



PROTOCOLE TRANSACTIONNEL

ENTRE

ENEDIS

ET

L'UNION DES SECTEURS D'ÉNERGIE DU DÉPARTEMENT DE L' AISNE (USEDA)



LE PRÉSENT PROTOCOLE EST CONCLU ENTRE

La société Enedis, société anonyme au capital de 270.037.000 euros, immatriculée au RCS de Nanterre sous le n°444 608 442, dont le siège est Tour ENEDIS – 34, place des Corolles – 92079 Paris La Défense cedex, représentée par Mme Véronique PAULY, Directrice Régionale Picardie, dûment habilitée,

Ci-après dénommée "**Enedis**"

DE PREMIERE PART,

ET

L'Union des Secteurs d'Energie du Département de l'Aisne, dont le siège est situé au 1 Rue Turgot, 02007 Laon, représentée par son Président en exercice, Monsieur Jean-Claude BERAUX, dûment habilité à l'effet des présentes par délibération du Comité syndical du 2 juillet 2024,

Ci-après dénommée "**l'USEDA**"

DE SECONDE PART.

Enedis et l'USEDA sont individuellement dénommés une "**Partie**" et collectivement les "**Parties**".

SOMMAIRE

EXPOSÉ PRÉALABLE	4
1. OBJET DU PROTOCOLE.....	6
2. CONCESSIONS RECIPROQUES.....	6
3. DESISTEMENT.....	8
4. PORTÉE DU PROTOCOLE	9
5. ENGAGEMENTS DES PARTIES	10
6. FRAIS	10
7. RÈGLEMENT DES LITIGES	10
8. CONFIDENTIALITE.....	10
9. PRISE D'EFFET.....	11
10. LISTE DES ANNEXES	11

EXPOSE PREALABLE

L'USEDA est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité sur son territoire.

La distribution publique d'électricité a été confiée à EDF, à laquelle Enedis se trouve légalement substituée pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, par un contrat de concession conclu le 6 janvier 1995 et dont le terme est fixé au 8 janvier 2025 (ci-après « le Contrat »).

L'USEDA, qui considère qu'Enedis n'a pas respecté certaines de ses obligations au titre de l'exécution du Contrat, a déposé devant le tribunal administratif d'Amiens une requête enregistrée au greffe le 30 mars 2023 sous le n°2301011-3 aux termes de laquelle elle demande :

- D'enjoindre à la société Enedis, par application des stipulations des articles 10 et 31 du cahier des charges de la concession la liant à l'USEDA, de constituer les provisions pour renouvellement pour l'ensemble des biens concédés dont le renouvellement doit intervenir avant le terme normal du contrat et ce, depuis la mise en service desdits ouvrages ;
- D'enjoindre à la société Enedis, dans le cadre de la constitution des provisions pour renouvellement de l'ensemble des biens de la concession de compléter les montants de provision des ouvrages déjà amortis en actualisant leurs valeurs de remplacement depuis la date de la fin de leur plan d'amortissement ;
- D'enjoindre à la société Enedis, dans le cadre de la constitution des provisions pour renouvellement de l'ensemble des biens de la concession de tenir compte de l'évolution technique dans la mise à jour annuelle des valeurs de remplacement des ouvrages et de compléter les provisions en fonction ;
- D'enjoindre à la société Enedis de faire une application cohérente des tables de probabilités utilisées pour pondérer la constitution des provisions pour renouvellement en considérant que des ouvrages dont le terme d'amortissement est postérieur à celui du contrat peuvent être renouvelés avant ledit terme et de compléter les provisions en fonction ;
- D'enjoindre à la société Enedis, par application des stipulations de l'articles 31 du cahier des charges de la concession la liant à l'USEDA, de constituer des amortissements au financement du concédant pour l'ensemble des biens concédés, et ce, depuis la mise en service desdits ouvrages ;
- D'enjoindre à la société Enedis, de modifier dans les comptes de la concession de l'USEDA le traitement comptable des contributions aux raccordements en les comptabilisant, au passif, en financements du concédant ;
- D'enjoindre à la société Enedis, sous astreinte de 10.000 euros par jour de retard à compter d'un délai de deux mois à compter de la notification de la décision à intervenir, par application des stipulations des articles 10 et 31 du cahier des charges de la concession la liant à l'USEDA, de réintégrer dans les comptes de la concession de

l'USEDA l'ensemble des passifs irrégulièrement omis, susvisés, et d'en justifier auprès de l'USEDA, notamment par la présentation au Syndicat des rapports du délégataire rectifiés sur ces points, et par voie de conséquence, de ses comptes sociaux régularisés;

- De condamner la société Enedis à verser à l'USEDA la somme de 5.000 euros au titre de l'article L. 761-1 du Code de justice administrative.

Enedis conteste les manquements contractuels qui lui sont reprochés.

A l'approche de l'échéance du Contrat et alors que les Parties sont en voie de finaliser la conclusion d'un nouveau contrat de distribution publique d'électricité (ci-après « **le Nouveau Contrat** »), les Parties se sont rapprochées en vue de trouver une issue amiable à leur différend.

C'est ainsi que les Parties, au terme de concessions réciproques, sont convenues de conclure le présent protocole d'accord transactionnel (ci-après « **le Protocole** »).

CELA EXPOSÉ, IL A ÉTÉ ARRÊTÉ ET CONVENU CE QUI SUIT :

1. OBJET DU PROTOCOLE

Le présent Protocole a pour objet de mettre fin au litige qui oppose les Parties dans le cadre de l'instance enregistrée au greffe du tribunal administratif d'Amiens le 30 mars 2023 sous le n°2301011-3, et d'acter les engagements que la société Enedis accepte de prendre dans le cadre du Nouveau Contrat en contrepartie de l'engagement de l'USEDA de se désister de ladite instance.

2. CONCESSIONS RECIPROQUES

Afin de régler à l'amiable le litige qui les oppose, les Parties ont chacune accepté des concessions réciproques.

2.1. Enedis s'engage à accepter que le Nouveau Contrat stipule à sa charge les obligations suivantes :

- Mise en œuvre d'un schéma directeur des investissements et d'un premier programme pluriannuel d'investissements, qui figureront dans l'annexe 2 au cahier des charges du Nouveau Contrat, lequel sera conclu pour une durée de 25 ans et dont le contenu sera conforme aux annexes 4 et 5 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- Répartition de la maîtrise d'ouvrage, qui sera décrite dans l'article 5 de l'annexe 1 au cahier des charges du Nouveau Contrat et sera conforme à la répartition figurant en annexe 1 du Protocole.

2.2. Enedis s'engage à conclure une convention pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement, dont le contenu sera conforme à l'annexe 6 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties, définissant le cadre de coopération entre les Parties pour la période 2025-2029 et prévoyant une contribution financière de sa part au

bénéfice de l'USEDA centrée sur les enjeux de son territoire, et plus particulièrement la résorption des fils nus basse tension.

- 2.3.** Enedis s'engage également à intégrer dans l'annexe 1 au cahier des charges du Nouveau Contrat une clause ainsi rédigée :

« Dans l'éventualité où il résulterait d'une décision de justice devenue définitive des évolutions dans l'interprétation des obligations pesant sur le concessionnaire au titre du précédent contrat, conclu le 6 janvier 1995, en matière de constitution des passifs relatifs aux ouvrages concédés, les parties conviennent de se rencontrer, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences. »

- 2.4.** Les Parties s'engagent à signer le Nouveau Contrat dans le délai d'un (1) mois à compter de l'expiration des délais de recours à l'encontre du Protocole ou de la délibération approuvant le Protocole, le Protocole devant être signé par les Parties dans les plus brefs délais après l'adoption de la délibération, ce Nouveau Contrat comprenant les actes suivants :

- La convention de concession, qui sera conforme à l'annexe 8 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- Le cahier des charges, qui sera conforme à l'annexe 9 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- L'annexe 1 au cahier des charges, qui sera conforme à l'annexe 1 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- L'annexe 2A au cahier des charges, relative aux dispositions locales relatives aux schéma directeur des investissements, programmes pluriannuels d'investissements, programmes annuels d'investissements, qui sera conforme à l'annexe 2 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- L'annexe 2B au cahier des charges, relative au diagnostic technique, qui sera conforme à l'annexe 3 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;

- L'annexe 2C au cahier des charges, relative au schéma directeur des investissements, qui sera conforme à l'annexe 4 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- L'annexe 2D au cahier des charges, relative au premier programme pluriannuel des investissements, qui sera conforme à l'annexe 5 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;

ainsi que :

- Une convention relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, qui sera conforme à l'annexe 6 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- Une convention relative à la communication de données récurrentes, qui sera conforme à l'annexe 10 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties ;
- Une convention cartographique « moyenne échelle », qui sera conforme à l'annexe 11 du Protocole, sauf meilleur accord des Parties.

2.5. En contrepartie des engagements d'Enedis stipulés aux paragraphes 2.1, 2.2, 2.3 et 2.4 ci-avant, qui constituent un ensemble indissociable, l'**USEDA** s'engage à renoncer définitivement à l'ensemble de ses demandes présentées dans le cadre de la requête enregistrée au greffe du tribunal administratif d'Amiens le 30 mars 2023 sous le n°2301011-3 dans les conditions définies à l'article 3 ci-après.

3. DESISTEMENT

3.1. L'**USEDA** s'engage à se désister, d'instance et d'action, de l'ensemble de ses demandes présentées dans le cadre de l'instance enregistrée au greffe du tribunal administratif d'Amiens le 30 mars 2023 sous le n°2301011-3 dans un délai de douze (12) jours ouvrés à compter de l'expiration des délais de recours contre le Protocole.

