour la participation des tiers aux frais de raccordement et de branchement
  - Annexe 3 définissant les barèmes de prix de vente et d'achat de l'électricité
  - Annexe 4 définissant les conditions générales de fourniture pour les livraisons sous faible puissance

Il a été modifié par 9 avenants successifs, dont :

- Avenant n°1 à la convention de concession - Intégration des communes de Lavoncourt, Ovanches et Semmadon, reçu en Préfecture le 05 juin 1998
- Avenant n°2 à la convention de concession - Modification du périmètre concédé suite aux arrêtés préfectoraux n°2764 et 4018 et modification de la répartition de la maîtrise d'ouvrage selon la nature des opérations telle qu'inscrite à l'article 5 de l'Annexe 1 au cahier des charges, signé le 14 décembre 2000 et reçu en Préfecture le 09 mai 2001
- Avenant n°3 à la convention de concession – Intégration de la commune d'Ouge et retrait de la commune de Neurey-les-la-Demie, signé le 18 mars 2003 et reçu à la Préfecture le 17 juillet 2003

- Avenant n°4 à la convention de concession – Intégration de la commune de Buffignecourt, signé le 31 décembre 2003 et reçu à la Préfecture le 26 janvier 2004
- Avenant n°5 à la convention de concession – Modification de l'article 4-1 et 4-2 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 ; modification de l'article 5 de l'Annexe 1 au cahier des charges relatif à la répartition de la maîtrise d'ouvrage selon la nature, signé le 23 mars 2004 et reçu à la Préfecture le 24 mars 2004
- Avenant n°6 à la convention de concession – Intégration de la commune de Aroz, signé le 24 septembre 2004 et reçu à la Préfecture le 04 octobre 2004
- Avenant n°7 à la convention de concession – Intégration de la commune de Volon, signé le 15 avril 2005 et reçu à la Préfecture le 20 avril 2005
- Avenant n°8 à la convention de concession – Intégration de la commune de Bourguignon-les-Morey, signé le 30 octobre 2006 et reçu à la Préfecture le 02 novembre 2006
- Avenant n°9 à la convention de concession - Modification du périmètre concédé suite à l'adhésion de l'ensemble des communes du département au SIED70 par arrêté préfectoral n°1567 du 22 août 2012, signé le 30 novembre 2012 et reçu en Préfecture le 06 décembre 2012

3.1.2 La nature du contrat

3.1.2.1 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.

3.1.2.2 CAS DES DISTRIBUTEURS NON NATIONALISES

Les structures publiques de distribution d'électricité ou de gaz existantes avant la nationalisation (régies avec ou sans personnalité morale, SEM, SICAE…) ont pu continuer à gérer les réseaux de distribution.

Il existait plus de 500 entreprises locales de distribution (ELD) avant la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz. La loi a ensuite obligé les collectivités locales et leurs groupements à ne contracter qu'avec un seul concessionnaire, le nouvel établissement public national EDF, tout en conservant les ELD existantes.

Ainsi l'article 23 de la loi du 06 avril 1946 a maintenu *« les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités publiques possèdent la majorité, les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales »* ainsi que *« les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité pourront également être maintenues dans le cadre des services de distribution »*.

Ainsi, les ELD tels que la SICAE Est conservent leurs statuts antérieurs et échappent à la nationalisation.

3.1.2.3 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 ».

3.1.2.4 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 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.

3.1.2.5 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 responsabilité résultant de l'existence des ouvrages et de l'exploitation du service concédé lui incombe, 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.

3.2 L'objet et la durée du contrat

3.2.1 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 de la SICAE Est ;
- La fourniture aux tarifs réglementés de vente correspondant à la commercialisation de l'électricité jusqu'aux consommateurs finals, sous la responsabilité de la SICAE Est.

- Depuis le 1er 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 telles que la SICAE Est sont les seuls à pouvoir mettre en œuvre.

3.2.2 La durée

Aux termes de l'article 30 du cahier des charges avec la SICAE Est, 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. »*

3.3 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 10 décembre 1996, et modifiée par les avenants successifs n°1 à n°9, comprend 125 communes du département de la Haute-Saône.

3.4 Le classement et l'inventaire des biens

3.4.1 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 prévoir 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 appartient 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 ».*

- 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. »

3.4.2 La nature juridique des biens

Conformément à l'article 153 de la loi de transition énergétique pour la croissante 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.

3.4.2.1 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.

Le concessionnaire a transmis un inventaire détaillé et valorisé des biens propres comprenant des biens matériels et immatériels, et notamment les postes sources, matériels informatiques – logiciels et systèmes d'information associés, matériels de transport et outillages ainsi que les bâtiments affectés au service public.

3.4.2.2 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 distingue pas les biens de reprise matériels et immatériels des biens propres.

Il est demandé à l'autorité concédante de se rapprocher du concessionnaire pour identifier les biens propres susceptibles de pouvoir être rachetés par la Collectivité en fin de contrat.

3.4.2.3 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).

Certains distributeurs non nationalisés, tels que la SICAE Est, ont toutefois obtenu la gestion des réseaux de tension supérieure, comprise entre 50 kV et 63 kV, pour des raisons économiques.

En sus des réseaux de distribution publique d'électricité de tension strictement inférieure à 63 kV, 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 sui 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 *« certains 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 service[1].

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 ouvrages ou 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 :

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

  - les liaisons réseau ;
  - les ouvrages collectifs de branchement ;
  - les dérivations individuelles (y compris autres matériels de comptage) ;
  - les compteurs ;
  - 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 ;

3.4.2.4 CAS DES BIENS IMMATERIELS AFFECTES AU SERVICE

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

Il s'agit notamment des :

- Systèmes d'information[2] 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
- Données et 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 ;

[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.

- 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 ;
- 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 et inventaires susceptibles d'entrer 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.

Ainsi, en fin de contrat, ces données doivent être remises dans leur intégralité et gratuitement à l'autorité concédante sans que le concessionnaire ne puisse opposer l'existence d'un quelconque droit susceptible d'appropriation portant sur ces données.

Le cahier des charges ne contient pas de clauses définissant le sort des biens immatériels et notamment des bases de données du service.

Les biens immatériels tels que les systèmes d'information, logiciels et données associées sont détaillés et valorisés dans l'inventaire des biens propres communiqué par le concessionnaire.

Il est recommandé à l'autorité concédante de déterminer par voie d'avenant leur nature juridique (biens propres / biens de reprises) et le sort à réserver à ces catégories de biens en fin de contrat.

3.4.3 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.

Or la législation impose 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)

Ce dernier article relatif à la production d'un inventaire détaillé ne s'applique qu'aux gestionnaires de réseaux desservant plus de 100 000 clients, ce qui n'est pas le cas de la SICAE Est.

Pour les GRD desservant moins de 100 000 clients, tels que la SICAE Est, l'article 11 de l'arrêté du 10 février 2020 prévoit que le concessionnaire convienne avec l'autorité concédante dont il dépend les modalités de mise à disposition d'un inventaire détaillé et localisé de l'ensemble des ouvrages concédés.

Et à défaut d'accord au 1er janvier 2024, les modalités prévues au titre II de l'arrêté s'appliquent.

La SICAE Est ne dispose à fin 2019 que d'un inventaire comptable agrégé par chantier des immobilisations des ouvrages à la maille du département de la Haute-Saône présentant les : date de mise en service, valeur d'origine, type et durée d'amortissement pratiqué, valeur d'amortissement industriel constitué, ainsi que la valeur nette comptable des biens en fin d'exercice.

Cet inventaire comptable ne constitue pas un inventaire détaillé et localisé des biens concédés par le SIED70 et ne permet pas à l'autorité concédante de connaître et de suivre l'état des ouvrages concédés.

Il est recommandé à l'autorité concédante afin de mettre tous les moyens en œuvre pour produire dans les meilleurs délais un inventaire valorisé et localisé du patrimoine concédé par le SIED70 conformément à la législation et aux normes comptables en vigueur :

- **Distinguer les biens de reprise des biens propres, et les biens de retour ;**
- **Distinguer les biens de la concession DP du SIED70, de ceux de la concession DSP ;**
- **Détailler les immobilisations par commune ;**
- **Détailler les immobilisations par nature d'ouvrage (réseau HTA aérien nu – torsadé - souterrain, réseau BT aérien nu – torsadé - souterrain, postes HTA, transformateurs HTA/BT, …)**
- **Intégrer les biens réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant et des tiers ;**
- **Préciser les apports financiers du concédant, des tiers, et les apports nets du gestionnaire du réseau de distribution pour la valeur brute et la valeur nette comptable ;**
- **Retirer de l'inventaire les ouvrages mis au rebut ;**

3.5 La concession DSP Etat - 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 - SICAE Est dite *« concession DP »*.

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 121 communes dont les réseaux de distribution publique sont également exploités par la SICAE Est et 12 communes dont les réseaux de distribution publique sont exploités par Enedis.

Les limites physiques entre les 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 la SICAE Est n'ont pas été définies au contrat.

Et ces limites sont susceptibles de varier régulièrement selon le schéma d'exploitation retenu par le concessionnaire et selon les extensions HTA du réseau de distribution. A titre d'exemple : si dans le cadre de travaux de structure, un réseau, qui initialement ne desservait qu'une commune et relevait de la concession DP, devait être destiné à alimenter plusieurs communes, celui-ci relèvera après travaux de la concession DSP.

Lors de la création d'ouvrages, le concessionnaire est tenu de constituer un dossier de consultation des services pour tous les travaux ayant un impact sur les réseaux concédés, conformément à l'article 2 du décret N°2011-1697 du 1er décembre 2011. Un dossier spécifique doit ainsi être établi pour chaque concession DSP et DP.

Le contrat de concession DP en vigueur en fin d'exercice 2019 ne fixe pas les modalités de répartition des ouvrages entre les concessions DSP et DP, et ne permet pas à l'autorité concédante de déterminer les ouvrages dont il est le propriétaire puisque leurs limites physiques ne sont pas établies. En conséquence, l'autorité concédante ne dispose pas de la capacité de procéder au contrôle annuel de la correcte répartition des ouvrages entre les concessions DSP et DP.

Il est recommandé à l'autorité concédante de définir par voie d'avenant les règles de répartition des ouvrages par concession (réseaux HTA et postes HTA/BT) entre les concessions DSP et DP, l'état des lieux détaillé des ouvrages relevant de chaque concession, ainsi que leurs modalités de suivi annuel.

Il est également recommandé d'adapter certaines dispositions du contrat de concession à la stricte prise en compte des ouvrages DP pour le calcul des parts R1 et R2 de la redevance et pour la détermination des orientations stratégiques des investissements.

3.6 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.

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

A fin 2019, toutes les communes de la concession avec la SICAE Est sont en régime d'électrification rural, ce qui signifie que les travaux de renforcement des postes HTA/BT et des canalisations BT, et les travaux d'extension du réseau 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 autres travaux de renforcement et de raccordement sont réalisés par le concessionnaire.

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 le tableau suivant :

NATURE DES OPERATIONS	MAITRE D'OUVRAGE
Renforcement des canalisations HT	Concessionnaire
Renforcement des postes de transformation et des canalisations BT	Autorité concédante
Raccordement relevant du ticket vert (1)	Concessionnaire
Raccordement relevant du ticket jaune (2)	Autorité concédante (3)
Extension correspondant au ticket bleu individuel ou collectif et desserte extérieure de zone	Autorité concédante (3)
Partie des extensions situées à l'intérieur des lotissements, groupements d'habitations ou de zones d'activités (3)	Autorité concédante
Branchements individuels relevant du ticket bleu (4)	Concessionnaire
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Autorité concédante

« (1) L'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concessionnaire ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante règle à celui-ci, en se substituant aux bénéficiaires 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) Travaux réalisés sur le domaine public ou assimilé.

(3) L'autorité concédante peut exercer la maîtrise d'ouvrage des branchements s'ils sont réalisés en même temps que l'opération 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 soit, en utilisant la (les) partie(s) du ticket correspondant aux prestations qu'il réalisera, sinon, soit au coût réel des travaux ou si elle existe, selon une liste des prix dénommée "barème des petites interventions" ou à tout barème qui lui serait substitué.

(4) Les branchements correspondent aux raccordements définis à l'article 11 de l'annexe 2 au présent cahier des charges de concession dont la longueur L est inférieure ou égale à 30 m (L étant la longueur de la projection verticale sur le domaine public du câble aérien, ou la longueur de la tranchée dans le cas de câble souterrain). »

3.7 L'économie de la concession

3.7.1 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.

3.7.2 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 entrainés, 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.

3.7.3 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 aout 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.

3.7.4 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).

3.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement

3.8.1 Les obligations du concessionnaire

3.8.1.1 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 concession 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. »

Pour le cas de la concession DP entre le SIED70 et la SICAE Est, l'inventaire comptable des ouvrages concédés tenu par le concessionnaire ne respecte pas les obligations suivantes à fin 2019 :

- **Les ouvrages financés par le concédant et les tiers ne sont pas immobilisés à l'inventaire comptable des ouvrages, et les amortissements de ces financements ne sont pas dotés par le concessionnaire (à l'exception des raccordements de tiers à partir de 2018)**
- **Les droits du concédant ne sont pas constitués au passif du Bilan du concessionnaire, malgré la décision qu'avait prise par le Conseil d'Administration de la SICAE Est du 28 novembre 2013 de constituer des droits du concédant sur les ouvrages financés par le SIED70**

Il est recommandé à l'autorité concédante de se rapprocher du concessionnaire afin de mettre tous les moyens en œuvre pour constituer les droits du concédant.

3.8.1.2 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'arrêts du Conseil d'Etat et de la Cour administrative d'appel de Nancy[3].

Le concessionnaire ne constitue plus de provisions pour renouvellement sur les ouvrages concédés à la suite de contrôles fiscaux et de décisions administratives.

Il est recommandé de prévoir une adaptation des termes du contrat de concession en ce sens, et de prévoir les dispositions de substitution ou contreparties correspondantes (mécanismes de programmation des investissements, dispositifs de gouvernances, …). Le nouveau contrat de concession entrant en vigueur au 1er janvier 2020 a pris en compte ces adaptations.

3.8.2 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 :

  « 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 »

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

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.

3.9 La fin de contrat

3.9.1 Les enjeux

La situation de monopole de la SICAE Est 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. »*

3.9.2 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 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.

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 »*.

Une décision récente de la Cour Administrative d'Appel de Nancy[4] 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. »*
>
> *34. <u>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.</u>*
>
> *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*

---

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

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 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.

3.9.3 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 des financements du concédant
- Provisions pour renouvellement non utilisées

Le montant de l'indemnisation de fin de contrat est ainsi égal à la valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire, à laquelle il conviendra de déduire l'amortissement industriel des financements du concédant à partir des recoupements devant être entrepris par le concessionnaire pour reconstituer les biens réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SIED70 et des tiers.

Conformément à la décision récente de la CAA de Nancy, l'indemnité ne pourra excéder le montant de la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire.

4 L'ANALYSE TECHNIQUE DU PATRIMOINE CONCEDE

4.1 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 du présent document.

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 1er 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 la SICAE Est, sous la forme d'une concession de service public, pour le compte de 125 communes adhérentes, signée le 10 décembre 1996 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 :

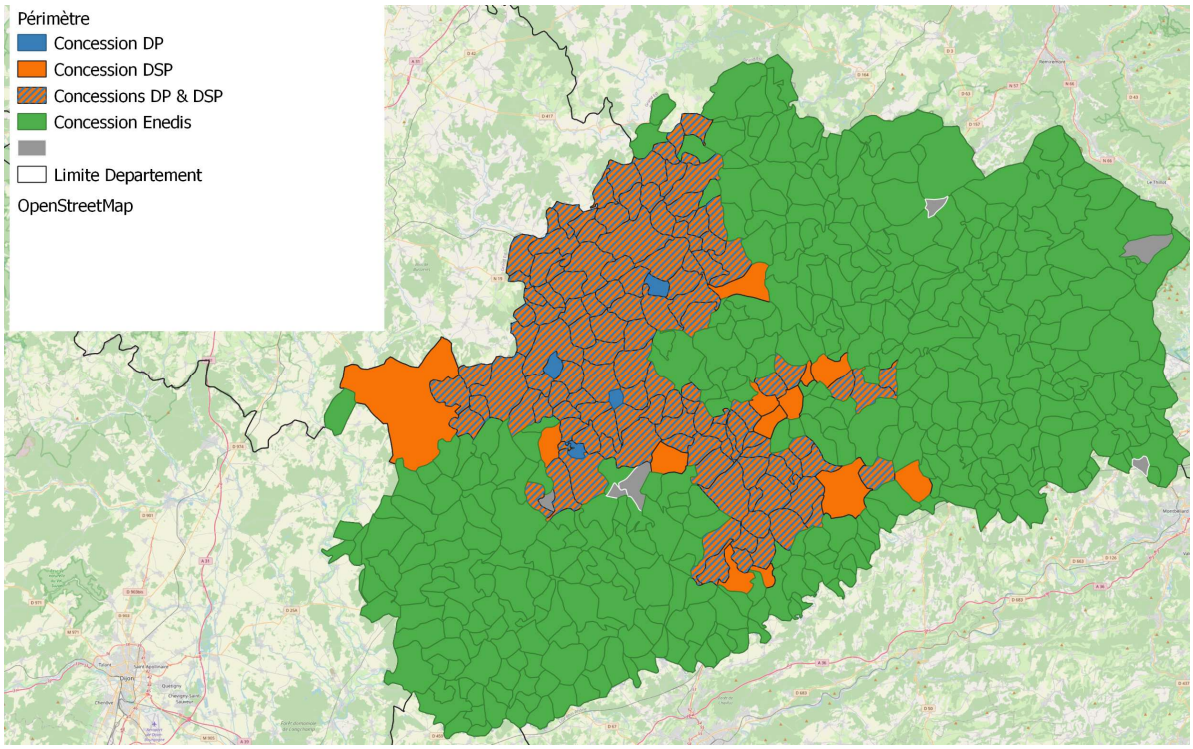
- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et la SICAE Est (125 communes)
- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et Enedis-EDF (419 communes)
- La concession DSP de Distribution aux Services Publics de l'énergie électrique 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

- Des ouvrages de distribution publique d'électricité exploités par la SICAE Est étant situés en dehors des périmètres des concessions DSP et DP :
  - Près de 5,53 km de réseaux HTA libellés « DP » dans la base technique du concessionnaire s'étendant sur 7 communes du périmètre concédé par le SIED70 à Enedis (Champlitte, Dampierre-sur-Linotte, Esprels, Faverney, Port-sur-Saône, Rioz et Scey-sur-Saône-et-Saint-Albin)
  - 25 postes HTA/BT libellés « DP » dans la base technique du concessionnaire répartis sur 8 communes du périmètre concédé par le SIED70 à Enedis (Champlitte, Dampierre-sur-Linotte, Esprels, Faverney, Port-sur-Saône, Rioz, Scey-sur-Saone-et-Saint-Albin et Vesoul)
  - Près de 12,4 km de réseaux BT s'étendant sur 10 communes du périmètre concédé par le SIED70 à Enedis (Borey, Champlitte, Dampierre-sur-Linotte, Echenoz-la-Meline, Esprels, Faverney, Port-sur-Saône, Rioz, Scey-sur-Saone-et-Saint-Albin et Vesoul)

Comme constaté lors du précédent contrôle, ces ouvrages de distribution publique exploités par la SICAE Est étant situés en dehors des périmètres des concessions DSP et DP, il est nécessaire de réunir les acteurs de la distribution d'électricité du territoire (SIED70, SICAE Est et Enedis) pour encadrer leur exploitation et la maîtrise d'ouvrage par la rédaction d'une convention ad hoc.

4.2 Les périmètres des ouvrages exploités par la SICAE Est

Les périmètres sur lesquels la SICAE Est exploite des ouvrages sont représentés sur la carte suivante :



4.3 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 existant
- Raccordement d'un poste HTA/BT sur un réseau DP existant
- Raccordement de postes privés sur un réseau DSP existant
- Raccordement de postes privés sur un réseau DP existant
- Renouvellement d'ouvrages DSP ou DP à structure identique
- Renouvellement d'ouvrages DSP ou DP avec modification de structure
- Travaux de bouclage

L'état de la répartition actuelle des réseaux HTA et postes HTA/BT et les modalités de répartition des nouveaux ouvrages exploités par la SICAE Est entre les concessions DSP et DP ne sont pas établies au contrat de concession.

Les dispositions particulières de répartition des ouvrages entre concessions DSP et DP nécessitent d'être clairement précisées en Annexe du cahier des charges de concession entre le SIED70 et la SICAE Est.

En effet, l'autorité concédante doit être en capacité de réaliser le suivi régulier de l'évolution de son patrimoine et de ses caractéristiques techniques.

Il est recommandé à l'autorité concédante et au concessionnaire de :

- **Définir dans une Annexe au cahier des charges de concession les modalités précises de répartition des ouvrages HTA et postes HTA/BT actuels et des nouveaux ouvrages entre les concessions DSP et DP**
- **Réaliser le suivi annuel des réseaux et postes DP par poste source et par départ HTA**

4.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et la SICAE Est

Les réseaux de distribution concédé par le SIED70 à la SICAE Est sont alimentés par 4 postes sources HTB/HTA 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 de la concession DP comprend 198 km de réseaux HTA, 587 postes HTA/BT et 503 km de réseaux BT qui alimentent 17 688 points de livraison en soutirage et 587 points de livraison en injection répartis sur les 125 communes du territoire concédé.

Sur le département de la Haute-Saône, la SICAE exploite 844,7 km de réseaux HTA, 681 postes HTA/BT et 515,4 km de réseaux BT tous régimes juridiques confondus.

Caractéristiques générales des réseaux de distribution exploités par la SICAE en Haute-Saône *- Année 2019 -*	**Concession DSP de l'Etat**	**Concession DP du SIED70**	**Hors concession**
Nb communes du département	539		
Nb communes	133	125	10
Dont communes en régime d'électrification rural	129	124	7
Dont communes en régime d'électrification urbain	4	1	3
Nb postes sources alimentant la concession	4		
Nb postes sources sur la concession	4		
Puissance postes sources (MVA)	136		
Population municipale de la concession	52 199	25 129	29 298
Nombre de points de livraison en soutirage	NC	17 688	NC
Nombre de points de livraison en injection	NC	587	NC
Longueur du réseau HTA (mètres)	645 959	198 000	770
Nb postes HTA/BT (régime juridique non précisé)	*675*	*656*	*2*
Longueur du réseau BT (mètres)	0	503 029	12 414
Longueur du réseau HTA + BT (mètres)	645 959	701 029	13 184

4.5 Les postes source

Les postes source HTB/HTA réalisent l'interface entre le réseau public de transport et le réseau de Distribution aux Services Publics d'électricité de distribution (concession DSP), qui desservent ensuite les réseaux de distribution publique d'électricité (concession DP).

4.5.1 Régime de propriété

Les postes sources sont la propriété de la SICAE Est 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.

4.5.2 Caractéristiques

Au total, 4 postes source exploités par la SICAE Est et situés sur le territoire des communes adhérentes au SIED70, desservent les concessions DSP et DP de Haute-Saône et la concession de la Haute-Marne :

Code INSEE	Libellé poste source et commune	Année de mise en service	Tension amont (kV)	Tension aval (kV)	Nombre de transformateurs de puissance	Puissance installée totale couplage HTA ouvert des transformateurs (MVA)
70 134	CHARIEZ	1978	63	20 / 15	2	40
70 292	JUSSEY	1973 / 1978	63	20 / 15	2	40
70 572	VITRE-SUR-MANCE	1968 / 1981	63	20 / 15	2	26
70 442	RENAUCOURT	1983 / 1984	63	20 / 15	2	20

La puissance installée des 4 postes sources est de 136 MVA en fonctionnement couplage HTA ouvert et de 72 MVA en fonctionnement couplage HTA fermé.

4.5.3 Schéma d'exploitation

Le réseau HTB est exploité en mode « non bouclé », qui le rend sensible en cas de panne HTB (fort impact).

Le concessionnaire envisage de passer en schéma bouclé pour apporter améliorer la fiabilité et la qualité d'alimentation en électricité en terme de continuité de fourniture.

Le concessionnaire déclare que le bouclage du réseau HTB n'est actuellement pas réalisable compte tenu de la part des productions susceptible d'être réinjectée sur le réseau HTB.

4.5.4 Régime de protection

Le régime de protection actuel des postes sources 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.

Les 4 postes sources disposent d'un régime de neutre compensé.

4.5.5 Contrôle commande

L'optimisation de la gestion des postes sources reste l'un des objectifs prioritaires de la SICAE Est pour garantir la sureté de fonctionnement des postes et accroître la qualité de la distribution d'électricité en terme de continuité de fourniture.

Le concessionnaire a engagé 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. A ce sujet, le concessionnaire s'attend à devoir raccorder prochainement deux parcs éoliens.

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.

4.5.6 Taux d'utilisation

Les taux d'utilisation des postes sources relevés traditionnellement par le concessionnaire en situations hivernale (soutirage maxi) et estivale (injection maxi), réalisés les 16 janvier et 18 juin 2020, sont les suivants :

Poste source	Puissance des transformateurs (MW)	Hiver Relevé le 16/01/2020		Eté Relevé le 18/06/2020	
		Puissance relevée (MW)	Taux d'utilisation (%)	Puissance relevée (MW)	Taux d'utilisation (%)
CHARIEZ	20	2,3	11,5%	1,9	9,5%
CHARIEZ	20	4,7	23,5%	3,1	15,5%
JUSSEY	20	5,3	26,5%	4,1	20,5%
JUSSEY	20	5,7	28,5%	4,8	24,0%
VITREY-SUR-MANCE	10	4,3	43,0%	3,4	34,0%
VITREY-SUR-MANCE	16	2,9	18,1%	1,1	6,9%
RENAUCOURT	10	2	20,0%	1,7	17,0%
RENAUCOURT	10	1	10,0%	1	10,0%

Les taux d'utilisation des transformateurs HTB/HTA en situations hiver et été sont satisfaisants et n'appellent pas de remarque particulière.

Il est cependant important de rester vigilant quant à l'interprétation de ces résultats, car les productions d'électricité des parcs éoliens peuvent être très variables d'un jour à l'autre. Ainsi, la puissance raccordée peut être importante et la production d'électricité faible le jour de la mesure.

4.5.7 Capacités affectées et disponibles

Le préfet de région a approuvé le 12 septembre 2014 le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de Franche-Comté (S3REnR). 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 Franche-Comté, dont le périmètre concernera dorénavant l'ensemble de la région Bourgogne Franche-Comté en application de la loi NOTRe du 07 août 2015.

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 DSP et DP des installations de production d'électricité sont les suivantes :

Libellé poste source	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)	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 (MVA)	Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR (MVA)
CHARIEZ	2,5	18,3	1,2	1,5	0,3	1,3	19,8
JUSSEY	8,3	0	5	11	0	5	11
RENAUCOURT	1,6	18	0,4	0,5	0,1	0,4	18,5
VITREY-SUR-MANCE	12,7	0,2	0	12,5	0,4	0	12,7
TOTAL	**25,1**	**36,5**	**6,6**	**25,5**	**0,8**	**6,7**	**62,0**

A la date du 17 février 2020, la capacité d'accueil en injection des postes sources réservée R, restante sans travaux sur le poste source, est égale à 6,7 MVA sur les 4 postes exploités par la SICAE Est.

La puissance des projets EnR en file d'attente hors S3REnR (36,5 MVA) majorée de la capacité réservée du S3REnR inscrite (25,5 MVA) est de 62,0 MVA.

Et la capacité d'accueil réservée du S3REnR restante sans travaux sur les postes sources est de 6,7 MVA.

Les projets de production EnR sont soumis au paiement d'une quote-part du S3REnR égale à 15,83 k€/MW 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 présente un taux d'affectation des capacités réservées de 65%.

Le concessionnaire a remis des informations détaillées des caractéristiques des postes sources et leurs modalités d'exploitation

Les investissements du concessionnaire engagés ces dernières années sur les postes sources contribuent activement à l'amélioration de la qualité de distribution de l'électricité sur le territoire concédé.

L'amélioration du schéma d'exploitation du réseau HTB, par le passage en schéma bouclé, demeure toutefois un enjeu prioritaire pour fiabiliser durablement la continuité de fourniture d'électricité aux réseaux de distribution publique (concessions DSP et DP).

4.6 Le réseau HTA

Le réseau haute tension (HTA) est la partie de la distribution d'électricité située entre les postes source et les postes de transformation HTA/BT.

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes sources. Les tronçons de départs traversant plusieurs communes relèvent de la concession DSP et les tronçons de départs alimentant chaque commune du territoire concédé par le SIED70 relèvent de la concession DP.

Les tronçons de départs HTA alimentant chaque commune desservent les postes HTA des utilisateurs raccordés en HTA et les postes HTA/BT de distribution publique servant à l'alimentation des utilisateurs basse tension.

Le réseau HTA est triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

4.6.1 Typologies

A fin 2019, les réseaux HTA exploités par la SICAE Est sur le département de la Haute-Saône ont une longueur totale de 855 km (+19,5 km par rapport à 2018) et sont enfouis à 45,1% (+2,4 points par rapport à 2018). Ils se répartissent selon les typologies suivantes :

Typologie des réseaux HTA (km) *- Inventaire technique -*	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône 2018**	**2018 %**	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône 2019**	**2019 %**
Aérien nu	478,2	57,2%	468,7	54,8%
Aérien torsadé	0,6	0,1%	0,6	0,1%
Souterrain	356,8	42,7%	385,7	45,1%
Linéaire total	**835,5**	**100,0%**	**855,0**	**100,0%**

4.6.2 Répartition par régime juridique

Les réseaux HTA se répartissent selon plusieurs régimes juridiques :

- Concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est regroupant les ouvrages HTA *« 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. »* tels que définis par l'article 2 du cahier des charges de concession faisant état de cette exception ;
- Concession DP entre le SIED70 et la SICAE Est comprenant conformément à l'article 2 du cahier des charges de concession :
  - *« L'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession »*, désignés dans le tableau ci-dessous comme étant les ouvrages DP situés dans périmètre concédé de la concession DP ;
  - *« 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 »*, désignés dans le tableau ci-dessous comme étant les ouvrages DP situés en dehors du périmètre concédé de la concession DP.

La répartition des ouvrages par régime juridique est présentée ci-dessous :

Typologie des réseaux HTA (km) *- Inventaire technique -*	Concession DSP périmètre concédé Etat - SICAE Est 2019	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est 2019	Hors périmètre concédé DSP-DP 2019	Concessions DSP-DP Désignation non déterminée 2019
Aérien nu	319,9	143,9	4,9	0,0
Aérien torsadé	0,1	0,5	0,0	0,0
Souterrain	325,9	53,7	6,1	0,0
Linéaire total	**646,0**	**198,0**	**11,0**	**0,0**

Les réseaux de Haute-Saône exploités par la SICAE Est dépendent majoritairement de la concession DSP pour une longueur totale de 646 km.

Les réseaux de la concession DP représentent une longueur totale de 198 km, auxquels peuvent être ajoutés les 11 km de réseaux désignés dans l'inventaire technique du concessionnaire comme étant des réseaux de distribution publique bien qu'étant situés en dehors des limites territoriales des communes citées dans la convention de concession.

Il est important de signaler que le concessionnaire a désigné au cours de l'exercice près de 7 km de réseaux situés dans les périmètres DSP ou DP, mais qui n'étaient jusqu'alors pas affectés à une concession.

La SICAE EST a clarifié au cours de l'exercice les régimes juridiques de près de 7 km de réseaux situés dans les périmètres concédés DSP-DP.

Néanmoins, il demeure 11 km de réseaux DP situés en dehors des périmètres concédés DSP-DP dont le statut juridique nécessite d'être déterminé.

La recommandation consistant à créer une annexe au contrat de concession DP indiquant la liste des linéaires DP concédés par départ HTA est reconduite. Cette liste devra être mise à jour à l'issue de chaque exercice d'exploitation.

4.6.3 Répartition par investisseur

La répartition par investisseur tel que précisé à l'inventaire technique indique que la SICAE Est a financé près de 90,4% des réseaux exploités :

Nature des investisseurs du réseau HTA à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône	%
SICAE Est	768,1	89,8%
SIED70 ou DDA ou SIER RC	44,6	5,2%
Tiers	38,3	4,5%
Non spécifié	4,0	0,5%
Linéaire total	**855,0**	**100,0%**

Le SIED70, la DDA et le SIER RC ont financé près de 44,6 km de réseaux tous périmètres confondus, le reste ayant été financés par des investissements tiers (indépendants).

La répartition des linéaires par régime juridique et par investisseur est la suivante :

Nature des investisseurs du réseau HTA à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	Concession DSP périmètre concédé Etat - SICAE Est	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est	Hors périmètre concédé DSP-DP	Concessions DSP-DP Désignation non déterminée
SICAE Est	601,9	162,2	3,9	0,0
SIED70 ou DDA ou SIER RC	11,2	32,4	1,0	0,0
Tiers	31,2	1,5	5,5	0,0
Non spécifié	1,6	1,8	0,6	0,0
Linéaire total	**646,0**	**198,0**	**11,0**	**0,0**

Nous rappelons que la maîtrise d'ouvrage des réseaux HTA relève exclusivement du concessionnaire, conformément à l'Annexe 1 du cahier des charges de concession, mais il est envisageable que le SIED70, le SIER RC ou la DDA aient financés une partie des ouvrages.

La recommandation consistant à préciser les cas pour lesquels le SIED70, la DDA ou le SIER RC ont financé des réseaux HTA est reconduite.

4.6.4 Enfouissement

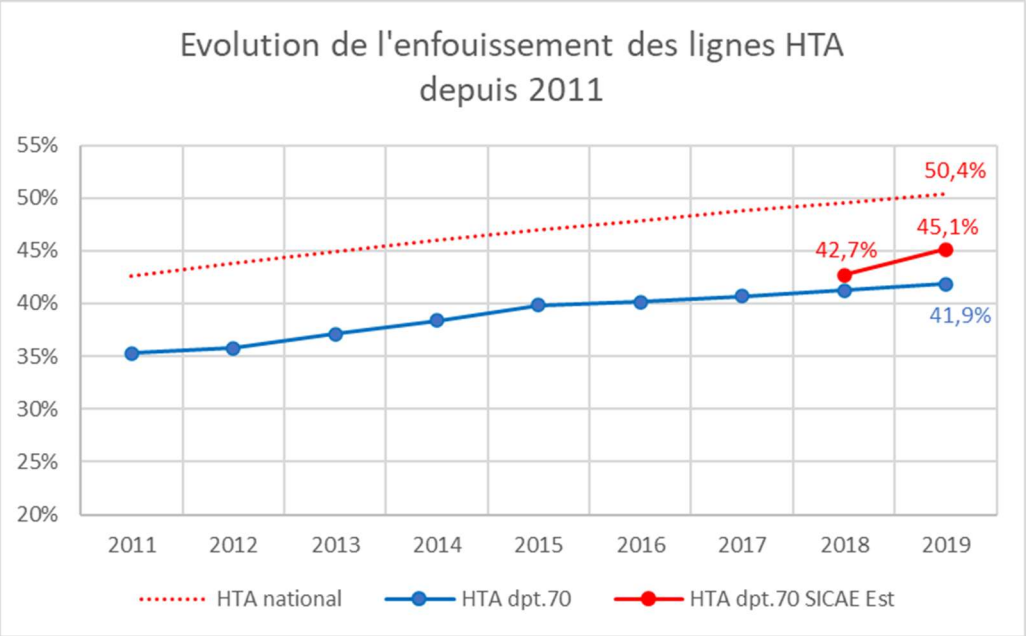
A fin 2019, le taux d'enfouissement des réseaux HTA exploités par la SICAE Est en Haute-Saône est de 45,1%.