3.2. Ce désistement d'instance et d'action est réalisé sans préjudice, pour l'**USEDA**, de la mise en œuvre de la clause qui sera intégrée dans le Nouveau Contrat et dont le contenu sera conforme à l'article 2.3 du Protocole, l'action que l'**USEDA**

se réserve d'engager ne pouvant s'inscrire que dans le cadre de cette clause, en cas d'échec des parties à tirer les conséquences de la décision de justice devenue définitive qui y est visée.

3.3. Enedis s'engage à accepter purement et simplement ce désistement dans un délai de huit (8) jours calendaires à compter de la réception de la notification par le tribunal administratif d'Amiens du désistement de l'USEDA.

3.4. Les Parties s'engagent à renoncer chacune aux éventuelles demandes formulées sur le fondement de l'article L. 761-1 du code de justice administrative.

4. PORTEE DU PROTOCOLE

Le Protocole vaut transaction au sens des articles 2044 et suivants du Code civil et plus particulièrement de l'article 2052 aux termes duquel *« la transaction fait obstacle à l'introduction ou à la poursuite entre les parties d'une action en justice ayant le même objet »*.

En particulier, les Parties reconnaissent que la présente transaction a, entre elles, autorité de la chose jugée en dernier ressort. Elle ne pourra pas être attaquée, ni pour cause d'erreur de droit, ni pour cause de lésion.

Par la conclusion du Protocole et en contrepartie des concessions réciproques consenties de part et d'autre, les Parties, sous réserve de la parfaite exécution des engagements par elles souscrits au titre du Protocole, les unes à l'égard des autres, se reconnaissent remplies de l'intégralité de leurs droits dans le cadre de la discussion du Nouveau Contrat et renoncent, en conséquence, à toute demande, réclamation ou action quelle qu'elle soit, née ou à naître, sans préjudice de la mise en œuvre de la clause intégrée au Nouveau Contrat et dont le contenu sera conforme à l'article 2.3 du Protocole.

5. ENGAGEMENTS DES PARTIES

Les Parties s'engagent à exécuter le Protocole de bonne foi et avec toutes les diligences possibles, de telle sorte que nul ne pourra ainsi se prévaloir d'une stipulation isolée et l'opposer à l'autre indépendamment du tout.

Celle des Parties qui, en contradiction avec les termes du Protocole, ne respecterait pas une seule des conditions sera tenue, conformément à l'article 1231-5 du Code Civil, à titre de sanction civile, à une indemnisation à verser à l'autre Partie correspondant au préjudice subi du fait de son inexécution, sans préjudice du droit pour cette dernière de faire valoir le caractère définitif, au sens de l'article 2052 du Code Civil, du Protocole.

6. FRAIS

Les Parties conservent à leur charge les frais exposés pour faire valoir leurs droits dans le cadre de l'instance n°2301011-3 et de la négociation du Protocole.

7. REGLEMENT DES LITIGES

Le tribunal compétent pour connaître des litiges relatifs à l'existence ou à l'exécution du Protocole est le tribunal administratif d'Amiens.

En cas de litige entre les Parties, ces dernières conviennent toutefois qu'elles tenteront de trouver une solution amiable avant toute saisine du tribunal dans un délai de deux mois suivant la saisine de l'autre Partie par la Partie la plus diligente.

8. CONFIDENTIALITE

Les Parties s'obligent à conserver au Protocole un caractère strictement confidentiel sous les réserves ci-après.

Elles s'interdisent toute divulgation à des tiers autre que celle nécessitée par son approbation en séance publique ou son exécution ou par l'application des textes législatifs ou réglementaires en vigueur, et autre que celle qui s'imposerait pour l'exécution du Nouveau Contrat.

9. PRISE D'EFFET

Le Protocole prend effet à compter de sa notification par l'USEDA à Enedis et EDF, après signature et accomplissement par l'USEDA des formalités de transmission au contrôle de légalité, ces notifications et formalités devant être accomplies par l'USEDA avec diligence.

10. LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Annexe 1 du Nouveau Contrat

Annexe 2 : Annexe 2A du Nouveau Contrat

Annexe 3 : Annexe 2B du Nouveau Contrat

Annexe 4 : Annexe 2C du Nouveau Contrat

Annexe 5 : Annexe 2D du Nouveau Contrat

Annexe 6 : Convention relative à l'intégration des ouvrages pour l'environnement

Annexe 7 : Contenu du courrier d'EDF

Annexe 8 : Convention de concession du Nouveau Contrat

Annexe 9 : Cahier des charges du Nouveau Contrat

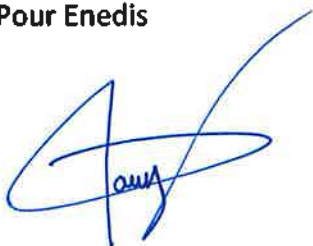
Annexe 10 : Convention relative à la communication de données récurrentes

Annexe 11 : Convention cartographique « moyenne échelle »

Fait en quatre exemplaires originaux

A Laon, le 8 juillet 2024

Pour Enedis



Véronique PAULY

Directrice Régionale Picardie

Pour l'USEDA



Jean-Claude BERAUX

Président

PRÉFECTURE DE L'AISNE

11 JUIL. 2024

ACCUEIL



PRÉFECTURE DE L'Yonne
11 JUIN 2024
ACQUIT

ANNEXE 1

ARTICLE 1 OBJET

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

ARTICLE 2 REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

- les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,

- les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
- l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **R₁** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L_C**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole² ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - si l'autorité concédante est une métropole² ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;

¹ Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

² Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

- **ING₀**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année 1994, c'est-à-dire la valeur ING₀ du contrat de concession signé entre les parties le 6 janvier 1995, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
- **ING**, index « ingénierie »³ ;

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

2.2.2.1. Part R1 calculée

a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où **R1₁** désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et **L_{C1}**, **P_{C1}**, **P_{D1}** et **ING₁** désignent respectivement les valeurs **L_C**, **P_C**, **P_D** et **ING** retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement $(1 + P_{C1}/P_{D1})$ ne peut excéder 2.

Le montant de **R1₁** * ainsi calculé est de 818714 € euros, par application des valeurs suivantes :

- **L_{C1}** : 12087,46
- **P_{C1}** : 486356
- **P_{D1}** : 493528
- **D** : 25 ans
- **ING₁** : 132,5
- **ING₀** : 71,4

où **ING₁** est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

* Le montant R1 est estimé à partir des valeurs connues au 31/12/2023. Ce montant estimé sera actualisé après publication des valeurs ci-dessus au 31 décembre de l'année précédant l'entrée en vigueur du présent contrat, par échange de courrier entre les parties.

b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- **R1_n**, **L_{Cn}**, et **P_{Cn}** désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année *n* et les valeurs **L_C** et **P_C** retenues pour ledit calcul en année *n* ;
- **R1_{n-1}**, **L_{Cn-1}**, **P_{Cn-1}** et **ING_{n-1}** désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs **L_C**, **P_C** et **ING** retenues pour ledit calcul en année *n-1* ;
- **ING_n** valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*.

³ Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année n , $R1_n$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{01} et de P_{C1} correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $R1_n$ de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant $R1$ calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

a- Montant minimal de la part R1

Le montant $R1_n$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession (P_c)	Montant minimal de $R1_n$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

Au titre des années suivantes, le montant $R1_n$ calculé au titre de l'année n ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}))] / 3.$$

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $R1_n$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 $\times (0,15 + 0,85 \text{ ING}_1 / \text{ING}_0)$ euros, soit [XXX] euros ;
- ou 600 000 $\times (0,15 + 0,85 \text{ ING}_1 / \text{ING}_0)$ euros, soit [XXX] euros, lorsque la valeur de $(1 + P_{C1} / P_{D1})$ est égale à 2.

Au titre des années suivantes, le montant $R1_n$ calculé au titre de l'année n ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0,15 + 0,85 \text{ ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de R2 fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
 - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
 - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe (annexe A) , mentionnant notamment la totalité des coûts exposés⁴ et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole⁵ ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
- si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
- si l'autorité concédante est une métropole⁵ ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la

⁴ Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

⁵ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.

ING_n, index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*⁶ ;

- **ING₂₀₁₆**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;

- **I**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans le terme I des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité au terme I, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ce terme.

Le montant à prendre en compte au titre du terme I est déterminé :

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés⁴ et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,

⁶ Pour toute valeur de *n* supérieure à 1.

- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres de l'autorité concédante.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte au titre du terme I en année n ne peut excéder la plus élevée des deux valeurs suivantes :
4 euros ou $4 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme I au titre de l'année n n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année $n+1$.

2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

2.3.2.1. Part R2 calculée

L'autorité concédante peut opter en début de contrat et à titre définitif pour l'une des formules de calcul ci-dessous :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

ou

$$R2 = (0,5 B + 0,2 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Par exception, l'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

A la date de prise d'effet du contrat, l'autorité concédante retient pour le calcul de la part R2 la formule suivante :

$$R2 = (0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c / P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)$$

2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice n est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1. ci-dessus au titre de l'exercice n et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

L'annexe B de la présente Annexe rappelle en outre l'accord-cadre national entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession du 28 juin 2019, qui complète la présente annexe 1.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire n , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année $n-1$, dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$ euros,

où :

- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n ;
- ING_{2009} valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

A la date à laquelle la départementalisation deviendra effective, les parties conviendront par voie d'avenant de la répartition de la majoration pour départementalisation entre les parts R1 et R2 de la redevance de concession, le montant de cette majoration étant de 300 000 euros.