Le taux d'enfouissement des réseaux est de 27,1% à la maille du périmètre concédé de la concession DP et de 50,5% à la maille du périmètre concédé de la concession DSP :

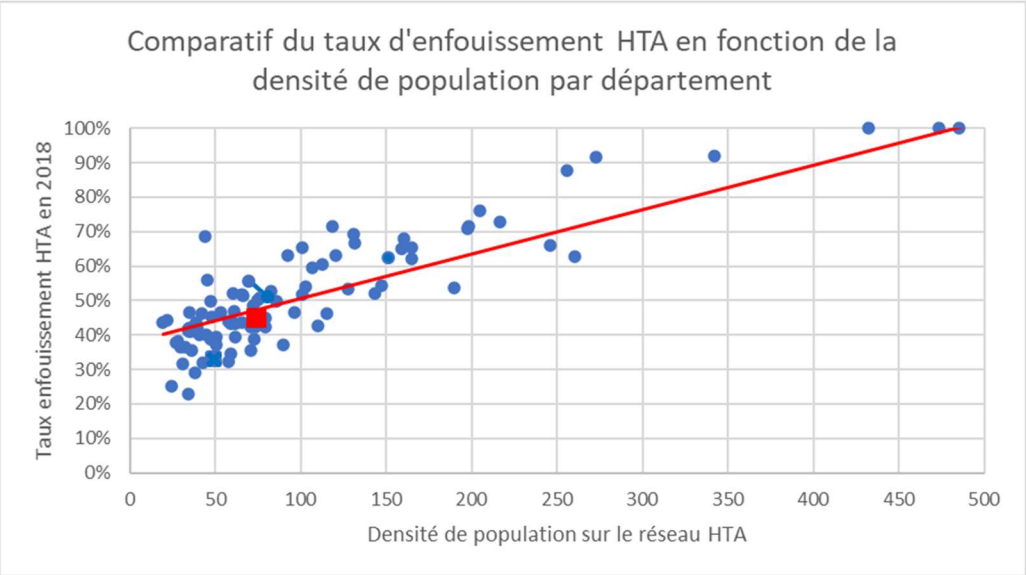
Typologie des réseaux HTA à fin 2019 (%) *- Inventaire technique -*	Concession DSP périmètre concédé Etat - SICAE Est	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est	Hors périmètre concédé DSP-*DP	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône
Taux d'enfouissement	50,5%	27,1%	55,5%	45,1%

L'enfouissement de 45,1% des réseaux HTA exploités par la SICAE Est en Haute-Saône reste inférieur à la moyenne nationale de 50,5% en 2019 (moyenne établie sur les concessions Enedis).

En 2019, le taux d'enfouissement des réseaux exploités par la SICAE dépasse cependant celui des réseaux par Enedis sur le département :

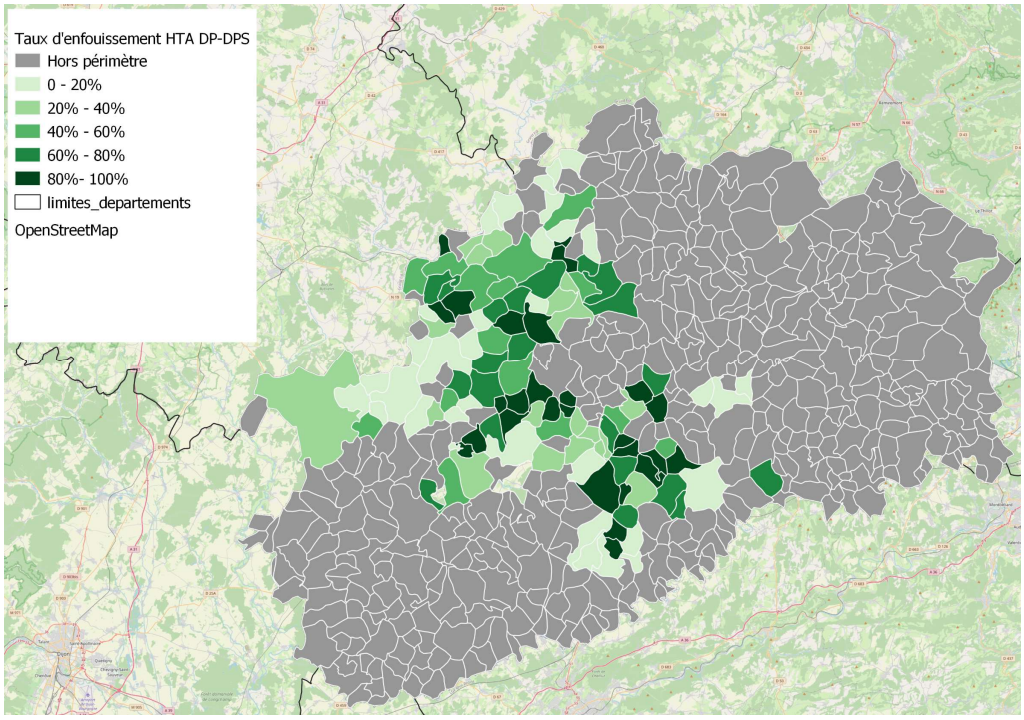


L'enfouissement des réseaux HTA exploités par la SICAE Est sur le département est légèrement inférieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente (moyennes établies sur les concessions Enedis) :



Au cours du contrôle, le concessionnaire a indiqué que l'évolution régulière de l'enfouissement varie d'une année à l'autre en fonction de la répartition des chantiers entre les départements de la Haute Saône et de la Marne.

L'enfouissement à la maille communale des réseaux HTA des concessions DSP et DP est représenté sur la carte suivante :



4.6.5 Longueur des départs

A fin 2019, la SICAE Est exploite 29 départs HTA sur le département dont la longueur moyenne de 33,3 km.

Le départ le plus long s'étend sur 65,5 km (départ Mailley), et le départ le plus court fait 586 mètres (départ Réserve).

Le réseau exploité par la SICAE EST ne comptabilise aucun départ de longueur supérieure à 70 km.

La réduction des longueurs de départs HTA favorise l'amélioration de la qualité de distribution d'électricité.

Il est demandé au concessionnaire de confirmer que l'inventaire technique des départs HTA transmis à l'autorité concédante ne comporte aucun départ transfrontalier et que leur longueur correspond bien à la longueur totale des départs.

4.6.6 Age des linéaires

Les réseaux HTA datés de la concession DP ont un âge moyen de 26,7 ans (+0,6 ans par rapport à 2018) et comportent 34,4 km de tronçons (+2 km par rapport à 2018) ayant dépassé leur durée de vie technique théorique de 40 ans (soit 17,5% des linéaires) :

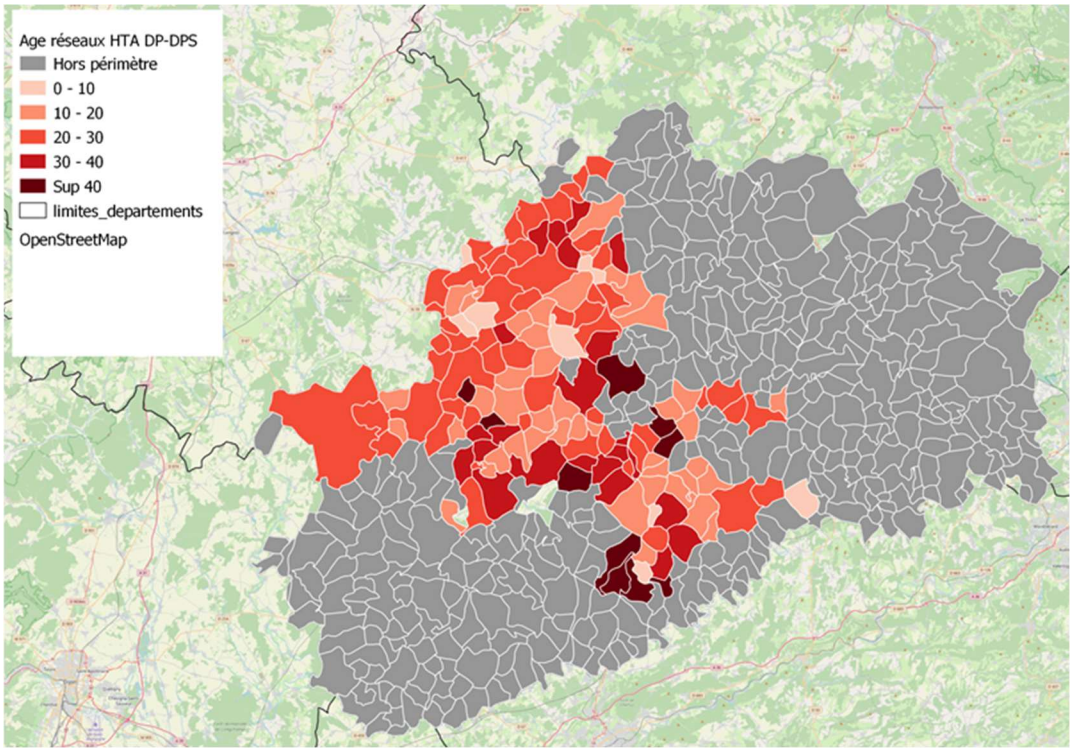
Age des réseaux HTA (km) *- Inventaire technique -*	**Longueur totale (km)**	**Age moyen (ans)**	**≤ 10 ans**	**de 10 à 20 ans**	**de 20 à 30 ans**	**de 30 à 40 ans**	**de 40 à 50 ans**	**de 50 à 60 ans**	**> 60 ans**
Concession DSP - réseaux datés périmètre concédé Etat - SICAE Est	644,5	22,5	165,9	145,8	158,7	98,4	42,6	30,5	2,4
			25,7%	*22,6%*	*24,6%*	*15,3%*	*6,6%*	*4,7%*	*0,4%*
Concession DP - réseaux datés périmètre concédé SIED70 - SICAE Est	197,0	26,7	30,9	27,4	62,2	42,1	28,9	4,7	0,8
			15,7%	*13,9%*	*31,6%*	*21,4%*	*14,7%*	*2,4%*	*0,4%*
Hors périmètre concédé DP Réseaux datés	11,0	15,0	6,5	0,4	1,5	0,7	1,9	0,0	0,0
			17,3%	*7,3%*	*27,5%*	*12,6%*	*35,2%*	*0,0%*	*0,0%*
Réseaux non datés	2,5	?							

Comme lors du précédent contrôle, il est constaté que l'inventaire technique n'indique pas l'année de mise en service de 2,5 km de réseaux HTA, qui sont exploités dans le cadre des concessions DSP et DP.

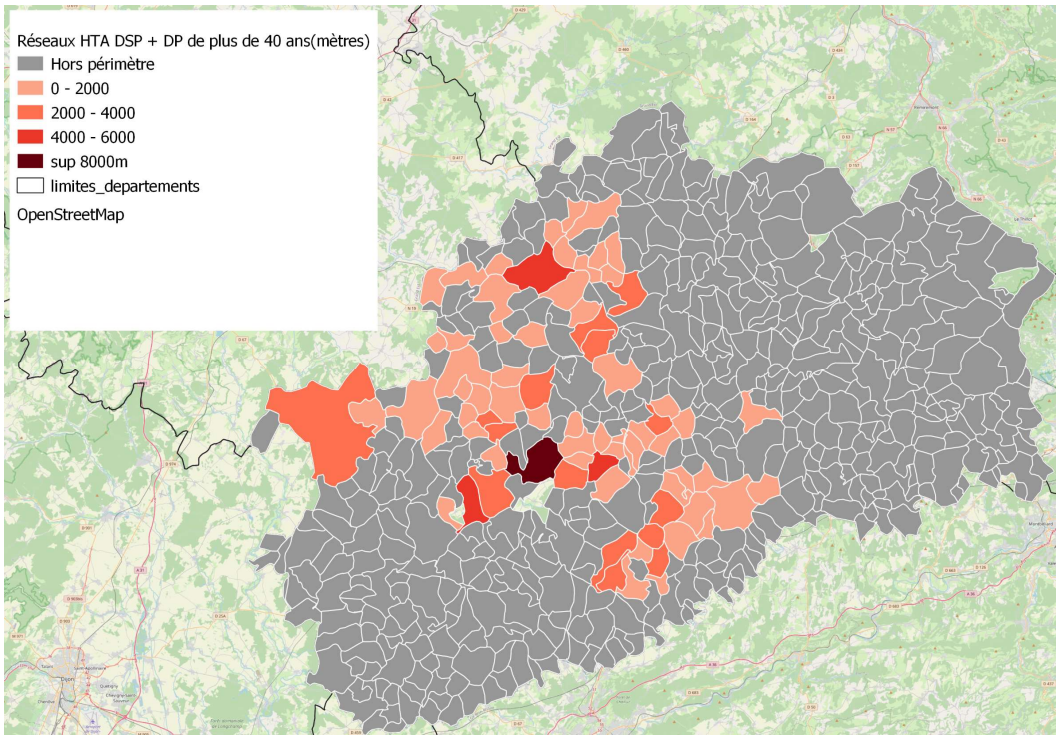
Il est recommandé au concessionnaire de réaliser un suivi régulier de la qualité de distribution des tronçons les plus anciens, et de prévoir leur renouvellement en cas de défaillances répétées.

Le concessionnaire est invité à compléter l'inventaire technique des ouvrages en renseignant les dates de mise en service des 2,5 km de linéaires HTA non datés.

L'âge moyen des réseaux HTA des concessions DSP et DP à la maille communale :



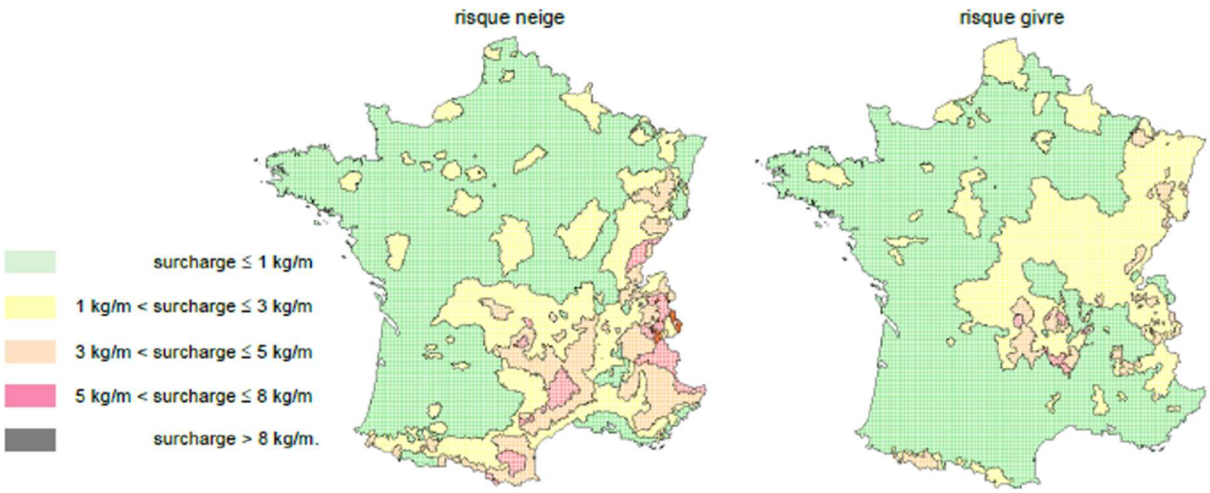
Focus sur les longueurs de tronçons HTA des concessions DSP et DP de plus de 40 ans :



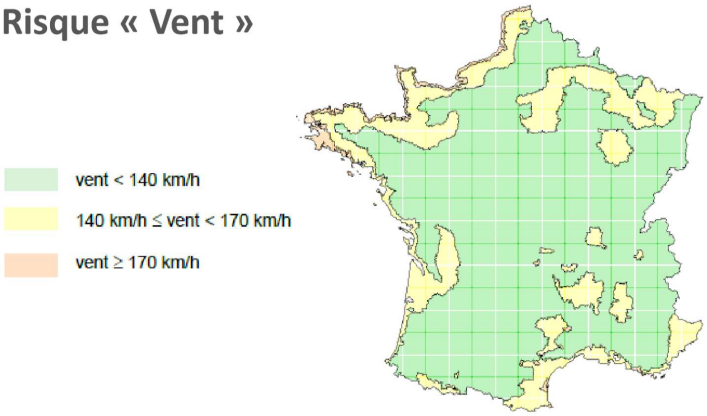
4.6.7 Réseaux soumis aux aléas climatiques

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

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



Risque « Vent »

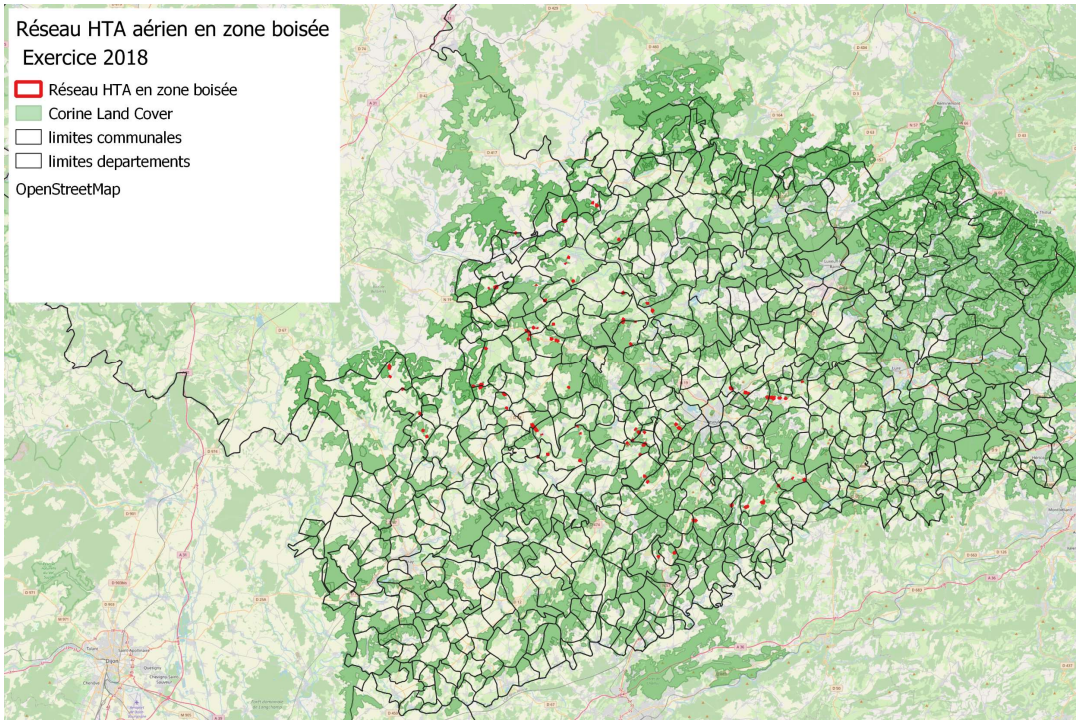


Risque « Bois »

Le tableau ci-contre présente les principaux départs concernés par les 15 km de réseaux HTA aériens exploités par la SICAE Est, soumis aux risques bois sur le département :

Départ HTA	Longueur soumise au risque bois (mètres)
SCICAE	2 291
Vanne	1 879
Mailley	1 597
Authoison	1 388
Port Atelier	1 269
Francourt	1 145
Fleurey	965
Raze	869
Martinvelle	662

Représentation cartographique des départs HTA aériens soumis aux risques bois :



L'enfouissement des lignes doit être considéré comme une solution privilégiée aux coupures d'alimentation provoquées notamment par les aléas climatiques tels que la foudre, les vents, la neige collante, …

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.