Le montant affecté à la part R1 ne peut être inférieur à 100 000 Euros.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- la majoration départementale calculée chaque année n dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée l'année d'entrée en vigueur de l'avenant actant la départementalisation ;
- le montant de la part R1 à verser chaque année dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

2.5. Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de L_c . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1^{er} juillet de ladite année par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

ARTICLE 3 REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

A - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année n ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année n , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année n , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année $n+1$.

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

L'accord entre les parties sur la période 2025-2029 fait l'objet de la convention relative à l'application de l'article 8 du cahier des charges signée concomitamment au contrat de concession.

B - Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans un périmètre de 500 m autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les réserves naturelles et les secteurs sauvegardés.

b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 75 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 40 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

ARTICLE 5
MAITRISE D'OUVRAGE

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes		
		Urbaine A	Urbaine B	Rurale C
Renforcements				
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé, y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	Enedis	USEDA
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA, et si nécessaire travaux BT associés	Enedis	Enedis	Enedis
Sécurisation				
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis	USEDA
Raccordement				
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Enedis	Enedis
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale) et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	Enedis : renforcement BT et HTA USEDA : extension hors renforcement	USEDA
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale, et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	Enedis : renforcement BT et HTA USEDA : extension hors renforcement	USEDA
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de		Enedis : renforcement BT et HTA	

	consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC, et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	USEDA : extension hors renforcement	USEDA
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective d'une ZAC, et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	Enedis : réseau HTA + Poste DP + renforcement USEDA : extension BT hors renforcement	Enedis : réseau HTA + Poste DP + renforcement USEDA : extension BT hors renforcement
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement), et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé y compris travaux de liaison au réseau HTA associés	Enedis	Enedis : renforcement BT et HTA USEDA : extension hors renforcement	USEDA
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis	Enedis : renforcement USEDA : extension hors renforcement
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs et leurs équipements associés comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	Enedis	Enedis Renforcement USEDA Extension hors renforcement	Enedis : renforcement USEDA : extension hors renforcement
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension	Enedis	Enedis : dérivation individuelle USEDA : liaison réseau	Enedis : dérivation individuelle USEDA : liaison réseau
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
	Branchement BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation suite à extension	Enedis	Enedis	Enedis : dérivation individuelle USEDA :

				liaison réseau
	Branchement BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs et leurs équipements associés comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation suite à extension	Enedis	Enedis : dérivation individuelle USEDA : liaison réseau	Enedis : dérivation individuelle USEDA : liaison réseau
Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis : renforcement BT + dérivation individuelle USEDA : extension BT + liaison réseau	Enedis : dérivation Individuelle USEDA : extension et renforcement BT + liaison réseau
	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis : renforcement BT + dérivation individuelle USEDA : extension BT + liaison réseau	Enedis : dérivation individuelle USEDA : extension et renforcement BT + liaison réseau
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT	USEDA pour l'effacement de tronçons BT au titre de l'intégration des ouvrages BT dans l'environnement, en cas de chantier impliquant plusieurs maîtres d'ouvrage, l'USEDA bénéficiant de la participation financière d'une collectivité ou d'un groupement de communes membre de l'USEDA Enedis sinon	USEDA	USEDA
	Effacement HTA	Enedis	Enedis Par exception :	Enedis Par exception : USEDA, dans le cadre

			USEDA, dans le cadre d'un effacement de réseau BT*	d'un effacement du réseau BT *
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis	Enedis

Au titre de l'enfouissement des réseaux BT, l'USEDA peut enfouir des réseaux HTA.

Chaque année, un bilan du kilométrage HTA effectivement enfoui par l'autorité concédante est établi dans le cadre du suivi du PPI.

Dès qu'il est constaté que l'USEDA a enfoui en cumul plus de 35 km de linéaire HTA sur la période pluriannuelle de 5 ans (la première s'entendant de 2025 à 2029), les travaux HTA supplémentaires qui auront été enfouis sous maîtrise d'ouvrage de l'USEDA ne seront pas éligibles à la part R2 de la redevance de concession.

B) Définitions

Dans le tableau ci-dessus, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

Commune rurale (catégorie C) : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

- Communes urbaines de catégorie A : communes relevant du régime urbain de l'électrification sauf celles de la catégorie B
- Communes urbaines de catégorie B : communes relevant du régime urbain de l'électrification qui reversent à l'autorité concédante au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque l'autorité concédante conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'elle collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35%.

A compter du 1^{er} janvier 2023, la part communale de la TICFE se substitue à la TCCFE pour l'application des définitions ci-dessus.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le

remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou inter communale) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation, à l'exception d'une installation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs et de leurs équipements associés comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultanée avec le raccordement d'un bâtiment public neuf et de ses équipements associés.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultanée avec un bâtiment public neuf et de ses équipements associés).

Liaison au réseau et dérivation individuelle : Ces termes sont définis par la norme NF C14-100 comme suit :

- « Liaison réseau » : partie de branchement reliant le point de raccordement au réseau au premier appareil de sectionnement ou de protection du branchement (CCPI) ; ce premier appareil fait partie de la liaison au réseau ;

- « Dérivation individuelle » : canalisation issue d'un CCPI (coupe circuit principal individuel) et desservant un seul point de livraison.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

ARTICLE 6

MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

ARTICLE 7

TRAVAUX SOUS TENSION

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

ARTICLE 8

COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

1° Caractéristiques de la concession

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
 - Longueur des fils nus de faibles sections ($\leq 14 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ et $\leq 22 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
 - dont poste sur poteau H61
 - dont poste cabine haute
 - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA
 - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
 - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
 - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA
 - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA réalisés
 - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel⁷ (en minutes)
 - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
 - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
 - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)

⁷ Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

- dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté⁸
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
 - Raccordement
 - Relève et facturation
 - Accueil
 - Intervention techniques et mises en service
 - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - Nombre d'appels reçus
 - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA

⁸ Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1^{er} de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret 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 ou supérieure à 110% de la tension nominale.

- des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
- des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36 kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
 - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
 - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes,
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
 - Charges calculées :
 - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - autres amortissements,
 - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute des ouvrages
 - Amortissement cumulés
 - Valeur nette comptable
 - Provisions pour renouvellement cumulées
 - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute au 1^{er} janvier
 - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets

- Retraits en valeur brute dans l'année
- Valeur brute au 31 décembre
- o Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- o Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

1° Caractéristiques de la concession

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation⁹ des clients de la concession au 31 décembre
 - o par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - o par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
 - o par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice

⁹ Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹⁰, au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale¹¹
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites¹² reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹³ :
 - o Accueil
 - o Contrat
 - o Facturation
 - o Qualité de fourniture et réseau
 - o Recouvrement
 - o Relation avec le distributeur
 - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

3° Eléments financiers de la concession :

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

¹⁰ A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹¹ A la date de signature du présent contrat : du 1^{er} janvier au 31 mars inclus et du 1^{er} novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

¹² Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

¹³ Répartition à la date de la signature du présent contrat.

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

ARTICLE 9

EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) qu'il est désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.

Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à deux mois¹⁴ à compter de la demande d'informations.

B) Organisation de la mission de contrôle

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

C) Déroulement de la mission de contrôle

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

D) Informations sensibles

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté¹⁵ à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.

Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

¹⁴ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

¹⁵ Conformément à la législation en vigueur

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de six semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de quatre semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

ARTICLE 10

MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU

A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1^{er} du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque¹⁶ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

¹⁶ Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;
- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoirement en écart par rapport à la situation initiale.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1^{er} juin de chaque année civile.

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

ARTICLE 12

CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévue aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

ARTICLE 13

AUTRES ADAPTATIONS LOCALES DU CONTRAT

Article 13.1. Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Dans l'éventualité où il résulterait d'une décision de justice devenue définitive des évolutions dans l'interprétation des obligations pesant sur le Concessionnaire au titre du précédent contrat, conclu le 6 janvier 1995, en matière de constitution des passifs relatifs aux ouvrages concédés, les Parties conviennent de se rencontrer, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences.

Article 13.2. Fourniture, mise en place et entretien des coffrets de branchement pour attractions et stands forains

Conformément à un usage établi entre les parties antérieurement à la signature du présent contrat, lorsque la fourniture et la mise en place des coffrets de branchement pour attractions et stands forains et destinés à rester à demeure est réalisée par l'autorité concédante, alors la maintenance de ces coffrets de branchement, pour attractions, et stands forains et destinés à rester à demeure, est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Article 13.3. Fiabilisation de l'inventaire des ouvrages concédés

Prenant acte des constats opérés lors du diagnostic du réseau, élaboré afin de préparer le Schéma Directeur des Investissements prévu à l'article 11 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution mène des actions spécifiques de consolidation de l'inventaire relatif à certains ouvrages de la concession et détaillées ci-après. Des communications régulières concernant l'avancement de ces actions d'amélioration seront effectuées par le gestionnaire du réseau de distribution auprès de l'autorité concédante.

Concernant les branchements : le gestionnaire du réseau de distribution a lancé depuis 2018 un inventaire des différents composants des branchements ; Il travaille actuellement à la finalisation de l'inventaire des liaisons réseaux, dérivations individuelles et disjoncteurs. La communication du résultat de cet inventaire et de ses impacts sera réalisée dans les comptes-rendus annuels d'activité.