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 nous permet pas de mettre en évidence les ouvrages soumis à cette nature de risque.

La SICAE Est doit poursuivre ses efforts d'investissements engagés depuis plusieurs années en faveur de l'enfouissement des réseaux HTA, notamment pour les départs disposant de linéaires aériens susceptibles d'être soumis aux aléas climatiques.

L'enfouissement doit rester l'une des priorités du concessionnaire car les investissements réalisés favorisent le maintien de la qualité, ainsi que la sécurité et la continuité de l'alimentation en électricité de la concession.

4.6.8 Réseaux vulnérables

A fin 2019, la SICAE Est exploite encore quelques technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 4,4 km de d'aérien nu de faibles sections (câbles 40/10 Cu, 30/10 Cu, 12mm² et 14mm²), contre 7,5 km à fin 2018 :

Nature du réseau HTA à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône**
Longueur de faibles sections	4,4
Taux de faibles sections / aérien nu	0,9%

La répartition de ces technologies par périmètre concédé :

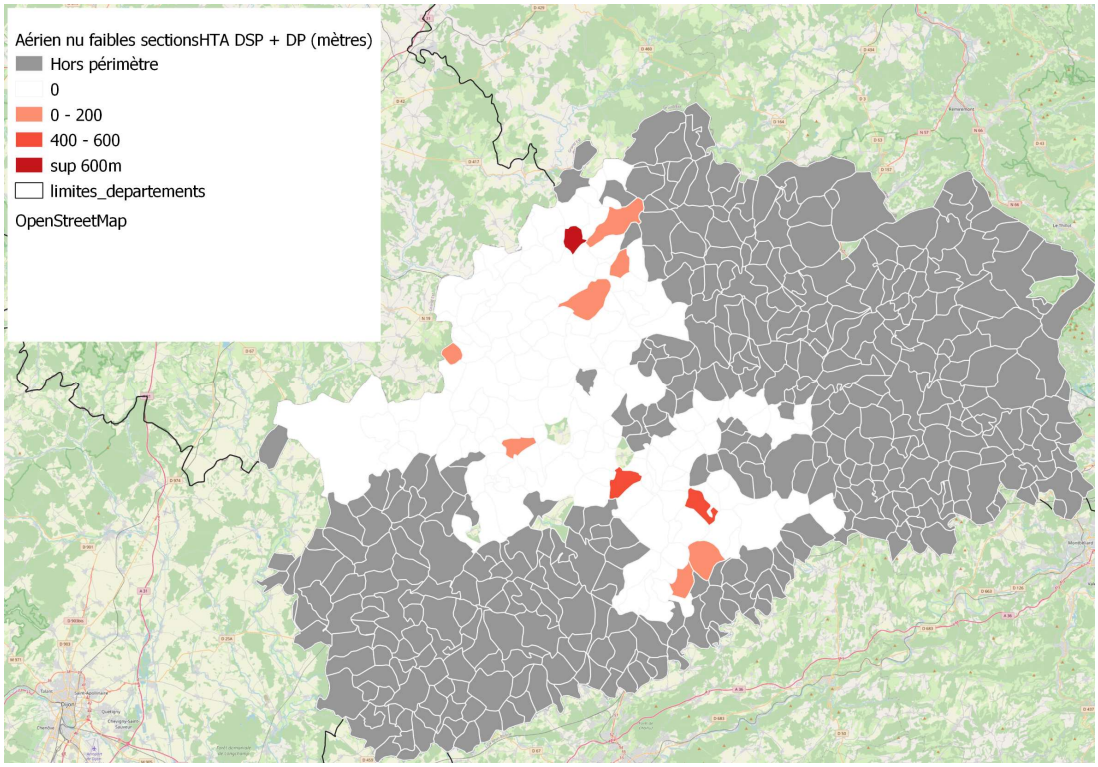
Nature du réseau HTA à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	**Concession DSP périmètre concédé Etat - SICAE Est**	**Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est**	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône**
Longueur de faibles sections	0,9	3,6	4,4
Taux de faibles sections / aérien nu	0,3%	2,4%	0,9%

Parallèlement à la résorption des faibles sections HTA, le concessionnaire intervient pour la sécurisation d'alimentation des réseaux en réduisant le nombre de grappes de postes HTA/BT qui ne sont pas raccordés

sur une structure HTA en coupure d'artère ou coupure d'ossature (groupes de 4 postes), ce qui conduit à la mise hors tension systématique du réseau lors des opérations d'exploitation ou en cas de dépannage.

Le concessionnaire s'est engagé à éliminer les grappes de 4 postes de distribution ne pouvant être réalimentés avant 2030, en les intégrant dans la structure du réseau de distribution HTA (en coupure d'artère ou en coupure d'ossature) par la création de bouclages.

Cartographie des réseaux HTA aériens DSP et DP de faibles sections :



Le réseau HTA exploité par la SICAE comporte peu de technologies sensibles ou incidentogènes.

Le concessionnaire procède depuis plusieurs années à la résorption des antennes HTA constituées de faibles sections HTA (desservant près de 4700 usagers BT), qui n'alimentent souvent que quelques postes HTA/BT et sont implantées en zone pavillonnaire.

La résorption totale des faibles sections HTA devrait être réalisée avant 2026. Ces interventions conduisent à réduire le nombre de coupures longues et de microcoupures induites sur les réseaux sains, ce qui contribue à l'amélioration de la qualité de distribution.

4.6.9 Réactivité du réseau

Le respect des seuils réglementaires et contractuels de qualité par client et l'obtention d'une qualité de distribution d'électricité croissante en limitant le nombre de clients coupés sont deux axes majeurs de la politique mise en place par le concessionnaire en matière de réactivité.

La réactivité du réseau HTA est ainsi assurée par des Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) permettant de modifier les schémas d'alimentation et de réalimenter des clients après incident.

Ces OMT accompagnent les fonctions avancées de conduite (auto-cicatrisation du réseau) permettant ainsi de réduire à la fois le nombre de clients coupés et le temps de coupure lors d'incidents HTA.

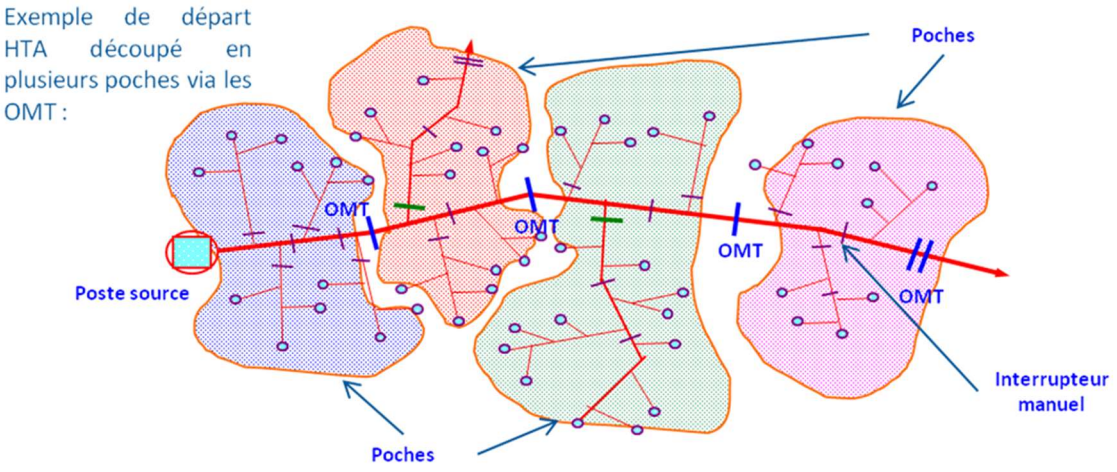
Les OMT, pilotés par le concessionnaire, sont déployés afin de limiter la taille des poches de clients entre deux OMT.

Les réseaux exploités par la SICAE comportent 238 organes de manœuvre télécommandés (dont 233 situés dans le périmètre concédé DP) sur le département et 588 interrupteurs manuels (dont 567 situés dans le périmètre concédé DP).

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).



Il est recommandé de poursuivre la mise en service régulière de nouveaux interrupteur mécaniques télécommandés pour les poches d'usagers en contrainte, et d'analyser régulièrement leur fonctionnement afin d'évaluer la qualité de la télécommunication et la fiabilité des matériels, et établir d'éventuels plans d'actions de fiabilisation pour améliorer la réactivité et la réalimentation du territoire.

4.7 Les postes de transformation HTA/BT

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

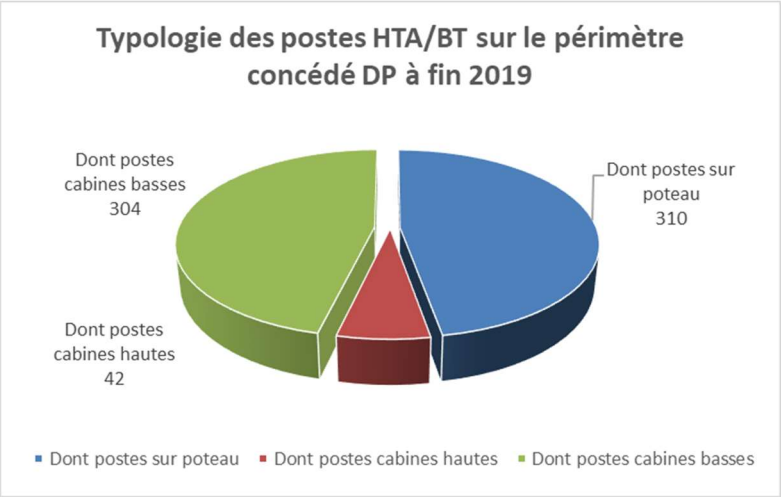
Il est le plus souvent constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur et d'un tableau basse tension. L'ensemble fait partie des ouvrages de distribution publique d'électricité.

4.7.1 Typologies

Le tableau suivant présente les typologies des 681 postes HTA/BT exploités par la SICAE Est sur le département à fin 2019 :

Typologie des postes HTA/BT à fin 2019 (nb) *- Inventaire technique -*	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône**
Nombre total	681
Dont postes sur poteau	327
Dont postes cabines hautes	42
Dont postes cabines basses	312

La répartition des typologies de postes HTA/BT par périmètres concédés est la suivante :



Typologie des postes HTA/BT à fin 2019 (nb) *- Inventaire technique -*	**Périmètre concédé DP SIED70 - SICAE Est**	**Périmètre concédé DSP hors périmètre DP Etat - SICAE Est**	**Hors périmètres concédés DSP et DP**
Nombre total	656	23	2
Dont postes sur poteau	310	15	2
Dont postes cabines hautes	42	0	0
Dont postes cabines basses	304	8	0

Le périmètre concédé de la concession DP SIED70 – SICAE Est comporte 656 postes à fin 2019, dont 310 postes sur poteaux et 304 postes cabines basses. L'inventaire technique du concessionnaire indique également que 25 postes HTA/BT sont situés en dehors du périmètre de la concession DP.

La restructuration régulière du réseau HTA par le concessionnaire conduit à rationaliser et à réduire le nombre de postes HTA/ BT d'années en années.

A contrario, le raccordement de nouvelles installations de production d'électricité au réseau de distribution nécessite souvent la construction et la mise en service de nouveaux postes.

A fin 2019, il subsiste 42 postes de type cabine haute sur le périmètre concédé DP (3 cabines hautes résorbées au cours de l'exercice 2019), que l'autorité concédante s'est engagé à éradiquer avant 2024 avec la participation financière de la SICAE Est (convention spécifique).

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.

Le concessionnaire procède depuis plusieurs années au remplacement des postes « tours » par des postes HTA/BT de technologie récente (410 V.) tout en rationalisant le nombre de postes.

Ces interventions visent à renforcer la fiabilité des équipements pour améliorer la qualité de distribution d'électricité des départs BT associés.

4.7.2 Age des postes HTA/BT

Le tableau suivant présente la répartition des postes HTA/BT exploités par la SICAE Est par périmètre concédé et par tranches d'âge :

Age des postes HTA/BT datés à fin 2019 (nb) *- Inventaire technique -*	Nombre total	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
Périmètre concédé DP	515	19,6	191	116	68	67	71	2	0
SIED70 - SICAE Est			*37,1%*	*22,5%*	*13,2%*	*13,0%*	*13,8%*	*0,4%*	*0,0%*
Périmètre concédé DSP - nb postes datés	15	22,0	5	4	2	0	4	0	0
hors périmètre DP			*33,3%*	*26,7%*	*13,3%*	*0,0%*	*26,7%*	*0,0%*	*0,0%*
Postes HTA/BT non datés exploités par la SICAE Est	149	?							
en Haute-Saône			*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*

L'âge moyen des postes HTA/BT est de 19,6 ans sur le périmètre DP (+0,2 an par rapport à 2018) et de 22,0 ans sur le périmètre DSP hors DP (égal à 2018).

La majeure partie des postes HTA/BT a un âge inférieur à 40 ans : c'est le cas de près de 86% des postes installés sur le périmètre concédé DP et de 73% des postes installés sur le périmètre concédé DSP hors DP.

Il est important de signaler que l'inventaire technique comporte près de 23% de postes HTA/BT non datés, pour lesquels la date de mise en service n'a pas été renseignée par le concessionnaire. Ils représentent 150 postes à fin 2019.

L'âge moyen de près de 20 ans des postes HTA/BT datés exploités par la SICAE est satisfaisant mais l'éradication des 42 cabines hautes restantes doit être poursuivi ainsi que le renouvellement des autres postes les plus anciens.

L'inventaire comportant près de 23% de postes non datés, il est demandé au concessionnaire de poursuivre l'amélioration de la qualité des données présentées dans l'inventaire technique des ouvrages concédés.

De même, il est souhaitable que le concessionnaire fasse la distinction entre les postes HTA/BT relevant de la concession DP et ceux relevant de la concession DSP (le cas échéant). En effet, l'inventaire comporte 23 postes situés en dehors du périmètre concédé par le SIED70.

4.7.3 Age des transformateurs HTA/BT

Le tableau suivant présente la répartition des transformateurs HTA/BT exploités par la SICAE Est par périmètre concédé et par tranches d'âge :

Age des transformateurs HTA/BT datés à fin 2019 (nb) *- Inventaire technique -*	Nombre total	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
Périmètre concédé DP - nb transfos datés SIED70 - SICAE Est	515	30,4	126	83	77	99	104	23	3
			24,5%	*16,1%*	*15,0%*	*19,2%*	*20,2%*	*4,5%*	*0,6%*
Périmètre concédé DSP - nb transfos datés hors périmètre DP	15	25,5	5	2	0	5	3	0	0
			33,3%	*13,3%*	*0,0%*	*33,3%*	*20,0%*	*0,0%*	*0,0%*
Postes HTA/BT non datés exploités par la SICAE Est en Haute-Saône	150	?							
			0,0%	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*	*0,0%*

L'âge moyen des transformateurs HTA/BT est de 30,4 ans sur les périmètres DP et DSP hors DP.

La majeure partie des transformateurs HTA/BT a un âge inférieur à 40 ans : c'est le cas de près de 75% des transformateurs installés sur le périmètre concédé DP et de 80% des transformateurs installés sur le périmètre concédé DSP hors DP.

Comme pour les postes HTA/BT, l'inventaire technique des transformateurs comporte également 22% de transformateurs HTA/BT non datés, pour lesquels la date de mise en service n'a pas été renseignée par le concessionnaire. Ils représentent 150 transformateurs à fin 2019.

Il est demandé au concessionnaire de vérifier la cohérence des dates de mises en service des postes et des transformateurs HTA/BT, car l'âge moyen des transformateurs est supérieur à l'âge moyen des postes.

De nombreux anciens transformateurs sont installés dans des postes récents, ce qui ne paraît logique à la lecture de l'inventaire technique.

4.7.4 Technologie des transformateurs

Le concessionnaire ne mentionne pas la tension de sortie des transformateurs HTA/BT (400 V. ou 410 V.) dans l'inventaire technique des ouvrages.

Or cette information serait nécessaire pour évaluer la technologie du transformateur ainsi que les opportunités de réduire le nombre de clients mal alimentés par le renouvellement des transformateurs d'ancienne génération (400 V.).

Une estimation peut néanmoins être réalisée à partir de l'année de mise en service du transformateur.

Il est suggéré au concessionnaire de mentionner la tension de sortie des transformateurs en service à l'inventaire technique.

4.8 Le réseau BT

Le réseau basse tension (BT) est la partie terminale de la distribution d'électricité.

4.8.1 Typologies

A fin 2019, les réseaux BT exploités par la SICAE Est sur le département de la Haute-Saône ont une longueur totale de 515,4 km (+3,9 km par rapport à 2018) et sont enfouis à 38,5% (+1 point par rapport à 2018).

Typologie des réseaux BT (km) *- Inventaire technique -*	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône 2018	2018 %	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône 2019	2019 %
Aérien nu	9,3	1,8%	9,3	1,8%
Aérien torsadé	310,3	60,7%	308,6	59,9%
Souterrain	191,9	37,5%	197,6	38,3%
Linéaire total	**511,5**	**100,0%**	**515,4**	**100,0%**

4.8.2 Répartition par périmètre concédé

A fin 2019, la répartition des ouvrages par périmètre concédé est présentée ci-dessous :

Typologie des réseaux BT à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est 2019	Hors périmètre concédé DP 2019	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône 2019
Aérien nu	9,0	0,3	9,3
Aérien torsadé	300,0	8,6	308,6
Souterrain	194,0	3,6	197,6
Linéaire total	**503,0**	**12,4**	**515,4**

Les réseaux BT exploités par la SICAE Est sont situés sur le périmètre de la concession DP à l'exception de 12,4 km de lignes hors périmètre.

Une clarification des régimes juridiques paraît nécessaire pour les 12,4 km de réseaux DP situés en dehors du périmètre concédé.