S'agissant du réseau BT Fils Nus : une démarche de fiabilisation de l'inventaire du réseau BT Fils Nus a également été engagée sur le territoire de la concession. La mise à jour de la base technique a été réalisée et les résultats ont été présentés à l'autorité concédante le 28 novembre 2022.

Le gestionnaire du réseau de distribution travaille désormais à la mise à jour de la base comptable et présentera les résultats de ces travaux à l'autorité concédante.

Par ailleurs, l'autorité concédante peut contribuer à la fiabilisation au fil de l'eau des données du patrimoine concédé, tant en sa qualité de maître d'ouvrage des travaux sur le réseau concédé, par l'amélioration de la collecte des données cartographiques des travaux réalisés, que dans le cadre de l'exercice du contrôle, en informant le concessionnaire des écarts constatés entre les données issues de l'inventaire et les informations relevées sur le terrain.

Dans les six (6) mois suivant la transmission de ces écarts, le concessionnaire adressera à l'autorité concédante un plan d'action, assorti de délais raisonnables, pour réduire les écarts constatés.

Il en ira de même en cas de demande de l'autorité concédante résultant d'une obligation légale ou réglementaire ou d'une injonction d'une autorité administrative, judiciaire ou financière.

Article 13.4. MODALITES DE COMMUNICATION DE LA CARTOGRAPHIE MOYENNE ECHELLE DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION

Pour préciser les conditions d'exécution des dispositions prévues à l'article 45 du cahier des charges de la concession, une convention est conclue entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau.

Cette convention relative à la communication de données cartographiques moyenne échelle des réseaux est annexée au cahier des charges de la concession en annexe 9.

ANNEXE A

Modèle d'attestation d'Investissements telle que prévue à l'A 2.3.1 de la présente Annexe 1

ATTESTATION n° : _____ (une attestation par groupement d'affaires)
PERIODE DU : _____ (une attestation globale par mois)

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION

I – MAITRE D'OUVRAGE :

Nom et adresse de l'autorité concédante
Représenté par *nom du président ou du maire*

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

Enedis
Adresse de la Direction Territoriale

IV – CONTRAT :

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° _____ POUR LA PERIODE DU XX/XX/XXXX AU
XX/XX/XXXX**

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT	
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concedante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres	En cas de financement par des tiers : indiquer le montant de la participation des tiers

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

ANNEXE B



ACCORD-CADRE NATIONAL ENTRE LA FNCCR, FRANCE URBAINE ET ENEDIS RELATIF AUX INVESTISSEMENTS ELIGIBLES AU TERME I DE LA PART R2 DE LA REDEVANCE DE CONCESSION

L'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 relatif à un nouveau modèle de contrat de concession prévoit à son article 3 que pour la mise en œuvre de l'article 2 de l'annexe 1 au cahier des charges, la FNCCR, France urbaine et Enedis (désignées ci-après « les Parties ») préciseront, dans un accord-cadre national, les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité aux termes I et C de la part R2 de la redevance de concession.

La prise en compte dans les termes I et C des dépenses d'investissement est subordonnée au respect de certaines conditions, notamment que ces investissements ne fassent l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Les Parties conviennent que la promulgation de la loi ELAN rend caduc le terme C. En effet, dans un délai de deux ans à compter de la promulgation de cette loi, les colonnes montantes électriques appartiendront, sauf volonté contraire de leurs actuels propriétaires, au réseau public de distribution d'électricité, ces mêmes propriétaires pouvant également abandonner sans condition leurs colonnes avant cette échéance.

Le nouveau modèle de contrat de concession ayant déjà prévu qu'en cas de nullité du terme C la valeur des investissements pris en compte dans le terme I est plafonnée à 4 euros ou 4 euros indexés par habitant, les Parties conviennent que le présent accord-cadre national ne portera que sur les conditions d'éligibilité au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Le présent accord-cadre a ainsi pour objet de préciser les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Ces précisions faites, il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 – INVESTISSEMENTS ELIGIBLES AU TERME « I »

Le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci, est éligible au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Le montant total hors taxe des diagnostics ou études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation de ces investissements est également éligible.

a. Les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public

Sont qualifiés de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public les dispositifs nouveaux de gestion de l'éclairage public, installés pour rendre plus performantes les installations existantes et permettant de réduire la puissance appelée à la pointe :

- dispositifs utilisant des détecteurs de présence,
- dispositifs de programmation ou télégestion de l'intensité lumineuse point par point ou au niveau de l'armoire de commande,
- dispositifs avec variateurs de tension à déclenchement automatique en situation de baisse de tension en-deçà d'un seuil défini entre les Parties.

Les dépenses d'investissement relatives aux systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public sont éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession même si le gain de puissance appelée à la pointe est inférieur à 50% de la puissance maximale appelée avant l'installation dudit système.

b. Les luminaires à basse consommation

Les investissements visant à remplacer les luminaires existants par des luminaires à basse consommation sont éligibles au terme I dès lors qu'ils permettent de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux ; la réduction de 50% de la puissance maximale appelée doit être appréciée dans la zone éclairée par les luminaires faisant l'objet des travaux. L'autorité concédante fournira, à la demande d'Enedis, les éléments techniques permettant de comparer la puissance installée avant les travaux et après. Lors du remplacement d'un luminaire d'ancienne technologie (lampe à sodium haute pression, à iodures métalliques ou ballon fluorescent) par un luminaire à LED, le gain de 50% de la puissance installée sera réputé acquis.

Les dépenses prises en compte comprennent la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés et, le cas échéant, les travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires. Celles relatives au génie civil, aux conducteurs et aux mâts ne contribuent pas par elles-mêmes à différer ou éviter le renforcement du réseau.

Dès lors que le réseau d'éclairage public, les conducteurs ou les mâts préexistants ne sont pas techniquement en mesure (du fait de leur emplacement, de leur dimensionnement, de leur obsolescence ou de leur vétusté) de supporter l'installation de luminaires à basse consommation, les travaux de génie civil, de conducteurs et de mâts rendus nécessaires par cette installation constituent des travaux fatals. Les dépenses afférentes sont éligibles au terme I de la redevance.

Par extension, les investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage publique pour l'éclairage public de voies privées ouvertes à la circulation publique sont éligibles au terme I.

c. Les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement des conducteurs aériens sur des appuis communs

Sont éligibles au terme I les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par la mise en souterrain de conducteurs aériens, mis en place sur poteaux, non électriquement ou non physiquement

séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, dans le cadre de travaux réalisés en application de l'article 8 du cahier des charges.

Les investissements à réaliser sur les réseaux d'éclairage public qui sont à construire dans le cadre de ces opérations et qui sont éligibles au terme I (sans préjudice des dispositions du b. ci-dessus) sont les suivants :

- les travaux de tranchées (par défaut sur-largeur ou tranchée unique rendue nécessaire),
- la fourniture et les travaux de pose de fourreaux et de câble,
- les mâts d'éclairage public,
- le raccordement du réseau d'éclairage public au réseau public de distribution.

d. Les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques

Les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé éligibles au terme I sont :

- les dispositifs permettant de tenir compte de signaux tarifaires qui incitent à effacer l'installation à la pointe, et de tous autres signaux transmis par le GRD au sens de l'arrêté du 19 juillet 2018 relatif aux dispositifs permettant de piloter la recharge des véhicules électriques.

Les capacités de stockage et l'intelligence associée présentes dans des infrastructures de recharge de véhicules électriques relèvent du paragraphe e. ci-dessous.

Un dispositif de pilotage doit s'entendre comme un système permettant, en fonction de signaux reçus, de donner des ordres au sein de l'infrastructure de recharge de véhicules électriques, y compris le cas échéant au dispositif de stockage associé.

e. Les dispositifs de stockage d'énergie

Les dispositifs de stockage d'énergie sont éligibles au terme I dès lors qu'ils répondent aux conditions cumulatives suivantes :

- une partie de la puissance est réservée au distributeur,
- un intérêt technico-économique pour le réseau public de distribution concédé a été démontré.

Cet intérêt technico-économique s'apprécie en tenant compte des investissements et des charges d'exploitation associées à la solution alternative proposée. L'autorité concédante et Enedis partagent les données nécessaires à cette appréciation : l'autorité concédante pour ce qui concerne les coûts et charges d'exploitation du dispositif de stockage, Enedis pour ce qui concerne l'avantage économique induit en matière d'investissement et d'exploitation du réseau public concédé.

La part de l'investissement éligible au terme I sera appréciée au cas par cas dans un cadre expérimental en vue de définir des règles pérennes.

tel que défini dans le ou les contrats de concession locaux précédemment en vigueur et fondés sur le modèle national de 1992.

La présente mesure, à caractère transitoire, s'applique au calcul des parts R2 versées en 2018, 2019 et 2020 au titre des investissements réalisés en 2016, 2017 et 2018, pour les autorités concédantes parties à un contrat de concession « nouveau modèle ».

ARTICLE 4 – DATE D'EFFET DE L'ACCORD-CADRE

Le présent accord-cadre prend effet à compter du 1^{er} juillet 2019.

Fait à Paris, le 28 juin 2019, en trois exemplaires originaux.