4.8.3 Répartition par investisseur

A fin 2019, la répartition des ouvrages par investisseur est présentée ci-dessous :

Typologie des réseaux BT à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est	Hors périmètre concédé DP	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône	%
SICAE Est	283,5	7,2	290,7	56,4%
SIED70, DDA, SIER RC ou SIR AMANCE	187,8	4,7	192,5	37,3%
Tiers	10,3	0,2	10,4	2,0%
Non spécifié	21,4	0,4	21,8	4,2%
Linéaire total	**503,0**	**12,4**	**515,4**	**100,0%**

Les réseaux BT exploités par la SICAE Est sur le département ont majoritairement été financés par la SICAE à hauteur de 56,4% des linéaires.

Les SIED70, DDA, SIER RC et SIR AMANCE ont financé 36,6% des linéaires, tandis que les financements de tiers représentent seulement 4,2% des linéaires.

Pour rappel, le SIED70 réalise la maîtrise d'ouvrage des extensions et renforcements BT, ainsi que le raccordement des zones d'activité et zones pavillonnaires. L'autorité concédante réalise également la maîtrise d'ouvrage des travaux d'effacement et de sécurisation des réseaux BT des communes.

L'inventaire technique ne mentionne pas le nom de l'investisseur pour près de 4,2% des linéaires, soit 21,4 km.

Il est demandé au concessionnaire d'indiquer le fondement juridique lui permettant d'intervenir en dehors des communes du périmètre concédé.

4.8.4 Enfouissement et sécurisation

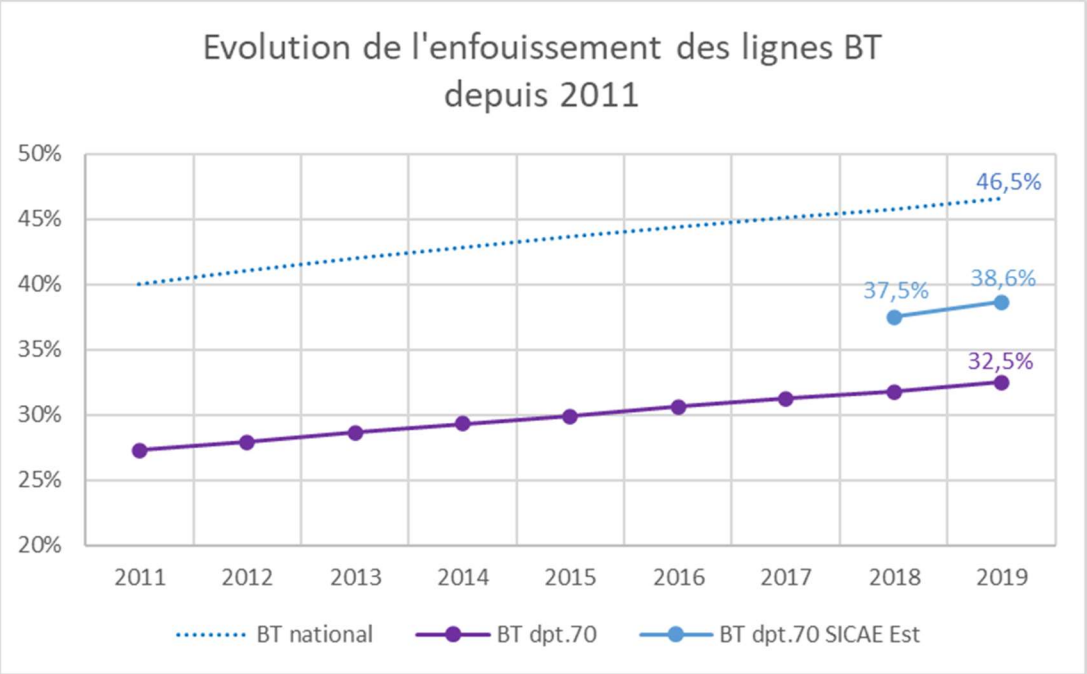
A fin 2019, le taux d'enfouissement des réseaux BT exploités par la SICAE Est en Haute-Saône est de 38,3% (+0,8 point par rapport à 2019). Le taux d'enfouissement est de 38,6% sur le périmètre de la concession DP et de 28,7% en dehors de ce périmètre.

De même, le taux de sécurisation BT est de 98,2% en Haute-Saône, qui se répartie entre 98,2% de sécurisation sur la concession DP et 97,9% de sécurisation hors concession DP.

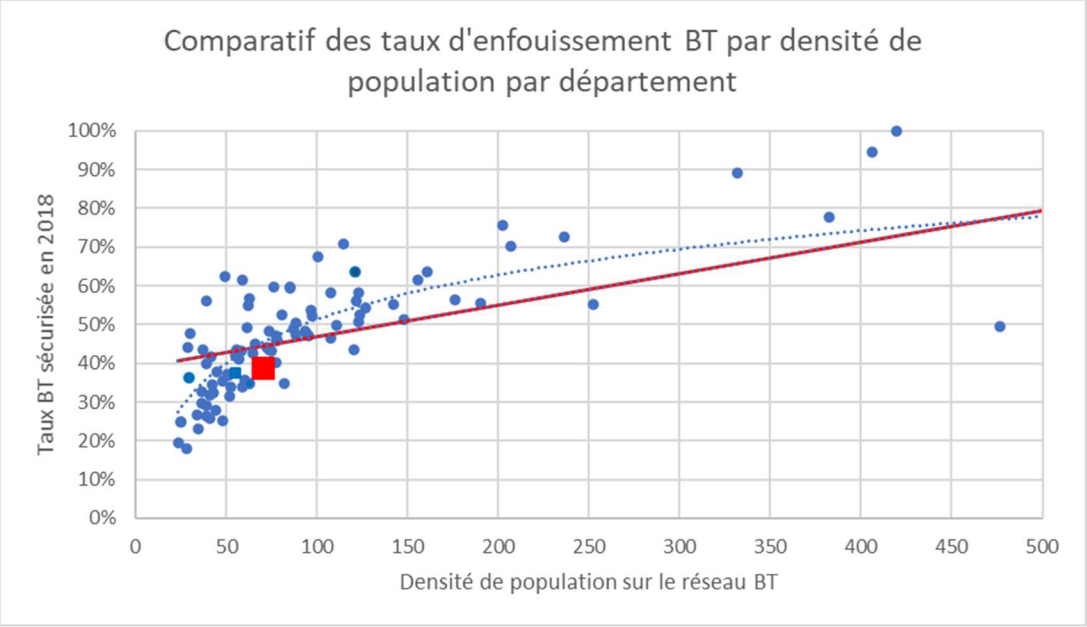
Typologie des réseaux BT à fin 2019 (%) *- Inventaire technique -*	Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE Est	Hors périmètre concédé DP	Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône
Taux d'enfouissement	38,6%	28,7%	38,3%
Taux de sécurisation	98,2%	97,9%	98,2%

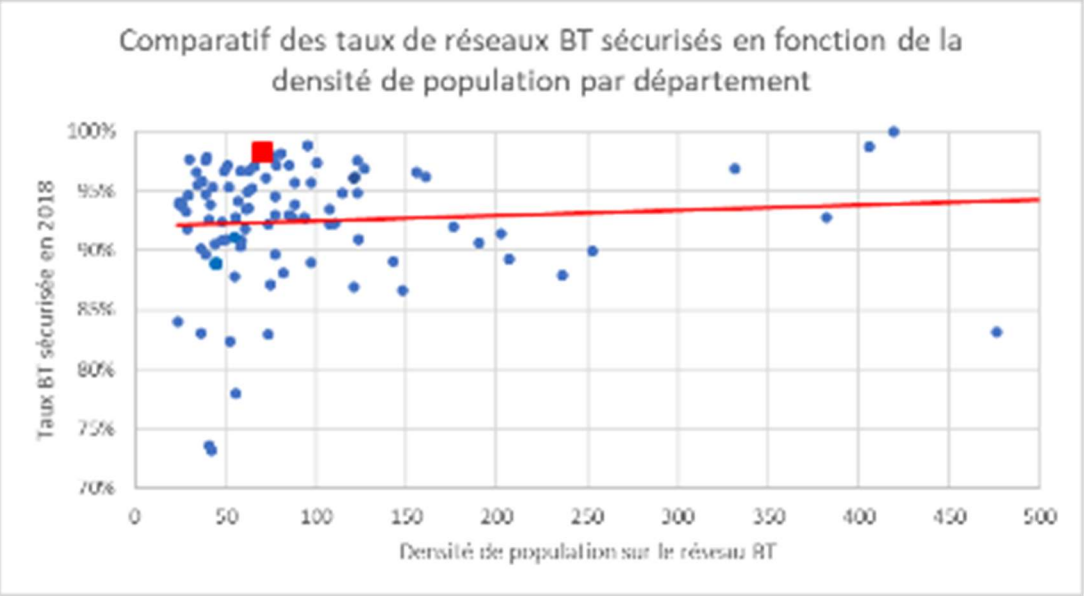
L'enfouissement de 38,3% des réseaux exploités par la SICAE reste nettement inférieur à la moyenne nationale de 46,5% à fin 2019 (moyenne établie sur les concessions Enedis).

En 2019, le taux d'enfouissement des réseaux exploités par la SICAE Est dépasse nettement celui des réseaux exploités par Enedis sur le département :

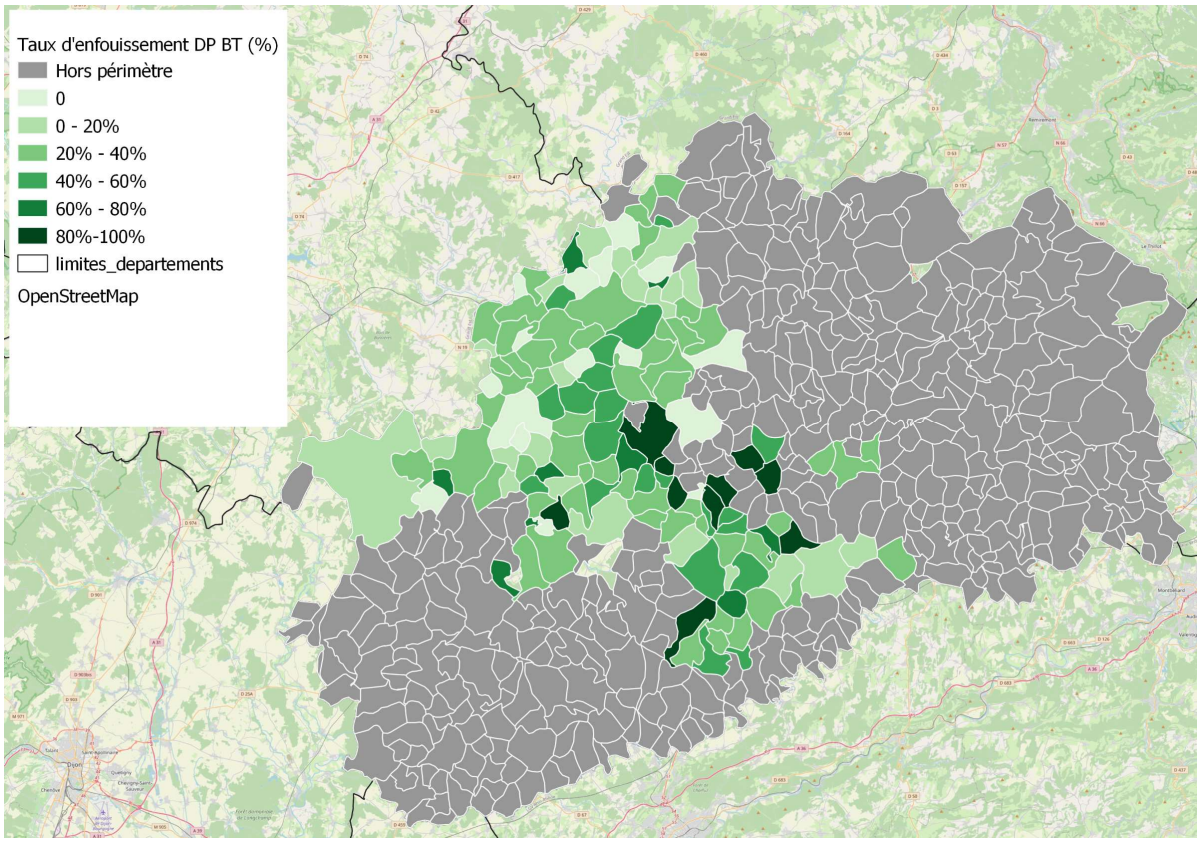


L'enfouissement et la sécurisation des réseaux BT exploités par la SICAE Est sur le département sont respectivement inférieur et supérieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente (moyennes établies sur les concessions Enedis) :





L'enfouissement à la maille communale des réseaux BT du périmètre concédé DP est le suivant :



4.8.5 Longueur des départs

La SICAE Est exploite 1294 départs BT sur le département dont la longueur moyenne de 397 mètres.

Le réseau BT comprend 14 départs de grande longueur supérieure à 1500 mètres. Le départ le plus long s'étend sur 2,1 km (départ « vers 47 » situé sur la commune de Blondefontaine).

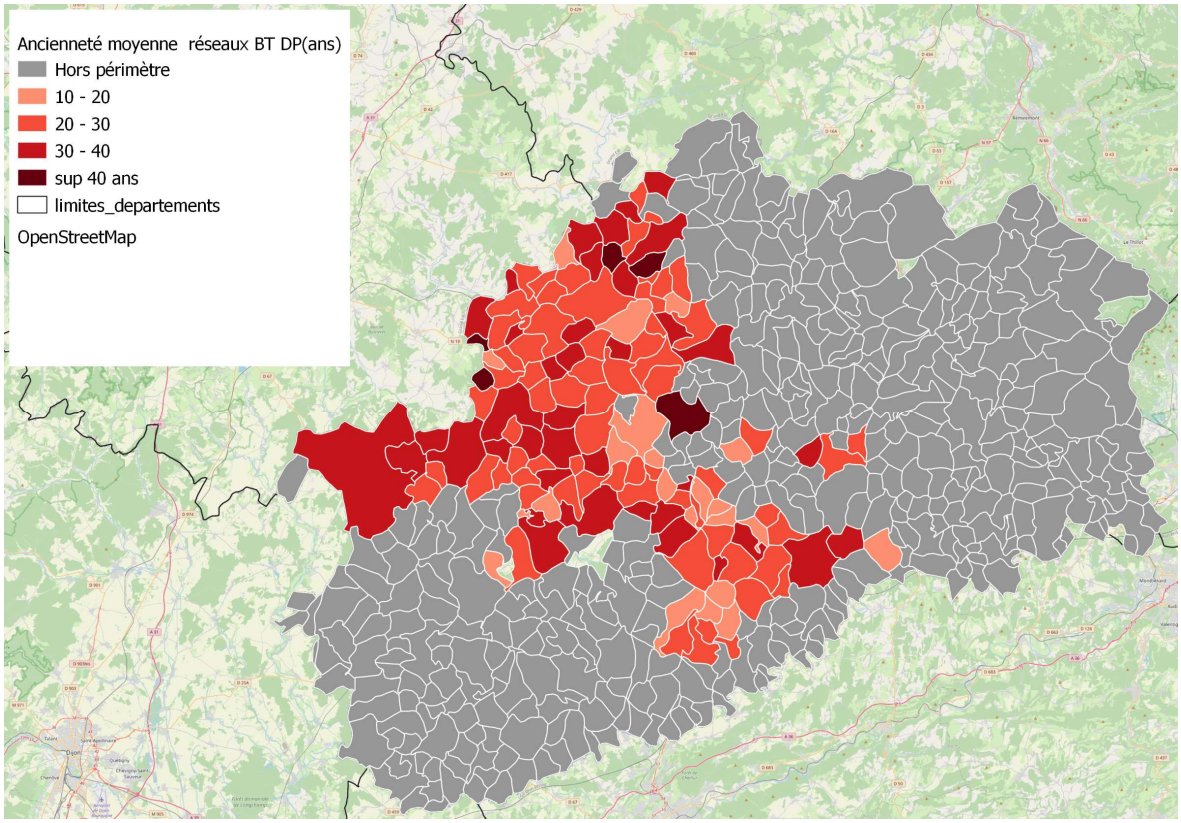
La réduction des longueurs des départs BT participe à la réduction des risques de dégradation de la qualité de de distribution de l'électricité.

4.8.6 Age des linéaires

Les réseaux BT datés du périmètre concédé DP ont un âge moyen de 27,1 ans (+0,6 an par rapport à 2018) et comportent près de 120 km de tronçons ayant dépassé leur durée de vie technique théorique de 40 ans (soit 23,8% des linéaires) :

Age des réseaux BT à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	Longueur totale (km)	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
Concession DP - réseaux datés périmètre concédé	482,5	27,1	100,6	81,1	59,2	122,0	115,8	3,9	0,0
			21,2%	*16,7%*	*12,5%*	*25,7%*	*23,0%*	*0,8%*	*0,0%*
Hors périmètre concédé DP Réseaux datés	12,1	29,3	2,2	2,3	1,1	1,5	4,7	0,3	0,0
			18,2%	*19,9%*	*10,0%*	*12,1%*	*38,7%*	*1,1%*	*0,0%*
Réseaux non datés	20,8	?							

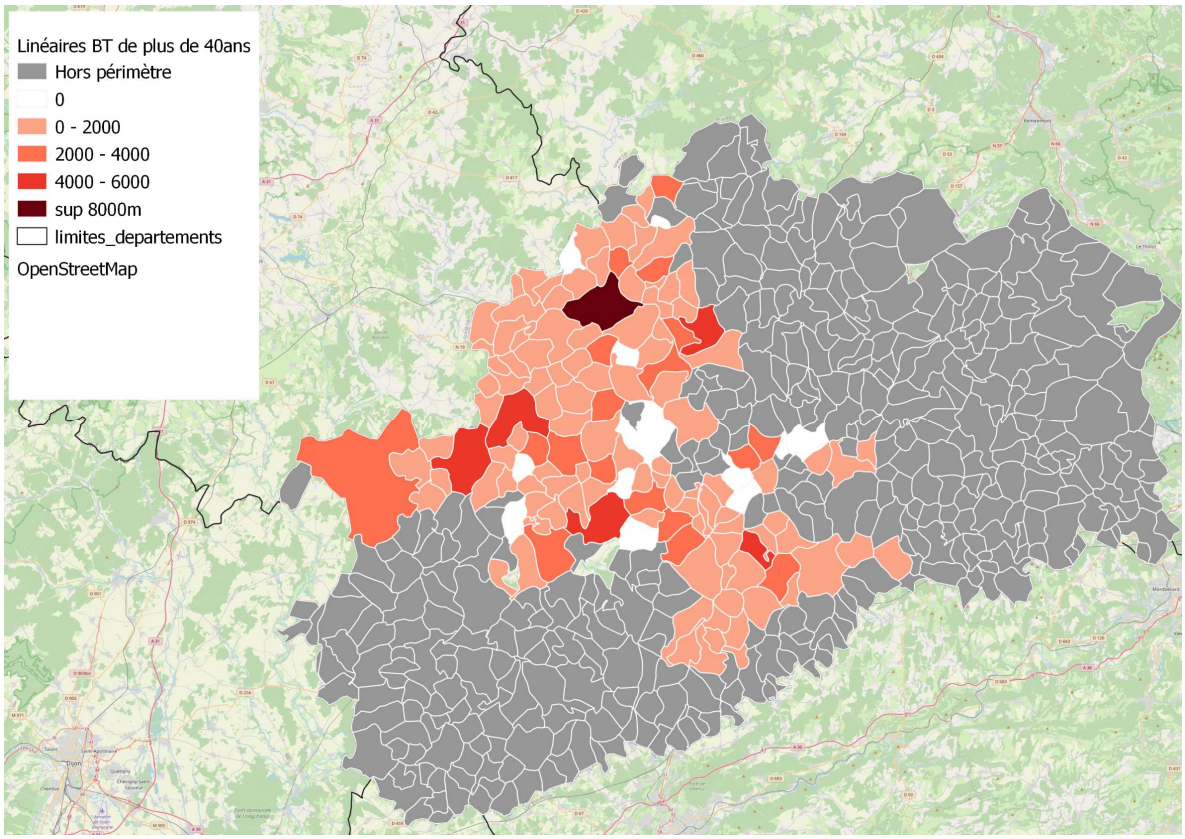
L'âge moyen des réseaux BT du périmètre concédé DP à la maille communale :



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 concessionnaire est invité à compléter l'inventaire technique des ouvrages en renseignant les dates de mise en service des 20,8 km de linéaires BT non datés.

Focus sur les longueurs de tronçons BT du périmètre DP de plus de 40 ans :

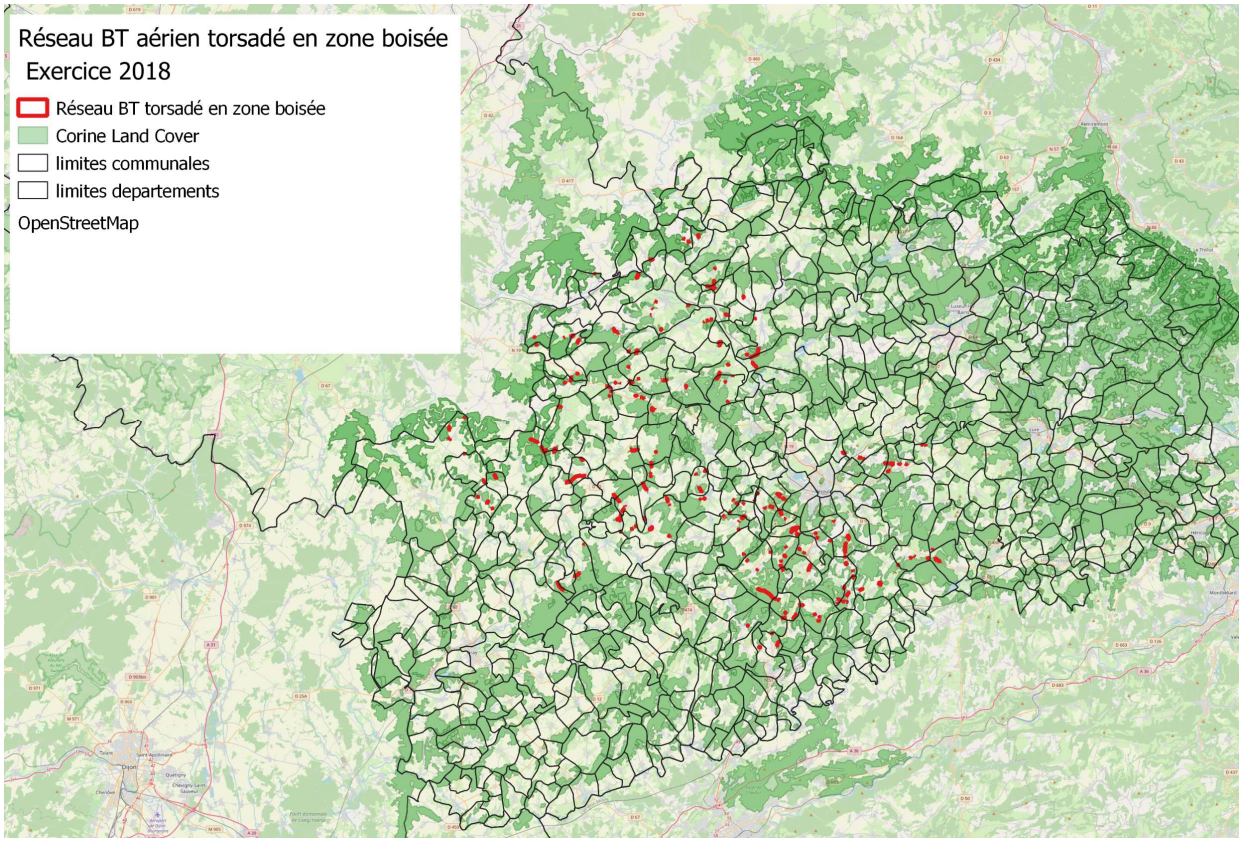


4.8.7 Réseaux soumis aux aléas climatiques

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

Il n'y a pas de réseaux BT aériens nus en zones boisées.

La carte suivante présente les 4,2 km de réseaux BT aériens torsadés exploités par la SICAE Est soumis aux risques bois sur le département :



4.8.8 Technologies vulnérables

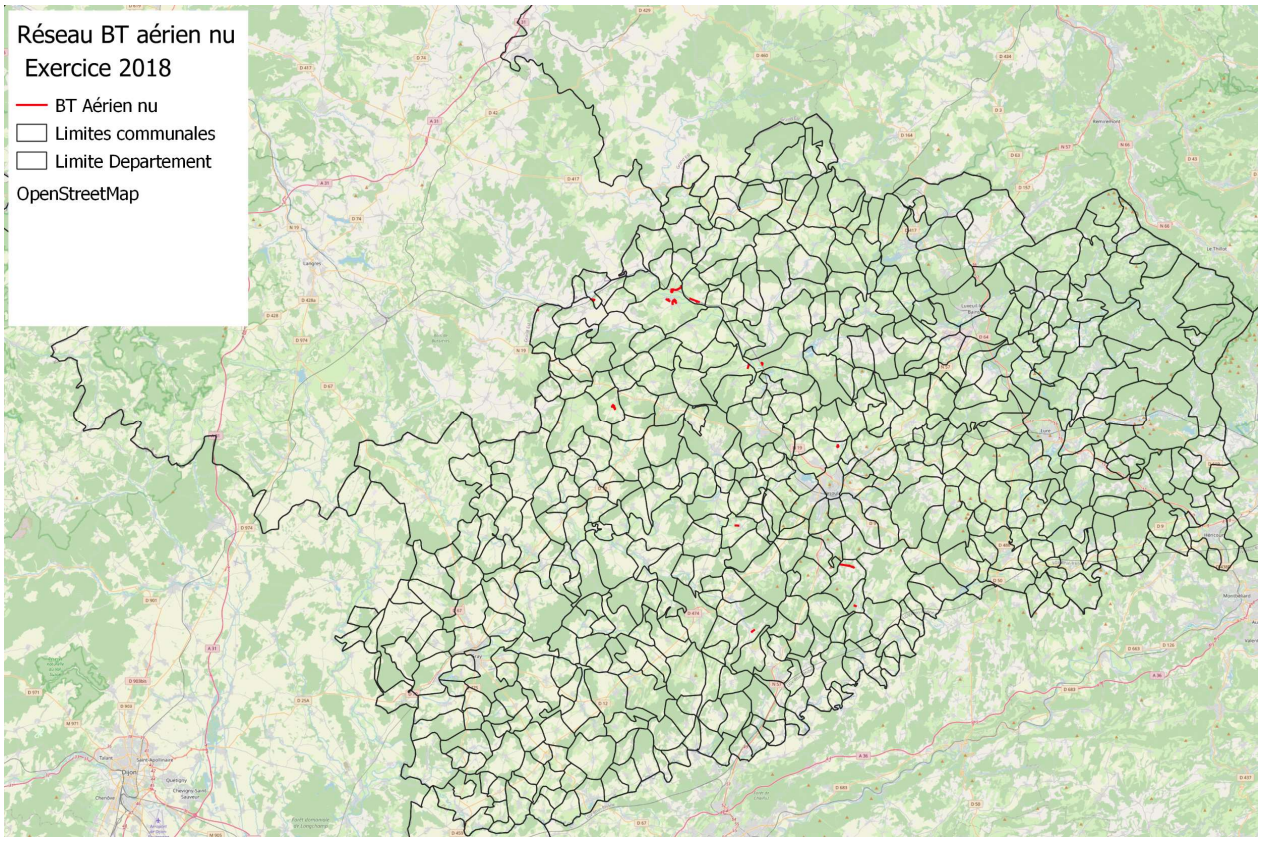
A fin 2019, la SICAE Est exploite encore quelques technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 9,3 km de d'aérien nu, dont 3,5 km de faibles sections (câbles 40/10 Cu, 30/10 Cu, 12mm² et 14mm²). Leurs linéaires restent inchangés par rapport à 2018 :

Nature du réseau BT à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône**
Longueur d'aérien nu	9,3
Dont longueur de faibles sections	3,5

La répartition de ces technologies par périmètre concédé :

Nature du réseau BT à fin 2019 (km) *- Inventaire technique -*	**Concession DP périmètre concédé SIED70 - SICAE**	**Hors périmètre concédé DP**	**Total exploité par SICAE Est en Haute-Saône**
Longueur d'aérien nu	9,0	0,3	9,3
Dont longueur de faibles sections	3,5	0,0	3,5

Cartographie des réseaux BT aériens nus du périmètre concédé DP :



Les réseaux BT à fils nus et de faible section constituent de véritables « points noirs » en termes de continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation.

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

5 LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

5.1 Préalable

Conformément à l'article 10 du cahier des charges de concession et dans le respect des règlementations 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)

5.2 Elagage des lignes HTA et BT

La chute de branches ou d'arbres situées à proximité de 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 DP, conclue entre le SIED70 et la SICAE Est, 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.

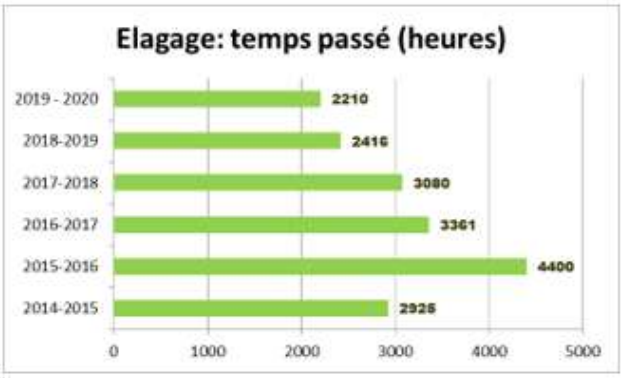
En 2019, la SICAE Est a réalisé une campagne de visite des lignes aériennes HTA et BT pendant deux mois ayant mobilisé 3,5 agents, et représentant 127 jours de travail

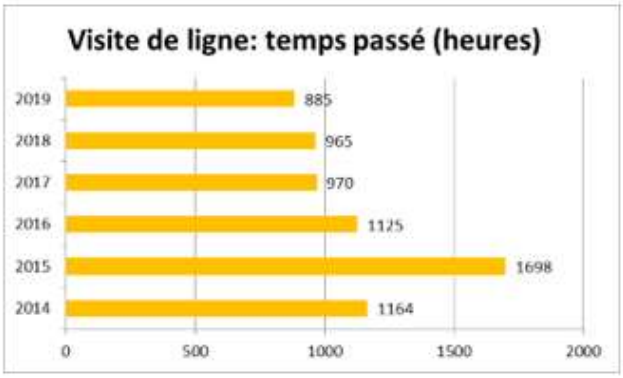
Les travaux d'élagage et de débroussaillage dans l'environnement des lignes sont entreprises durant l'hiver par les agents du concessionnaire sur une période de trois mois à la suite des visites de lignes. Elles ont mobilisé 6 agents, et ont représenté 315 jours de travail.

L'élagage des réseaux BT est réalisé selon une périodicité de 5 à 7 ans.

Le concessionnaire n'établit pas un bilan annuel des longueurs de réseaux élagués, mais un suivi du temps consacré à la tâche par ses agents.

Les graphiques suivants présentent l'évolution du temps consacré aux visites et campagnes d'élagage des lignes :





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

Il serait cependant souhaitable de suivre plus précisément les tronçons HTA et BT visités et élagués périodiquement à partir du système d'information géographique (SIG) pour retracer facilement l'historique des longueurs de réseaux élaguées, et anticiper davantage les futures campagnes d'élagage.

Il serait pertinent d'étudier l'intérêt de procéder à un élagage périodique plus fréquent des linéaires BT, dont la fréquence de taille est actuellement comprise entre 5 et 7 ans.

5.3 Traitement des PCB et PCT

Les PCB (polychlorobiphényles) ou PCT (polychloroterphényles) sont plus connus sous le nom de Pyralène (également Arochlor ou Askarel) et peuvent se retrouver en faibles proportions dans certains transformateurs HTA/BT installés avant 1987, année de l'entrée en vigueur de l'interdiction de vente en France d'appareils en contenant (décret du 2 février 1987).

La directive 96/59/CE du 16 septembre 1996 relative à l'élimination des PCB et PCT prévoit l'élimination des PCB et PCT à partir d'inventaires constitués sur la base de la déclaration des détenteurs d'appareils en contenant, avec une échéance fixée au 31 décembre 2010.

La Décision de la commission Européenne du 16 janvier 2001 oblige à effectuer les analyses pour déterminer le taux de pollution conformément à la norme IEC 61619 et/ou EN 61619, plus exactement l'analyse du diélectrique par chromatographie en phase gazeuse.

Le décret n°2013-301 du 12 avril 2013 prévoit une seconde phase de décontamination et d'élimination du PCB et PCT en fonction de l'année de fabrication de l'appareil.

Les échéances réglementaires sont les suivantes :

- Echéance au 1er janvier 2017 pour les appareils mis en service avant le 1er janvier 1976
- Echéance au 1er janvier 2020 pour les appareils mis en service avant le 1er janvier 1981
- Echéance au 1er janvier 2023 pour les appareils mis en service après le 1er janvier 1981

En 2020, il demeure 8 transformateurs HTA/BT exploités par la SICAE Est contenant plus de 50 ppm de PCB sur le département, dont 2 transformateurs dont la concentration est supérieure à 500 ppm. La SICAE Est exploite également 409 transformateurs contenant jusqu'à 50 ppm de PCB.

5.4 Suivi des mesures de terre

5.4.1 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.

5.4.2 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).

5.4.3 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.

5.4.4 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'interconnexcion 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%

5.4.5 Mesures de terre réalisées

Les valeurs des différentes terres des réseaux sont saisies dans le SIG de la SICAE Est lors de la mise en service de l'ouvrage.

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

Les améliorations sont réalisées suivant nécessité.

Le concessionnaire ne communique pas davantage à ce sujet.

Comme lors du contrôle du précédent exercice, les résultats des mesures des terres n'ont pas été communiqués à l'autorité concédante.

Il est recommandé au concessionnaire de présenter chaque année les résultats des mesures de terre à l'autorité concédante.

5.5 Maintenance des appareils de coupure

Il s'agit de réaliser le contrôle périodique des ILD (renouvellement des batteries et remplacement des tores), des coffrets de commande OMT :

- Nombre d'interrupteurs lumineux de défaut (ILD) nouveaux créés
- Nombre de batteries sur interrupteur point télécommandé (IPT) changées
- Nombre de batteries sur interrupteur aérien télécommandé (IAT) changées
- Nombre de batteries changées dans le cadre de la maintenance des coffrets sur organe de manœuvre télécommandé (OMT)

Le concessionnaire n'a pas communiqué les résultats des interventions de maintenance sur les appareils de coupure.

Comme lors du contrôle du précédent exercice, les résultats des mesures des terres n'ont pas été communiqués à l'autorité concédante.

Il est recommandé au concessionnaire de présenter chaque année les résultats des actions de suivi de maintenance des appareils de coupure à l'autorité concédante.

6 LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE

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).

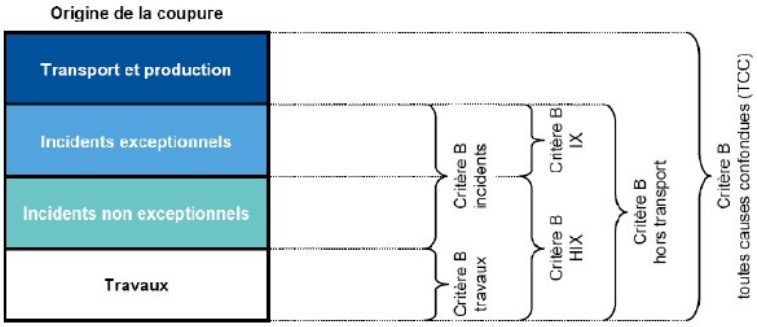
Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Cette responsabilité est partiellement encadrée par des textes législatifs et réglementaires.

6.1 La continuité de fourniture

6.1.1 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 règlementation 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.