Pour la FNCCR



Xavier PINTAT
Président

Pour France urbaine

Jean-Luc MOUDENC
Président

Pour Enedis



Philippe MONLOUBOU
Président du Directoire

Annexe : rappel des termes du contrat relatifs au terme I

ANNEXE 2

ANNEXE 2 A

DISPOSITIONS LOCALES RELATIVES AUX **SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS,** **PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS** **ET PROGRAMMES ANNUELS D'INVESTISSEMENTS**

MODALITES D'ELABORATION, DE SUIVI et DE REVISION

PREAMBULE

La présente annexe détaille les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de l'annexe 2 et vise à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur, du programme pluriannuel des investissements et des programmes travaux annuels.

TITRE I – Le diagnostic technique partagé

ARTICLE 1

CONTENU DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE

Le diagnostic technique de la concession a été réalisé sur la base d'un historique de données de ans (2016 – 2020).

Le diagnostic technique établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution figure à l'annexe 2B du cahier des charges de concession.

ARTICLE 2

ACTUALISATION DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE

Le diagnostic technique pourra être actualisé :

- préalablement à l'élaboration de chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) soit tous les 5 ans
- sans attendre la fin du PPI, en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession et étant de nature à modifier sensiblement les ambitions du SDI et/ou ses leviers d'actions prioritaires.

L'actualisation du diagnostic pourra comprendre notamment un focus spécifique sur les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique comme, par exemple : la production décentralisée et son intégration au réseau, l'autoconsommation, les modifications des profils de consommation et des consommations, les potentiels de flexibilité locale, l'intégration des nouveaux usages (mobilité électrique... °).

L'actualisation du diagnostic technique permettra d'adapter, si besoin, des zones prioritaires d'investissement à prendre en compte pour le renouvellement du PPI.

A l'occasion de l'actualisation quinquennale du diagnostic technique, les Parties se rencontreront au plus tard le 30 mars de l'année précédant le terme du PPI en cours pour travailler à la préparation du nouveau diagnostic technique actualisé.

TITRE II – Les programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)

ARTICLE 1

ELABORATION DES PPI

En application de l'article 11 et de l'annexe 2 du cahier des charges de concession, la mise en œuvre du schéma directeur d'investissement donne lieu à l'établissement de programmes pluriannuels d'investissements successifs, élaborés conjointement par l'autorité concédante et, le gestionnaire du réseau de distribution, par périodes de cinq ans, jusqu'au terme normal du contrat de concession.

Le premier programme pluriannuel (PPI) est élaboré en même temps que le schéma directeur des investissements, tous deux intégrés au contrat de concession.

Les programmes pluriannuels sont établis à partir de la mise à jour du diagnostic du réseau, joint en annexe 2B au cahier des charges. Leur établissement tient compte des orientations et des valeurs repères définies dans le schéma directeur.

L'actualisation du diagnostic du réseau, préalable à l'établissement des programmes pluriannuels successifs, est étayée sur des données communiquées dans le CRAC et les états de contrôle ou remises par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante.

Chaque programme pluriannuel indique des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire, sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...).

Chaque programme pluriannuel comporte par ailleurs un engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution portant sur le montant total des investissements retenus.

Chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) précisera la répartition envisagée par finalités tel que prévu à l'article 2 de l'annexe 2D.

En cours de période, le programme pluriannuel peut être actualisé en tant que de besoin, en accord avec l'USEDA, afin de tenir compte de l'évolution des nouvelles orientations en matière d'investissements et de ressources financières, d'évolutions des exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Dans ce cas, la version actualisée fera l'objet d'un avenant, lui-même soumis à l'approbation de l'assemblée délibérante de l'autorité concédante.

ARTICLE 2

MISE EN ŒUVRE DES PPI

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Le premier programme annuel de chaque programme pluriannuel est transmis en même temps que ce dernier.

Le gestionnaire du réseau de distribution présente lors d'une réunion dédiée, au plus tard le 30 septembre l'avancement du programme de l'année en cours et le programme de l'année suivante en intégrant les éventuelles évolutions du programme pluriannuel.

Le premier programme pluriannuel 2024 – 2028 figure à l'annexe 2D du cahier des charges de concession.

ARTICLE 3

MODALITES DE SUIVI ET D'EVALUATION DES PPI

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) est mesurée par de indicateurs de suivi, définis ci-après et pouvant être complétés en concertation lors d l'établissement du programme pluriannuel d'investissements.

L'autorité concédante et le concessionnaire conviennent d'analyser annuellement les éventuels écarts significatifs afin de s'assurer de l'atteinte des objectifs établis dans chaque PPI.

Les indicateurs de suivi technique

Leviers	Indicateur de suivi	Indicateurs d'évaluation
Fiabiliser le réseau HTA aérien	Longueur de réseau HTA aérien traité / Longueur de réseau HTA aérien prévu sur la période du PPI	Un suivi particulier sur le critère B incident HTA HIX et TCC global, ainsi que sur les 4 zones prioritaires du PPI considéré, sera réalisé à l'issue du premier PPI.
Améliorer la réactivité	Nombre d'OMT créés / nombre d'OMT prévus sur la période du PPI	
Traiter les câbles souterrains HTA incidentogènes	Longueur de réseau CPI HTA traité / Longueur de réseau CPI HTA prévu sur la période du PPI	

Renouveler le réseau BT aérien nu	Longueur de réseau BT aérien nu en zone urbaine traité / Longueur de réseau BT aérien nu en zone urbaine prévu sur la période du PPI	Un suivi particulier sur le critère B incident BT HIX et TCC global sera réalisé à l'issue du premier PPI.
Renouveler le réseau BT souterrain incidentogène	Longueur de réseau BT incidentogène en zone urbaine traité / Longueur de réseau BT incidentogène en zone urbaine prévu au PPI	

NB : Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations sont à renseigner dans le cadre du suivi annuel. Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés dans le suivi annuel et doivent être renseignés au terme du PPI.

Un bilan provisoire s'appuyant sur ces indicateurs d'évaluation sera également réalisé à l'issue des 3 premières années de chaque PPI afin d'établir le PPI ultérieur.

Un suivi de détail des réalisations sera fait selon le modèle de tableau ci-dessous.

PPI	Quantité prévisionnelle	Réalisé année N	Réalisé cumulé PPI
Longueur de réseau HTA aérien traité			
Nombre de nouveaux OMT			
Longueur de réseau CPI HTA traité			
Longueur de réseau BT aérien nu en zone urbaine traité			
Longueur de réseau BT souterrain en zone urbaine traité			

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution suivent annuellement l'exécution des programmes pluriannuels d'investissements.

Le compte-rendu d'activité (CRAC) rendra compte de l'évolution des indicateurs de suivi et l'état d'avancement du PPI.

Les indicateurs de suivi financier

Le suivi détaillé des investissements sera effectué selon le tableau ci-dessous conformément aux modalités prévues à l'Annexe 2

Suivi année n des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année n	Réalisé en cumulé à fin d'année n	Commentaires
Renforcement				
Modernisation des réseaux HTA aériens				
Modernisation des réseaux HTA souterrains				
Modernisation des réseaux BT aériens				
Modernisation des réseaux BT souterrains				
TOTAL				

L'évaluation de l'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

Seules les dépenses réalisées pour mettre en œuvre un des leviers définis par le schéma directeur peuvent être retenues dans le tableau de suivi des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI. Etant précisé qu'une même dépense ne peut être affectée qu'à un seul levier.

La ventilation présentée dans le tableau ci-dessus est une trame générique pouvant être amenée à évoluer en fonction d'éléments conjoncturels (aléas climatiques, réglementation) ou structurels (politiques techniques, retour d'expériences).

ARTICLE 4

MODALITES D'ETABLISSEMENT DES PPI ULTERIEURS

Les programmes pluriannuels suivants sont élaborés au moins six mois avant le terme du programme pluriannuel en cours, et font l'objet d'échanges entre les Parties pour arrêter un programme pluriannuel définitif deux mois avant le terme du programme pluriannuel en cours.

Le nouveau PPI est ensuite intégré par voie d'avenant au contrat de concession, l'avenant étant soumis pour approbation à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante.

Afin de pouvoir élaborer le PPI suivant, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se réunissent à partir du 1er mars de la dernière année du PPI en cours, afin de préparer un bilan provisoire des investissements effectivement réalisés sur les quatre premières années du PPI et de ceux prévus dans le programme annuel de la dernière année du PPI et de leur contribution à l'atteinte des valeurs repères.

Ce point d'étape est réalisé sur la base des mêmes tableaux que ceux utilisés pour l'établissement du PPI, complétés des bilans annuels des trois premières années communiqués avec les CRAC, d'un bilan provisoire de la quatrième année et du programme prévisionnel de la dernière année. Il permet d'apprécier la pertinence des investissements réalisés au regard des ambitions et des valeurs repères du schéma directeur des investissements.

L'élaboration concertée des PPI successifs devra permettre la réalisation des ambitions et le respect des points de passage prévus dans le SDI.

A la demande de l'autorité concédante, le concessionnaire produira une note d'accompagnement relative au PPI de la période suivante qui, au vu du bilan susvisé, aura pour objet de préciser, suite à l'actualisation du diagnostic technique et au regard de l'avancement du SDI, les orientations prises en compte pour la construction du PPI de la période suivante.

ARTICLE 5

BILAN DES INVESTISSEMENTS REALISES DANS LE CADRE DE CHAQUE PPI

Le bilan de chaque programme pluriannuel des investissements (PPI) est constitué des comptes-rendus du programme de travaux de chacune des cinq années du PPI.

Il comprend également une analyse des écarts éventuels en termes de quantités d'ouvrages réalisés et de respect de l'engagement financier, l'impact de ces écarts et leurs justifications.

L'autorité concédante pourra procéder à la vérification d'un échantillon représentatif de dossiers. Enedis garantit à ce titre un accès à l'ensemble des documents utiles du dossier, de la décision d'investissement jusqu'à la mise en service.

La vérification de la réalisation des investissements telle que prévue ci-dessus ne limite en rien les prérogatives de contrôle de l'autorité concédante qui s'exercent selon les modalités de l'article 44 du cahier des charges.

Le bilan du programme pluriannuel d'investissements est adressé à l'autorité concédante au plus tard le 1er juin de l'année suivant la fin du programme pluriannuel.

ARTICLE 6

DEPOT RELATIF AUX ENGAGEMENTS DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

En cas de non atteinte de l'engagement financier du PPI, l'autorité concédante peut mettre en œuvre les dispositions de l'article 11 A 4) du cahier des charges (dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel).

En cas de mise en œuvre de l'article 11 A 4) du cahier des charges, le concessionnaire devra établir – en plus du programme pluriannuel d'investissements – une programmation spécifique pluriannuelle de deux ans détaillant précisément les travaux qui seront menés afin de rattraper les investissements non réalisés au cours du PPI précédent. Cette programmation devra clairement expliciter les travaux prévus par ambition et type d'ouvrage ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre.

Ces travaux seront clairement identifiés au sein des programmes annuels ultérieurs, tout au long de leur mise en œuvre et jusqu'à leur complet achèvement.

Ils feront l'objet des mêmes dispositions relatives au compte-rendu de leur réalisation et à leur contrôle que les opérations affectées à chacun des programmes travaux concernés.

Leur contrôle fera l'objet d'un échantillon spécifique, distinct du contrôle des autres opérations de chaque programme annuel.

TITRE III- Les programmes Travaux Annuels (PA)

ARTICLE 1

ELABORATION DES PROGRAMMES ANNUELS

Chaque programme pluriannuel d'investissements est décliné en programmes annuels.

Au plus tard le 30 septembre de l'année N-1, une proposition de programme annuel de l'année N est transmise par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante.

Cette proposition s'appuiera sur les éléments d'entrée, notamment les opportunités de coordination de voirie, fournis en amont par l'autorité concédante. En fonction de ces éléments, Enedis s'engage à étudier les coordinations potentielles. Par ailleurs, une ou plusieurs réunions de coordination des travaux pourront être organisées chaque année entre l'USEDA, les communes, et le gestionnaire du réseau de distribution afin d'optimiser la planification des opérations prévues.

L'autorité concédante adresse ses observations éventuelles sur le programme proposé, sous un délai de 30 jours calendaires et organise, si nécessaire, une réunion d'échanges avec le gestionnaire du réseau de distribution avant le 30 novembre de l'année N-1.

Le programme annuel remis par le gestionnaire du réseau de distribution détaille un état des opérations programmées pour l'année N par le gestionnaire du réseau de distribution comprenant pour chaque opération :

- Un numéro d'affaire (ce numéro sera conservé pour la poursuite des travaux sur les exercices ultérieurs en cas de travaux pluriannuels) ;
- L'intitulé de l'opération, lisible et permettant de spécifier la nature de l'investissement concerné ;
- La finalité de l'investissement telle que prévue dans le tableau PPI objet de l'Article 2 de l'annexe 2D
- Le cas échéant, le levier et/ ou l'ambition du SDI concerné par l'opération
- La ou les communes concernées et le code INSEE
- La localisation (nom des rues, des immeubles ou du poste DP concerné-e-s ou nom du départ HTA ou BT avec localisation (rues) des travaux, nom du poste source...) ;
- La longueur prévisionnelle des canalisations BT, HTA et des ouvrages posés et déposés de l'opération ;
- La dépense prévisionnelle de l'opération ;

Chaque opération listée est affectée à une unique finalité d'investissement telle que mentionnée dans le tableau PPI objet de l'Article 2 de l'annexe 2D et un unique levier du schéma directeur. Néanmoins, une affaire d'investissement peut contribuer dans certains cas à plusieurs finalités d'investissements et plusieurs leviers..

ARTICLE 2

SUIVI ET BILAN DU PA

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse concomitamment au compte-rendu d'activité de la concession (CRAC) de l'année N, un compte-rendu écrit du programme de travaux de l'année N-1 comprenant :

La liste exhaustive des opérations relatives au programme annuel N-1, réalisées sur le territoire de la concession, en précisant pour chaque opération :

- La tension concernée (HTA ou BT) ;
 - la finalité de l'investissement de l'opération telle que prévue dans le tableau PPI objet de l'Article 2 de l'annexe 2D
 - Le cas échéant, le levier et/ ou l'ambition du SDI concerné par l'opération ;
 - Le numéro d'affaire, identique à celui affecté dans le compte-rendu de précédent programme travaux, en cas d'opération pluriannuelle;
 - L'intitulé, lisible et permettant de spécifier la nature de l'investissement concerné ;
 - La ou les communes concernées et le code INSEE
-

- La localisation (nom des rues, des immeubles ou du poste DP concerné-e-s ou nom du départ HTA ou BT avec localisation (rues) des travaux, nom du poste source...) ;
- Les dépenses effectives, enregistrées en comptabilité, de l'année en € HT pour chaque affaire (pour les affaires pluriannuelles, les dépenses sont ventilées par exercice)

Et selon les ambitions, les données suivantes :

Pour le réseau HTA (aérien et souterrain), pour chaque opération :

- Le nom du départ HTA concerné et du poste source dont il est issu ;
- Les caractéristiques techniques du départ HTA (technologie, aérien/souterrain) ;
- Le linéaire posé et déposé sur l'affaire

Pour le réseau BT (aérien et souterrain), pour chaque opération :

- Le nom du départ BT concerné et du poste DP dont il est issu
- Les caractéristiques techniques du départ BT (technologie, aérien/souterrain) ;
- Le linéaire posé et déposé sur l'affaire

Les quantités correspondent aux immobilisations des ouvrages mis en ou hors service durant chaque PPI et les montants d'investissements correspondent aux dépenses réalisées sur la durée du PPI.

Ce compte-rendu constitue un bilan du programme des investissements effectivement réalisés au cours de l'année N-1.

Une présentation de chaque bilan annuel de l'année N-1 est faite au cours de l'année N au cours d'une réunion dédiée.

Un suivi de la consommation du stock de provisions pour renouvellement est remis à chaque bilan de programme annuel d'investissements, en présentant pour chaque affaire du PPI le financement du concédant et le montant de PR existants sur l'ensemble des ouvrages renouvelés ainsi que leurs affectations et les montants éventuellement repris.

ANNEXE 3

ANNEXE 2 B

Diagnostic technique du réseau public de distribution électrique

Le diagnostic est établi à partir des états de contrôle 2016 à 2020.

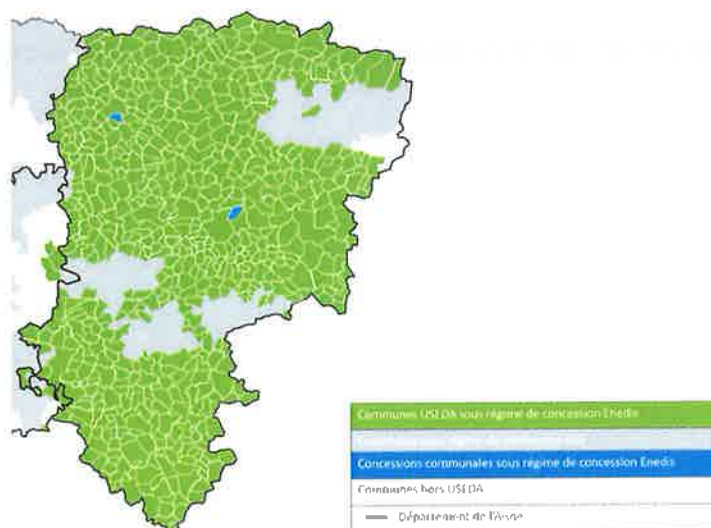
Sommaire

Avant-propos	3
1. LES POSTES SOURCES	4
❑ Puissance installée et puissance appelée	8
❑ 3 postes sources apparaissent relativement chargés (plus de 70%)	Erreur ! Signet non défini.
❑ 3 postes sources ne sont équipés que d'un seul transformateur	9
❑ Prise en considération du développement des ENR	9
2. CLIENTS HTA ET BT	10
2.1. DESCRIPTION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA CONCESSION	10
2.1.1. Production décentralisée	10
2.1.2. Energie injectée	10
3. PERFORMANCE DU RESEAU VUE DU CLIENT	11
3.1. RESPECT DU DECRET QUALITE.....	11
3.1.1. Continuité d'alimentation.....	1
3.1.2. Qualité de la tension - clients mal-alimentés.....	1
3.1.3. Conclusion sur le décret qualité.....	1
3.2. QUALITE VUE DU RESEAU HTA.....	1
3.2.1. Chute de tension des départs HTA	1
3.3. PERFORMANCE DU RESEAU DE DISTRIBUTION	1
3.3.1. Temps de coupure par client – critère B.....	1
3.3.2. Décomposition du critère B : La partie Poste source	1
3.3.3. Décomposition du critère B : La partie réseau HTA	17
3.3.3.1. La part du critère B relative aux incidents HTA : une qualité très inégale sur le territoire	18
3.3.3.2. Fréquence de coupure longue HTA par client BT	20
3.3.3.3. Réactivité du réseau HTA.....	21
3.3.3.4. La part relative aux travaux HTA	21
3.3.4. Décomposition du critère B : Incidentologie des postes de distribution publique.....	22
3.3.5. Décomposition du critère B : La partie réseau BT	22
3.3.5.1. La part relative aux incidents et aux travaux BT	24
4. LE RESEAU HTA.....	25
4.1. LA TENSION D'EXPLOITATION DU RESEAU HTA	25
4.2. LA REPARTITION DES LONGUEURS HTA PAR MATIERES ET TECHNOLOGIES.....	26
4.3. LE RESEAU HTA AERIEN	28
4.3.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU HTA AERIEN	28
4.3.1.1. La répartition des longueurs HTA aérien par décennie de pose.....	28