6.1.2 Critère B

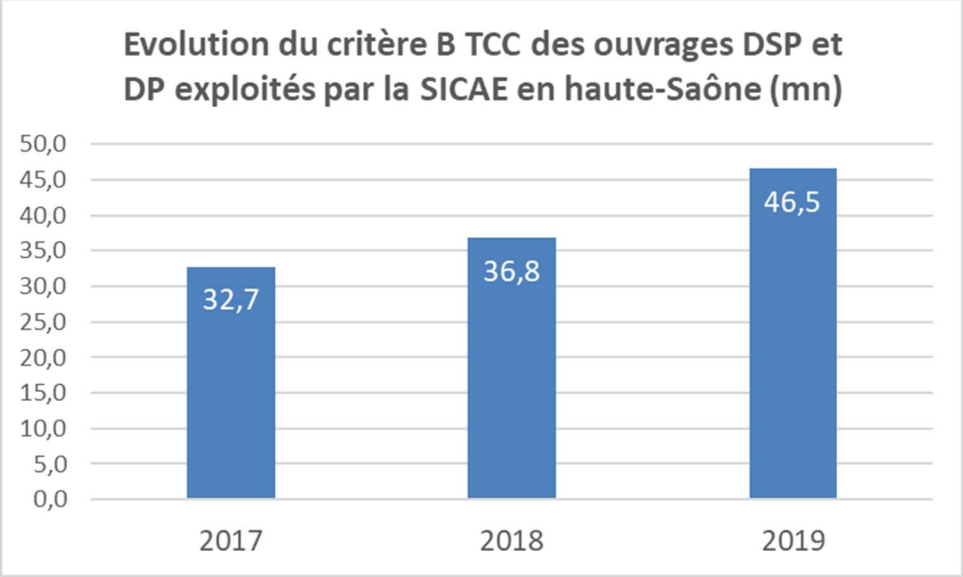
Le critère B se décompose selon les deux causes d'interruption de fourniture (incidents et travaux) sur : les réseaux de transport d'électricité et les postes source (hors concession) ainsi que les réseaux de distribution publique d'électricité HTA et BT.

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

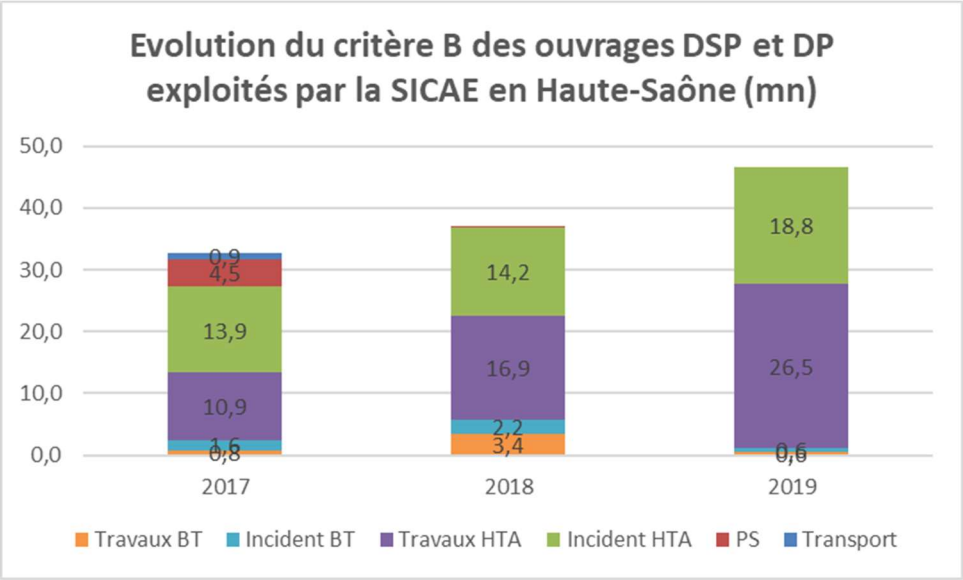
L'évolution du critère B total des ouvrages DSP et DP exploités par la SICAE Est en Haute-Saône :



Le critère B toutes causes confondues poursuit sa hausse à 46,5 mn à fin 2019, contre 36,8 mn lors du précédent exercice.

Il demeure néanmoins nettement inférieur à la moyenne nationale des derniers exercices.

La décomposition de la durée de coupure par siège de coupure :



Comme pour le précédent exercice, l'année 2019 est une année satisfaisante en terme d'incidentologie des postes sources même si le mode d'exploitation « non bouclé » du réseau HTB ne favorise l'amélioration de la qualité de distribution, puisqu'il reste sensible en cas de panne du réseau de transport.

Toutefois, le nombre d'incidents HTA est stable en 2019 par rapport en 2018 avec 14 incidents sur l'ensemble des réseaux exploités par la SICAE EST, dont 10 incidents en 2019 ayant impacté les réseaux HTA de Haute-Saône.

Sur l'ensemble des réseaux exploités par la SICAE EST, le nombre de coupures imputables à des tiers est en légère baisse avec 5 incidents en 2019 contre 6 incidents en 2018. De même le nombre d'incidents pour défaillances matérielles se réduit à 3 coupures en 2019 contre 6 coupures en 2018.

Pour les réseaux exploités en Haute-Saône, la durée de coupure pour incidents HTA est néanmoins plus importante en 2019 qu'en 2018.

Le nombre d'incidents BT diminue à 14 incidents en 2019 (dont 9 en Haute-Saône) contre 18 incidents en 2018 (dont 11 en Haute-Saône)

Le critère B dédié aux travaux sur le réseau HTA augmente à 26,5 mn en 2019 contre 16,9 mn en 2018.

6.1.3 Coupures brèves et très brèves

Les ouvrages exploités par la SICAE Est ont subi 65 coupures brèves en 2019 (contre 47 coupures brèves en 2018) et 117 coupures très brèves en 2019 (contre 87 coupures très brèves en 2018).

Un nombre important de coupures brèves, supérieur ou égal à 5 coupures, est observé sur le départ HTA Martinvelle (PS JUSSEY).

Il est recommandé au concessionnaire d'améliorer la qualité et la clarté des listes de coupures longues (> 3mn) pour incidents et interruptions programmées en apportant plus de détail sur l'ouvrage concerné, le siège et la cause des coupures longues, ainsi que le périmètre concédé concerné.

Il est nécessaire d'indiquer les libellé de poste HTA/BT (coupures BT), durée totale cumulée (NiTi), nombre d'usagers coupés de types C5 et C4, et durée de la coupure.

La liste des sièges et causes de coupures devra être intégrée aux données cartographiques, afin d'affiner les analyses régulières de l'incidentologie et de la qualité de distribution publique d'électricité.

Ces informations ont vocation à améliorer le suivi des coupures et l'inter-comparaison entre années et entre concessions, et à faciliter l'analyse du comportement des ouvrages.

Enfin, l'autorité concédante aurait besoin d'être destinataire des valeurs de critère B à la maille communale.

6.2 La tenue en tension

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

6.2.1 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.

Pour l'exercice 2019, tous les départs HTA exploités par la SICAE Est ont des chutes de tension inférieures à 5%.

La chute de tension maximale déclarée par le concessionnaire est de 2,65% pour le départ Mailley (PS CHARIEZ).

6.2.2 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 la SICAE Est sont les suivants :

Qualité de tension des départs BT des ouvrages exploités par la SICAE Est	2018	2019
Nombre de départs mal alimentés	23	23
Taux de départs mal alientés (%)	1,80%	1,78%
Longueur des tronçons BT en contrainte (m.)	9 224	10 118
Proportion de longueur de tronçons BT en contrainte (%)	1,81%	1,97%
Nombre de clients mal alimentés	221	224
Taux de clients mal alimentés (%)	1,19%	1,21%

En 2019, 224 usagers BT sont considérés comme mal alimentés en terme de qualité de tension, ce qui représente une proportion de 1,21% bien inférieure au seuil réglementaire.

Les ouvrages exploités par la SICAE Est comportent 23 départs BT mal alimentés, qui représentent près de 1,8% du nombre total de départs et près de 2,0% de la longueur totale des départs BT.

Les départs BT les plus impactés sont situés sur les communes de Vellexon-Queutrey-et-Vaudet (27 CMA), Vauconcourt-Nervezain (17 CMA), La Rochelle (33 CMA), Ormoy (19 CMA), Lavigney (10 CMA) et Jussey (51 CMA).

6.3 Les contraintes d'intensité

Les contraintes d'intensité des départs s'apprécient selon la charge maximale des départs constatée par la SICAE Est sur les ouvrages exploités.

En 2019, 52 départs sont en contrainte d'intensité sur une longueur de 5,16 km et pour une charge maximale pouvant s'élever jusqu'à 231%.

Les départs subissant les contraintes les plus fortes sont les suivants :

Source	Départ source	Commune	Poste HTA/BT	Départ BT2	Longueur (m)	Charge max (en %)
Source Jussey	Martinvelle	Aisey-et-Richecourt	H61 EGLISE 01	vers eglise	122	135,4
Source Jussey	Amance	Amance	261 LA JULIENNE 05	TJ Prod SARL Raison	17	230,5
Source Jussey	Cendrecourt	Jussey	94 AVENUE DE LA LIBERATION 16	intermarché	67	137
Source Jussey	Jussey	Jussey	101 CES 20	Rue gambetta coté eglise n paire	83	146,3
Source Jussey	Jussey	Jussey	TJ CHAMPION 27	carrefour	3	185,6
Source Chariez	Mailley	Mailley-et-Chazelot	93 RUE DU STADE 08	entreprise tj	54	136,6
Source Chariez	Raze	Raze	LOT LES MONTANTS 01	Vers Eglise	128	138,1
Source Renaucourt	Lavoncourt	Seveux-Motey	SCIERIE MAILLARD 07	scierie maillard	1	196,4
Source Renaucourt	Fleurey	Vauconcourt-Nervezain	CARREFOUR GRANDECOURT 01	Vers Village	14	144,8

7 LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS

7.1 La valorisation comptable des biens

7.1.1 Biens propres

A fin 2019, les biens propres et postes sources déclarés par la SICAE Est sont les suivants :

Valorisation des biens propres déclarés par la SICAE Est (k€) *Exercice 2019*	Valeur acquisition	Amortissements industriels	Valeur nette comptable	Taux d'amortissement (%)
Agencements installations	1 164 118	716 864	447 254	61,6%
Constructions bâtiments industriels	2 087 750	1 486 850	600 900	71,2%
Logiciels	1 401 595	1 077 709	323 886	76,9%
Matériel et outillage industrie	3 012 916	2 573 064	439 851	85,4%
Matériel informatique	244 307	197 253	47 054	80,7%
Matériel transport	1 525 075	1 190 801	334 273	78,1%
Postes sources - partie HTA intérieure	2 097 836	1 558 317	539 519	74,3%
Postes sources - partie HTB extérieure	2 938 904	2 484 892	454 012	84,6%
Total général	**14 472 500**	**11 285 750**	**3 186 750**	**78,0%**

Les biens propres et postes sources déclarés par la SICAE Est ont une valeur d'acquisition qui s'élève à 14,5 M€ à fin 2019 (contre 12,5 M€ à fin 2018) et amortie à hauteur de 11,3 M€ à fin 2019 (contre 9,4 M€ à fin 2018), soit 78,0% de leur valeur brute (75,3% en 2018).

Leur valeur nette comptable est égale à près de 3,2 M€ à fin 2019 (contre 3,1 M€ à fin 2018).

Le concessionnaire a déclaré davantage de matériels et outillages industrie au cours de l'exercice, avec une valeur d'acquisition présentée à 3 M€ en 2019 contre 1,6 M€ en 2018, ainsi qu'une hausse significative des logiciels dont la valeur d'acquisition est de 1,4 M€ en 2019 contre 1,1 M€ en 2018.

L'inventaire comptable des biens propres (incluant les postes sources) remis par le concessionnaire à l'autorité concédante compile en un même document les biens propres et des biens de reprise utiles à l'exploitation du service.

Il est recommandé à l'autorité concédante et au concessionnaire de distinguer les biens de reprise des biens propres.

7.1.2 Biens de reprise

A fin 2019, le concessionnaire ne remet pas l'inventaire des biens de reprise.

7.1.3 Biens de retour

La valorisation comptable des biens de retour est présentée dans les tableaux et graphiques suivants.

Les valeurs comptables présentées par la SICAE Est regroupent les notions suivantes :

- La valeur brute ou valeur d'acquisition correspond à la valeur d'origine du bien. Seule la valeur brute des biens financés par la SICAE Est et par les tiers (aménageurs, lotisseurs, etc..) est présentée par le concessionnaire. L'inventaire comptable n'indique pas les biens financés par l'autorité concédante ;

- L'amortissement, calculé sur la valeur brute du bien, et constitué de façon linéaire ou dégressive sur sa durée de vie. L'amortissement des biens financés par le concessionnaire est un amortissement industriel, dont la charge est inscrite au passif du compte de résultat.

  Les amortissements du financement du concédant ne sont pas inscrits par le concessionnaire en charges du compte de résultat de l'entreprise, et ne sont pas considérés comme une dépréciation d'actif.

  Les amortissements du financement des tiers (autres que l'autorité concédante) ne sont pas inscrits par le concessionnaire en charges du compte de résultat de l'entreprise, et sont considérés comme une dépréciation d'actif.

  Les mises en immobilisation des ouvrages financés par la SICAE et les tiers depuis 2005 sont amortis de façon linéaire sur les durées suivantes :
  - Réseau HTA DSP et DP et raccordements HTA – BT : 30 ans
  - Postes, transformateurs HTA/BT et organes de coupure : 20 ans
  - Compteurs et disjoncteurs : 8 ou 15 ans
  - Raccordements HTA et BT : 5 ou 20 ans (financement de tiers)

- La valeur nette comptable correspond à la valeur brute des biens financés par le concessionnaire et les tiers diminuée des amortissements industriels pratiqués selon les modes linéaires et dégressifs sur la durée de vie du bien.

7.1.3.1 FOCUS SUR LA VALEUR BRUTE

La valeur brute comptable des biens concédés prend en compte l'ensemble des biens de retour financés par la SICAE Est associés aux concessions DSP et DP sur le périmètre des ouvrages exploités par la SICAE Est sur les départements de la Haute-Saône, de la Haute-Marne et des Vosges, ainsi que les biens de retour financés par les tiers depuis 2018 (hors autorité concédante).

Les biens comprennent les réseaux HTA et BT, les postes de distribution publique HTA/BT, les transformateurs HTA/BT, les compteurs et disjoncteurs et autres ouvrages de branchement.

Les immobilisations des ouvrages concédés inscrites à l'inventaire comptable présenté par la SICAE à fin 2019 se répartissent de la façon suivante :

Valorisation des biens de retour (€) Exercice 2019	Quantité	Valeur Acquisition	Amortissement cumulé	Valeur Nette Comptable
Compteurs disjoncteurs	612	1 329 481	1 122 465	207 016
Postes HTA/BT	495	2 836 844	1 568 264	1 268 580
Raccordements BT inf.36	202	186 237	5 524	180 712
Raccordements BT sup.36	1 856	303 732	13 402	290 329
Raccordements HTA	723	2 232 027	65 061	2 166 966
Réseaux HTA DP-DSP 20 kVA	57 430	23 603 538	8 865 338	14 738 200
Réseaux HTA DSP 30-60 kVA	50	3 803 748	3 647 601	156 147
Total général	**61 368**	**34 295 606**	**15 287 655**	**19 007 951**

La valeur brute des ouvrages concédés inscrits à l'inventaire tenu par la SICAE est constituée des réseaux HTA des concessions DSP et DP (69%) et des réseaux HTA de la concession DSP exclusivement (11%), des raccordements HTA (6,5%), ainsi que des postes HTA/BT (8%), des raccordements BT (1,4%) et des compteurs - disjoncteurs (4%).

Depuis 2018, le concessionnaire immobilise les ouvrages de raccordements HTA et BT financés par les tiers. Ils représentent au total 7,9% de la valeur brute des ouvrages concédés.

Les biens de retour déclarés par la SICAE Est ont une valeur d'acquisition qui s'élève à 34,3 M€ à fin 2019 (32,7 M€ à fin 2018).

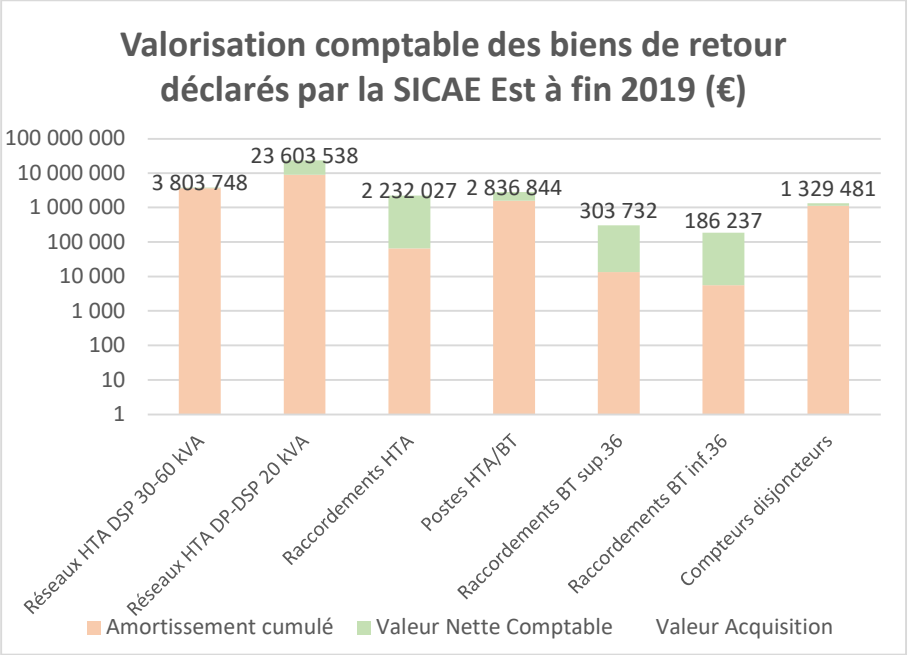
Les sorties d'inventaire des biens abandonnés ou mis au rebut ne sont pas réalisées par le concessionnaire, à l'exception des compteurs et disjoncteurs pour lesquels le retrait est appliqué sur les immobilisations les plans anciennes.

Les valeurs nettes comptables des biens mis au rebus devraient être systématiquement retirées de l'inventaire et comptabilisées en charges au compte de résultat du concessionnaire.

Le concessionnaire a déclaré lors du contrôle que les procédures de retrait des immobilisations au niveau du réseau sont en cours de fiabilisation depuis la mise en cartographie du réseau et l'association de chaque élément du réseau à un code immobilisation. Historiquement, les déposes de réseau n'étaient pas gérées au patrimoine comptable car il n'était pas possible d'identifier les éléments déposés au sein du fichier « Patrimoine Comptable » tenu à jour par le concessionnaire.