4.4.	LE RESEAU HTA SOUTERRAIN.....	29
4.4.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU HTA SOUTERRAIN.....	29
4.4.1.1.	Le réseau HTA en papier imprégné (CPI) : 4 types de câbles CPI selon les années de pose :	30
5.	LE RESEAU BT	32
5.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT	32
5.1.1.	La consistance des données d'inventaire BT	32
5.1.2.	La répartition des longueurs BT aérien / souterrain / torsadé (source – fichiers techniques).....	33
5.2.	LE RESEAU BT AERIEN NU	34
5.2.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT AERIEN NU.....	34
5.2.1.1.	Zoom sur le réseau aérien nu BT en faible section	35
5.3.	LE RESEAU BT AERIEN TORSADÉ	35
5.3.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT TORSADÉ	35
5.4.	LE RESEAU BT SOUTERRAIN	35
5.4.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT SOUTERRAIN	35
5.4.1.1.	Le réseau BT souterrain à isolation papier imprégné	36
5.4.1.2.	Le réseau BT souterrain à neutre périphérique	36
6.	LES POSTES DE TRANSFORMATION	36
6.1.	LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE.....	36
6.1.1.	La typologie des postes	37

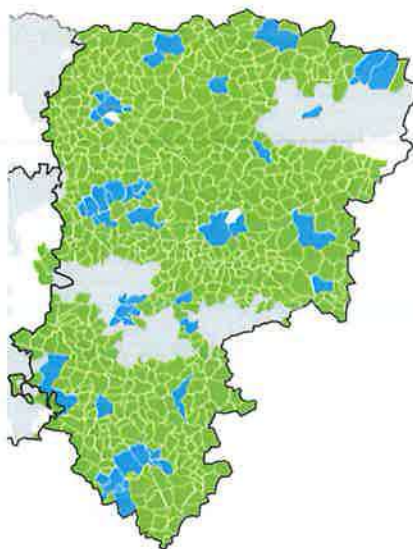
Avant-propos

L'USEDA (USEDA) est l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité (AODE) sur son territoire. Elle possède donc les compétences énergies sur les 792 communes adhérentes. Les données produites dans ce projet technique sont au 31 décembre 2020, sur le périmètre de l'USEDA, soit sur les communes en annexe. Le territoire de l'USEDA exploité par Enedis est constitué de 676 communes

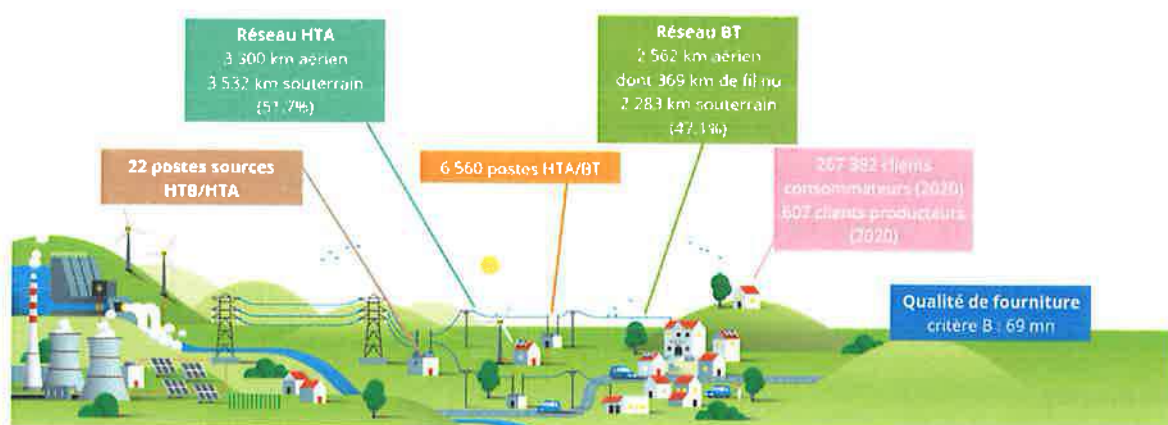


Carte des communes de l'USEDA (Enedis)

Le territoire de l'USEDA exploité par Enedis est constitué de 622 communes rurales au sens du FACE, et de 55 communes urbaines.



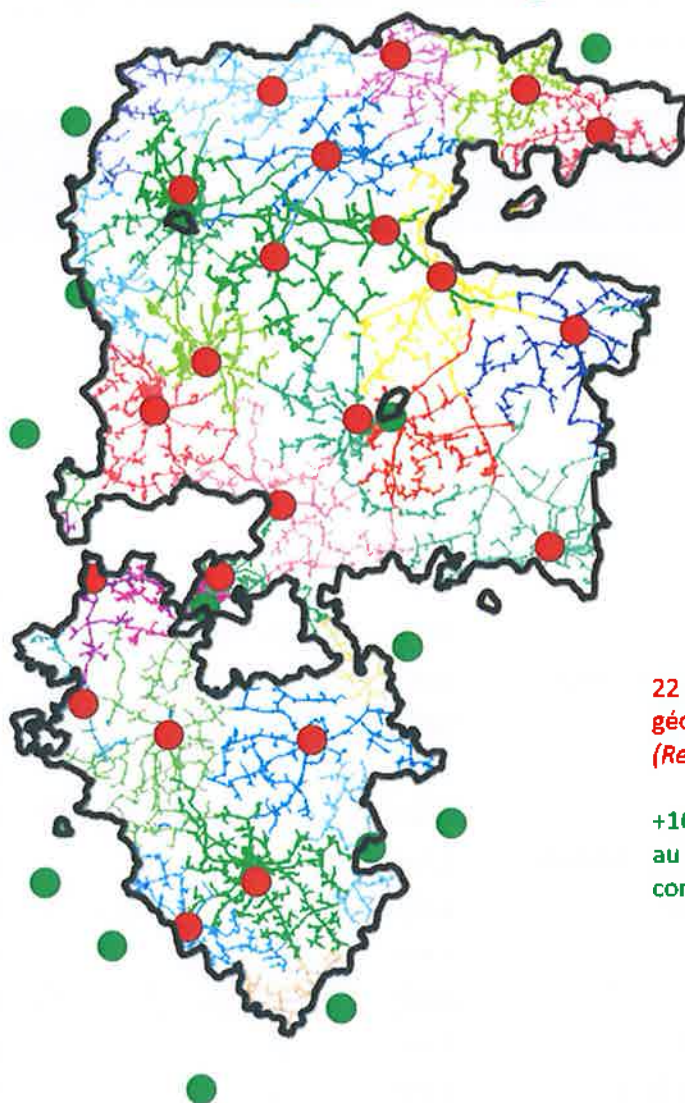
Carte des communes de l'USEDA FACE (Enedis)



Synthèse au 31 12 2020 du réseau situé sur le périmètre de la concession conclue avec Enedis (Enedis)

1. LES POSTES SOURCES

L'USEDA est alimentée via 38 postes sources, dont 22 sont situés sur le territoire concédé à Enedis.



22 Postes sources sur le territoire
géographique de la concession
(Rem: 1 poste à 2 niveaux de tension)

+16 Postes sources extérieurs alimentant
au moins un poste HTA/BT de la
concession

Localisation des Postes Sources de l'USEDA (Enedis)

Les 22 postes sources suivants sont situés sur le territoire de l'USEDA et alimentent au moins un poste HTA/BT du territoire de l'USEDA afin d'acheminer l'électricité à l'ensemble des clients.

Nom du poste source	Commune	Tension primaire	Nb transformateurs de	Puissance installée en MVA
BOHAIN	BOHAIN-EN-VERMANDOIS	63kV	2	72
BOUE	BOUE	63kV	2	56
CHARLY	CHARLY-SUR-MARNE	63kV	1	36
CHOUY	CHOUY	63kV	2	40
GUIGNICOURT	CONDE-SUR-SUIPPE	63kV	2	72
FERE	FERE-EN-TARDENOIS	63kV	2	40
HIRSON	HIRSON	63kV	2	40
CAPELLE (LA)	LA CAPELLE	63kV	1	20
LAON	LAON	63kV	2	72
CONCOURS (LE)	LE HERIE-LA-VIEVILLE	225kV	6	240
LISLET	LISLET	90kV	4	144
MARLE	MARLE	63kV	1	36
MARLE	MARLE	90kV	2	72
SAUTILLET	MONTIGNY-LENGRAIN	63kV	2	56
NOGENTEL	NOGENTEL	63kV	2	72
NOYALES	NOYALES	63kV	2	40
PINON	PINON	63kV	1	20
RIBEMONT	RIBEMONT	63kV	2	72
ST-JEAN	SAINT-QUENTIN	63kV	2	72
SINCENY	SINCENY	63kV	3	108
SOISSONS	SOISSONS	63kV	3	108
BEAUTOR	TERGNIER	63kV	2	72
VILLERS-COTTERETS	VILLERS-COTTERETS	63kV	2	40
22+1			50	1 600

Les 16 postes sources suivants alimentent au moins un poste sur le territoire de la concession conclue entre l'USEDA et Enedis afin d'acheminer l'électricité chez l'ensemble des clients mais ne sont pas situés sur ce territoire.