7.1.3.2 FOCUS SUR LA VALEUR NETTE COMPTABLE

La ventilation des valeurs brutes, amortissements et valeurs nettes comptables par nature d'ouvrage :



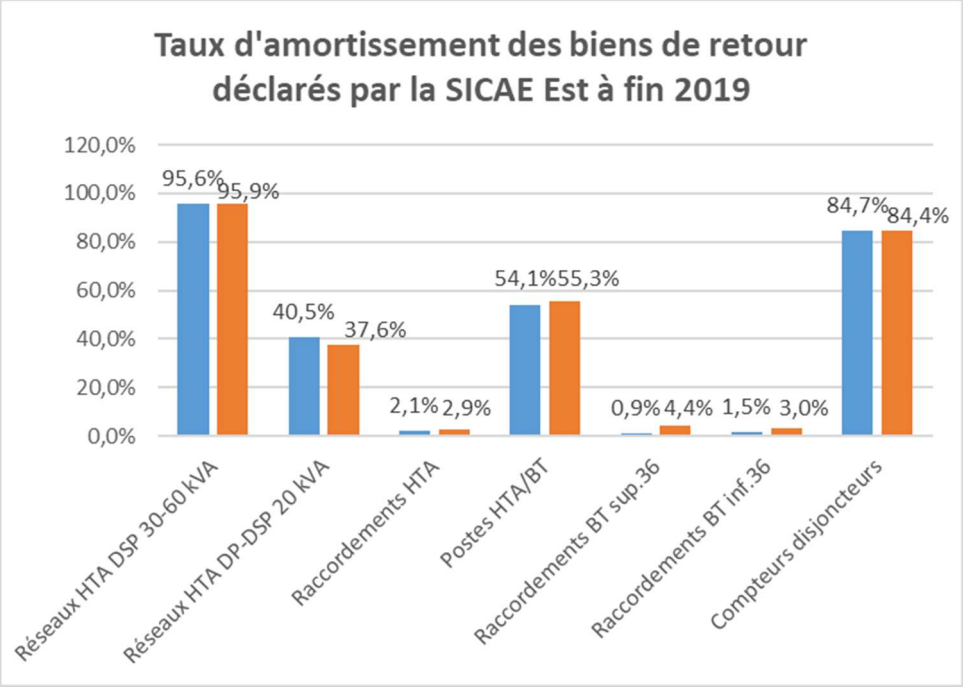
L'amortissement des ouvrages concédés déclarés par le concessionnaire s'élève à 15,3 M€ à fin 2019, ce qui représente 44,6% de la valeur brute totale.

La valeur nette comptable est égale à près de 19,0 M€ à fin 2019.

Il est observé de fortes variations de la valeur d'acquisition et des amortissements des biens de retour déclarés par le concessionnaire pour certaines natures d'ouvrage, sans explication apparente.

Il est recommandé à l'autorité concédante de réaliser un contrôle annuel des inventaires comptable afin de s'assurer de la permanence des présentations et des méthodes par le concessionnaire. A titre d'exemple, les transformateurs HTA/BT et réseaux BT DP ne figurent plus dans l'inventaire transmis par le concessionnaire au titre de l'exercice 2019.

7.1.3.3 FOCUS SUR L'AMORTISSEMENT



L'amortissement a pour but d'assurer le renouvellement des immobilisations, la charge constatée au compte de résultat prévisionnel constituant une ressource alimentant la capacité d'autofinancement.

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 retenu[5].

[5] 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.* »

Les ouvrages HTA DSP 30-60 kV, BT DP ainsi que les compteurs et disjoncteurs sont les plus anciens et sont amortis en quasi-totalité.

Les ouvrages de raccordements HTA et BT mis en service au cours du dernier exercice d'exploitation sont les plus récents et logiquement les moins amortis.

Les biens financés par la SICAE Est, inscrits à l'inventaire depuis 2019, sont amortis sous la forme d'un amortissement industriel et constituent une charge inscrite au passif du compte de résultat du concessionnaire.

Les biens financés par les tiers sont amortis sous la forme d'une dépréciation d'actif et ne constituent pas une charge inscrite au passif du compte de résultat du concessionnaire.

Les plans d'amortissement pratiqués par la SICAE Est par nature de bien sont présentés ci-après :

Régimes d'amortissement des biens déclarés par la SICAE Est *Exercice 2018*	Mode d'amortissement	Durée d'amortissement
Réseau HTA DSP 30-60 kV	Linéaire	1 an
		5 ans
		10 ans
		15 ans
		18 ans
		19 ans
		19 ans 3 mois
		19 ans 6 mois
		20 ans
		21 ans 1 mois
		22 ans 3 mois
		23 ans 3 mois
		25 ans
		40 ans
Réseau HTA DP et DSP	Linéaire	6 ans
		10 ans
		17 ans
		18 ans
		19 ans
		20 ans
		25 ans
		30 ans
Raccordements HTA	Linéaire	5 ans
		20 ans
		30 ans
Postes HTA/BT	Dégressif normal	5 ans
		15 ans
		20 ans
	Linéaire	5 ans
		10 ans
		14 ans
		15 ans
		20 ans

Régimes d'amortissement des biens déclarés par la SICAE Est *Exercice 2018*	Mode d'amortissement	Durée d'amortissement
Transformateurs	Dégressif normal	3 ans
		5 ans
		6 ans
		8 ans
		10 ans
		12 ans
		15 ans
		20 ans
	Linéaire	2 ans
		3 ans
		4 ans
		5 ans
		6 ans
		7 ans
		8 ans
		9 ans
		10 ans
		11 ans
		12 ans
		14 ans
		15 ans
		20 ans
		30 ans
Réseau BT DP	Linéaire	7 ans
		20 ans
		25 ans
Raccordements BT sup.36	Linéaire	20 ans
		30 ans
Raccordements BT inf.36	Linéaire	30 ans
Compteurs et disjoncteurs	Dégressif normal	10 ans
	Linéaire	8 ans
		15 ans

Le concessionnaire pratique deux méthodes d'amortissement :

- **Amortissement linéaire**, régime de droit commun, qui consiste à étaler la charge d'amortissement d'une immobilisation en tranches annuelles égales sur la durée de vie de l'actif. La doctrine considère que l'amortissement linéaire est le mode d'amortissement qui reflète le mieux le rythme de consommation des avantages économiques attendus des biens.

Ce régime d'amortissement a été utilisé par le concessionnaire pour toutes les natures de biens.

- **Amortissement dégressif**, réservé à certaines catégories de biens, qui consiste à pratiquer des annuités d'amortissement d'importance décroissante par l'application d'un coefficient sur la valeur résiduelle de l'immobilisation. Il est le plus souvent utilisé pour accroître sensiblement le montant des déductions fiscales pratiquées au cours des premières années.

  Les catégories de biens éligibles concernent notamment[6] : les matériels et outillages utilisés pour des opérations industrielles de fabrication, de transformation ou de transport ; les matériels de manutention ; les installations productrices de vapeur, chaleur ou énergie

  Ce régime d'amortissement a été dans certains cas utilisé par le concessionnaire pour les postes et transformateurs HTA/BT ainsi que les compteurs et disjoncteurs.

Il est constaté des durées d'utilisation comptable fortement variables pour une même nature d'ouvrage.

A titre d'exemple, les réseaux DSP 30-60 kV ont fait l'objet de durées d'amortissement comprises entre 1 an et 40 ans. A fin 2019, leur taux d'amortissement est de 95,9%, ce qui signifie que la plus grande partie des ouvrages continue à être exploité bien qu'ayant été totalement amortis. Constat équivalent pour les réseaux BT DP, dont les durées d'amortissement sont comprises entre 7 ans et 25 ans, et qui sont amortis en totalité.

En référence, le gestionnaire du réseau public de distribution Enedis – intervenant sur près de 95% du territoire français continental – amortit les réseaux HTA sur 40 ans et les réseaux BT entre 40 ans (aérien nu et souterrain) et 50 ans (aérien torsadé).

Les durées d'utilisation comptable pratiquées sont le plus souvent plus courtes que la durée d'usage des ouvrages communément admise.

Or en pratique, la durée d'amortissement des ouvrages devrait correspondre à la durée à courir jusqu'à son remplacement. Cette durée normale d'utilisation devrait normalement correspondre à la durée comptable.

Toutefois, la durée normale d'utilisation d'un composant peut, dans certaines situations, ne pas correspondre nécessairement à la durée qui sera effectivement utilisée en matière comptable. Les seuls critères pouvant justifier d'une réduction de la durée normale d'utilisation demeurent ceux relatifs aux conditions particulières d'exploitation des immobilisations[7].

Les durées d'utilisation comptable, à partir desquels les amortissements sont calculés, ont été modifiées à de nombreuses reprises.

Les taux sont fixés au moment de la date d'acquisition des éléments. Ils peuvent être reconsidérés au cours de la période d'utilisation dans la mesure où des circonstances nouvelles particulières viennent allonger ou raccourcir cette période et modifier corrélativement la durée primitivement prévue. Mais une telle modification doit être justifiée.

Le Bulletin officiel des impôts indique notamment *« En outre, il n'est pas admis, sauf circonstances tout à fait exceptionnelles, que l'entreprise modifie trop fréquemment la durée d'après laquelle elle calcule ses amortissements. À cet égard, la modification de la durée d'amortissement ne saurait : ni permettre indirectement la déduction d'amortissements différés en période bénéficiaire ; ni avoir de répercussions sur les amortissements compris dans les charges déductibles des exercices antérieurs. »*[8]

---

[6] BOI-BIC-AMT-20-20-20-10 du 12/09/2012
[7] En continuité avec la jurisprudence rendue relative aux dispositions du 2° du 1 de l'article 39 du CGI
[8] BOI-BIC-AMT-10-40-10 du 16/12/2013

7.1.3.4 FOCUS SUR L'ENREGISTREMENT DES PARTICIPATIONS DE TIERS

Les participations de tiers enregistrées par la SICAE Est dans la comptabilité de la concession, dont l'origine de financement provient des collectivités et du SIED70, s'élèvent à 13,3 M€ à fin 2019 et se décomposent de la façon suivante :

Participations de tiers enregistrées par la SICAE Est à fin 2019 (€)	Montant ht travaux	Amortissement	Valeur nette comptable
ANDELARROT	72 445	35 846	36 599
CHAUVIREY LE VIEIL	4 638	1 753	2 885
COURTESOULT	10 238	4 893	5 345
LARRET	4 925	2 203	2 722
MONT LE VERNOIS	246 565	86 635	159 930
NEUREY LES LA DEMIE	23 994	8 685	15 309
PUSEY	267 246	112 523	154 723
PUSY	259 121	102 778	156 343
SIED	9 611 434	1 743 286	7 868 148
SIER de RAY-CENDRECOURT	2 756 001	1 089 631	1 666 369
SIVM LA ROMAINE	55 349	22 672	32 678
Total général	**13 311 957**	**3 210 905**	**10 101 051**

Comme spécifié supra, contrairement à l'article 10 du cahier des charges de concession, les amortissements du financement du concédant et des tiers ne sont pas dotés par le concessionnaire.

7.1.3.5 FOCUS SUR LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

Comme spécifié supra, contrairement à l'article 10 du cahier des charges de concession, le concessionnaire ne constitue plus de provisions pour renouvellement sur les ouvrages concédés à la suite de contrôles fiscaux et de décisions administratives.

7.1.3.6 FOCUS SUR LA VALEUR DE REMPLACEMENT

Conséquence de la non-constitution de dotations aux provisions pour renouvellement, le concessionnaire ne calcule pas de valeur de remplacement représentant l'estimation du coût du remplacement du bien à fonctionnalités et capacités identiques.

7.2 La qualité de l'inventaire des biens de retour

Le concessionnaire est tenu de fournir à l'autorité concédante toute information utile sur les biens de la concession, afin de lui permettre d'exercer son contrôle sur le service public concédé. Il est donc tenu de transmettre à l'autorité concédante, à sa demande, un inventaire des biens de la concession[9].

Les règles comptables applicables aux contrats de concession sont issues du guide comptable des entreprises concessionnaires approuvé en 2016 par l'Autorité des normes comptables, qui prévoit que l'ensemble des biens mis dans la concession est inscrit à l'actif du bilan du concessionnaire quelle que soit la maîtrise d'ouvrage : *« Les biens mis dans la concession par le concédant ou par le concessionnaire sont inscrits à l'actif du bilan de l'entité concessionnaire. »*[10].

Il est constaté l'absence d'inventaire exhaustif des ouvrages concédés.

Or l'article 2 du cahier des charges de concession précise que *« Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, 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 […] »*.

De même l'article 10 du cahier des charges indique que *« 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, […] »*.

En effet, les immobilisations comptables des ouvrages concédés ne comprennent pas les biens financés par l'autorité concédante et les tiers (aménageurs, lotisseurs, particuliers, …), à l'exception des ouvrages de raccordement HTA et BT mis en service depuis l'exercice 2018.

Il est constaté l'absence d'inventaire localisé et détaillé des ouvrages concédés tel que prévus par l'article 153 de la loi TECV, le décret n°2016-496 du 21 avril 2016 et l'arrêté du 10 février 2020.

En effet, les immobilisations comptables ne sont pas localisées par concession (concession DSP et concessions DP Haute-Saône, Haute-Marne ou Vosges) et par commune (indication du code INSEE), et ne sont pas détaillées par nature d'ouvrage (par exemple : aérien nu, aérien torsadé, souterrain pour les réseaux).

En résumé :

L'absence d'inventaire exhaustif des biens concédés, faisant apparaître les biens de retour par concession et par origine de financement, rend impossible le contrôle des amortissements et le calcul d'un éventuel « ticket de sortie » de la concession.

[9] Conseil d'Etat, Assemblée, 21/12/2012, req. n°342788, Cne de Douai, publiée au recueil Lebon
[10] Plan Comptable Général, section 3 « Immobilisations faisant l'objet d'une concession de service public et résultat de la concession », article 393-1-2 « Immobilisations et résultat »

Il est demandé au concessionnaire d'améliorer l'exhaustivité et la précision des immobilisations portées à l'inventaire comptable des biens concédés, qui servent aussi bien à la prise de décisions de la SICAE Est qu'à l'information des autorités concédantes et des tiers.

Il s'agit de rassembler et recouper toutes les informations disponibles, quel que soit leur source (notamment par rapprochement des inventaires technique et comptable), afin de garantir la consistance du patrimoine et vérifier l'exactitude et la précision de sa traduction comptable.

Les améliorations devant être progressivement apportées à l'inventaire comptable consistent à intégrer les ouvrages financés par l'autorité concédante et les tiers, et à préciser les immobilisations par concession, par localité, par nature d'ouvrage détaillée, par état de service et par origine de financement.

7.3 Les droits du concédant

Les droits du concédant correspondent à la part des immobilisations nettes financée par l'autorité concédante et les tiers, et regroupent au passif du Bilan du concessionnaire :

- le financement du concédant récupéré sur les usagers et utilisé pour le renouvellement des biens (amortissements et provisions) ainsi que les remises gratuites du concédant
- les amortissements récupérés sur le tarif mais non utilisé pour le renouvellement des biens

Les amortissements non utilisés du financement du concédant, constituant les droits du concédant, peuvent être restitués au concédant en fin de contrat.

Comme spécifié au supra, les droits du concédant ne sont pas constitués par le concessionnaire, malgré la décision qu'avait prise par le Conseil d'Administration de la SICAE Est du 28 novembre 2013.

Il est recommandé à l'autorité concédante de se rapprocher du concessionnaire afin de mettre tous les moyens en œuvre pour constituer les droits du concédant.

7.4 L'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat

Il est envisageable que les biens de retour n'aient pas été amortis au terme du contrat, soit parce que la durée nécessaire à leur amortissement est supérieure à la durée du contrat prévue par les parties[11], soit parce que, en cours d'exécution, des investissements supplémentaires ont été mis à la charge du concessionnaire.

L'indemnisation du concessionnaire correspond à une créance liée à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire à la date de leur remise à l'autorité concédante, sous réserve que le coût des investissements non amortis ainsi évalué ne soit pas supérieur à la valeur réelle des biens.

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

[11] Conseil d'Etat, 04/07/2012, req. n°352417, Cté d'agglomération de Chartres métropole

Comme spécifié supra, le concessionnaire n'ayant pas intégré à l'inventaire comptable les remises gratuites du concédant et des tiers, n'ayant pas distingué les biens par concession, et n'ayant pas constitué de provisions pour renouvellement, le montant de l'indemnisation de fin de contrat est partiellement calculé à la valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire.

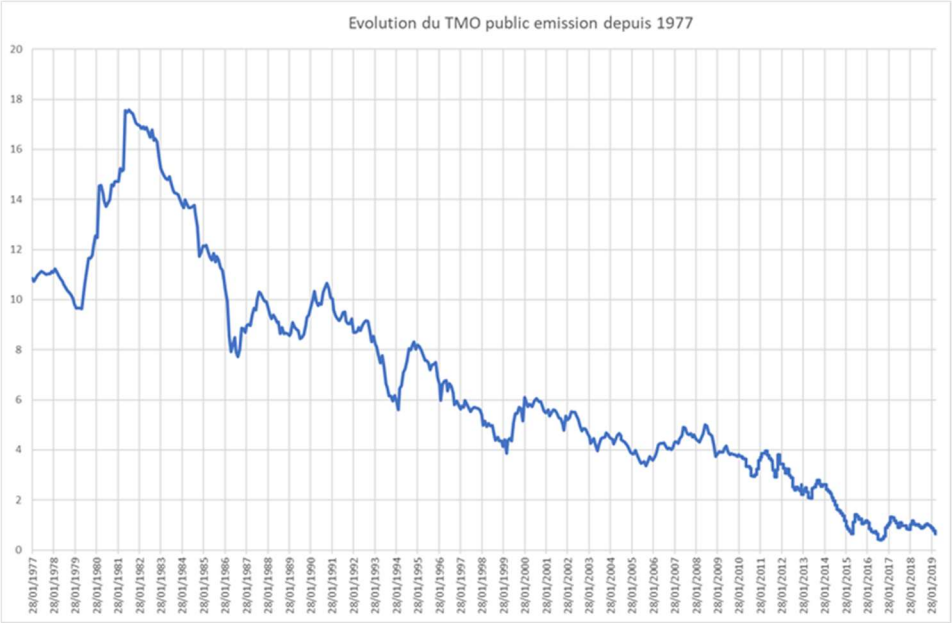
Il conviendra de compléter ce calcul par la déduction de l'amortissement des financements du concédant établie à partir des recoupements que réalisera le concessionnaire pour reconstituer les biens de la concession DP réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SIED70 et des tiers.

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.

Par exemple, l'évolution du TMO multiplie 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-contre :



L'indemnisation théorique non réévaluée du concessionnaire est égale à la valeur nette comptable des ouvrages financés par la SICAE Est, soit 19 M€ à fin 2019.