Nom du poste source	Commune	REMARQUES
MANOISE	CHAMBRY	Commune de l'Aisne non adhérente de l'USEDA
SOISSONS-NOTRE-DAME	COURMELLES	Commune de l'Aisne adhérente de l'USEDA dont le réseau exploité par la SICAE est également alimenté depuis ce poste source
DORMANS	DORMANS	Situé hors du département de l'Aisne (51)
FISMES	FISMES	Situé hors du département de l'Aisne (51)
FOURMIES	FOURMIES	Situé hors du département de l'Aisne (59) - alimente 8 usagers BT
GAUCHY	GAUCHY	Commune de l'Aisne non adhérente de l'USEDA
HAM	HAM	Situé hors du département de l'Aisne (80)
FERTE-SOUS-JOUARRE (LA)	LA FERTE-SOUS-JOUARRE	Situé à la frontière entre la Seine et Marne et l'Aisne – alimente 2 usagers BT
CATEAU (LE)	LE CATEAU-CAMBRESIS	Situé hors du département de l'Aisne (59)
LIART	LIART	Situé hors du département de l'Aisne (08)
LIZY (-SUR-OURCQ)	LIZY-SUR-OURCQ	Situé hors du département de l'Aisne (60) – alimente 1 usager BT
MONTMIRAIL	MONTMIRAIL	Situé hors du département de l'Aisne (51)
NOYON	PONT-L'EVEQUE	Situé hors du département de l'Aisne (60)
RIEZ	PROVILLE	Situé hors du département de l'Aisne (59) – alimente 2 usagers BT
RETHEL	RETHEL	Situé hors du département de l'Aisne (08)
ROISEL	ROISEL	Situé hors du département de l'Aisne (80)

L'analyse à suivre se concentre sur les 34 postes sources alimentant la concession :

- 22 situés sur le territoire de l'USEDA,
- 3 situés dans l'Aisne et sur des communes non adhérentes à l'USEDA ou non concédées à Enedis par l'USEDA
- 9 PS alimentent significativement la concession et situés hors département

➤ Puissance installée et puissance appelée

Puissance installée : 2486 MVA dans les 34 postes sources dont 1600 MVA dans les 22 postes situés sur le territoire de la concession

En jaune : postes à 1 seul transfo

Nom du Poste source	n° INSEE commune du PS	nb départs HTA	nb OMT	nb TR	Puissance installée	tension amoi	tension ava	Nbusagers BT<36
BOHAIN	02096	18	46	2	72	63	15	9709
BOUE	02103	12	36	2	56	63	15	4783
CAFELLE (LA)	02141	5	25	1	20	63	20	3317
MANOISE	02157	12	72	2	72	63	15/20	11523
CHARLY	02163	8	24	1	36	63	20	5876
CHOUY	02192	11	47	2	40	63	20	6453
GUIGNICOURT	02211	10	44	2	72	63	20	5763
SOISSONS-NOTRE-DAME	02226	9	56	2	72	63	15	11709
FERE-BE-TARDENOIS	02305	8	30	2	40	63	20	6089
GAUCHY	02340	23	86	3	108	63	15	24143
CONCOURS (LE)	02379	20	8	6	240	225	20	655
HIRSON	02381	9	38	2	40	63	15	10096
LAON	02408	11	64	2	72	63	20	15649
LISLET	02433	17	29	4	144	90	20	4849
MARLE	02468	17	35	3	108	63/90	20	7956
SAUTILLET	02514	10	29	2	56	63	20	2750
NOGENTEL	02554	20	86	2	72	63	20	19475
NOYALES	02563	13	35	2	40	63	15	8464
PINON	02602	8	60	1	20	63	20	8744
RIBEMONT	02648	10	30	2	72	63	20	5238
ST-JEAN	02691	21	55	2	72	63	15	19796
SINCENY	02719	16	70	3	108	63	15	16186
SOISSONS	02722	14	47	3	108	63	15	13562
BEAUTOR	02738	17	48	2	72	63	15	15110
VILLERS-COTTERET	02810	7	41	2	40	63	15	7293
RETHEL	08362	1	10	3	108	63	20	5
DORMANS	51217	4	20	2	40	63	20	2814
FISMES	51250	4	19	2	40	63	20	1167
MONTMIRAIL	51380	4	12	2	72	63	20	1326
CATEAU (LE)	59136	5	8	2	72	63	15	9
NOYON	60506	2	13	3	108	63	20	355
HAM	80410	4	19	2	56	63	15	3743
ROISEL	80677	4	16	2	30	63	15	2586
LIART	08264	1	0	3	108	63	20	1

- **3 postes sources ne sont équipés que d'un seul transformateur**
LA CAPELLE, CHARLY et PINON.

D'une façon générale, la sécurisation des postes sources est une question importante pour l'établissement du schéma directeur, en lien avec le développement économique du territoire. En effet, c'est à l'occasion d'une augmentation de charge, liée en particulier à des opérations d'urbanisme importantes ou au raccordement d'un producteur, que le renforcement de la transformation des postes viendra à se poser.

- **Prise en considération du développement des ENR**

Le raccordement de tels projets peut constituer une opportunité pour améliorer la structure et la qualité du réseau HTA.

Pour la région des Hauts de France, un S3REnR a été approuvé en mars 2019 avec une quote-part portée à 83k€/MW pour une capacité de 3 091 MW à raccorder. Une actualisation est soumise à l'approbation du préfet depuis mars 2021, pour un scénario à 5 400MW à raccorder à horizon 10 ans.

Le 12 avril 2021, Enedis a publié un rapport présentant des « éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 ». Inscrite dans le cadre de la Stratégie Bas Carbone de la France, l'étude d'Enedis a pour finalité « d'identifier les adaptations du réseau à étudier et de donner un premier ordre de grandeur des investissements ».

Dans son rapport, Enedis indique à diverses reprises avoir développé des capacités pour mener la réflexion prospective sur le réseau de distribution publique à diverses échelles (région, département et commune).

Les résultats de l'étude de prospective du réseau de l'USEDA à horizon 2050, menée par Enedis ont été présentés à l'USEDA le 24 janvier 2022.

2. CLIENTS HTA ET BT

Le territoire de l'USEDA comprend au total 267 382 clients, dont 938 clients HTA.

Sur la période 2016/2020, nous constatons une augmentation de 1,3 % du nombre total de clients qui constitue une évolution soutenable pour le réseau électrique.

Année	2016	2017	2018	2019	2020
Nombre total de clients	263 841	264 516	265 301	266 807	267 382
Clients BT <= 36 kVA (C5)	260 561	261 203	261 972	263 431	263 973
Clients BT > 36 kVA (C3 et C4)	2 368	2 396	2 403	2 445	2 471
Clients HTA (C1 et C2)	912	917	926	931	938

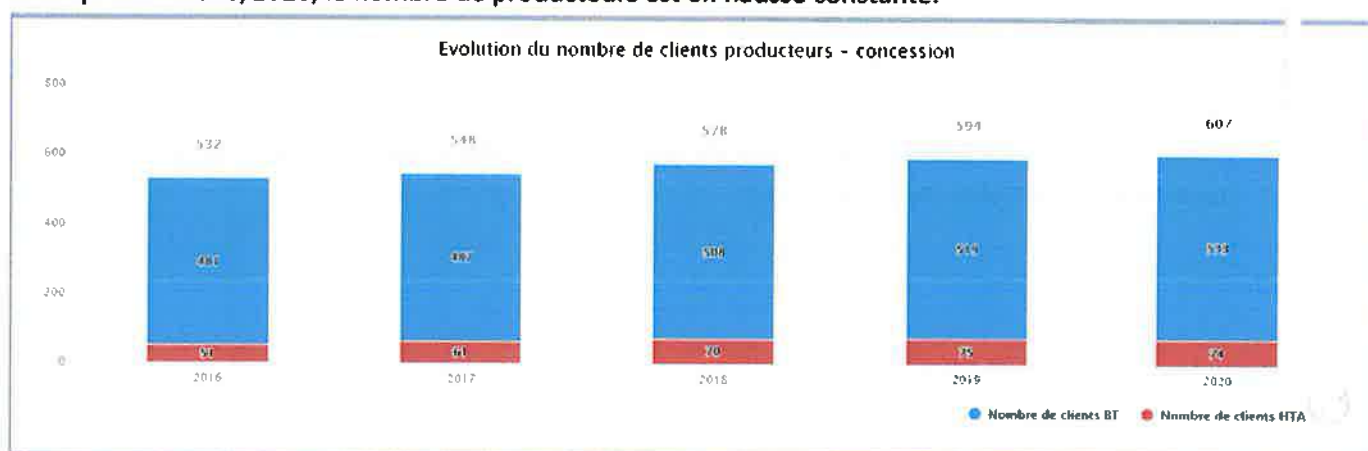
Dans le même sens, le nombre de clients HTA est en légère hausse sur la période. L'accroissement du nombre total de clients est principalement associé à l'évolution du nombre de clients BT comptabilisant 3515 nouveaux clients (+1%).

2.1. DESCRIPTION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE SUR LA CONCESSION

2.1.1. Production décentralisée

La concession compte 74 producteurs HTA et 533 producteurs BT.

Sur la période 2016/2020, le nombre de producteurs est en hausse constante.



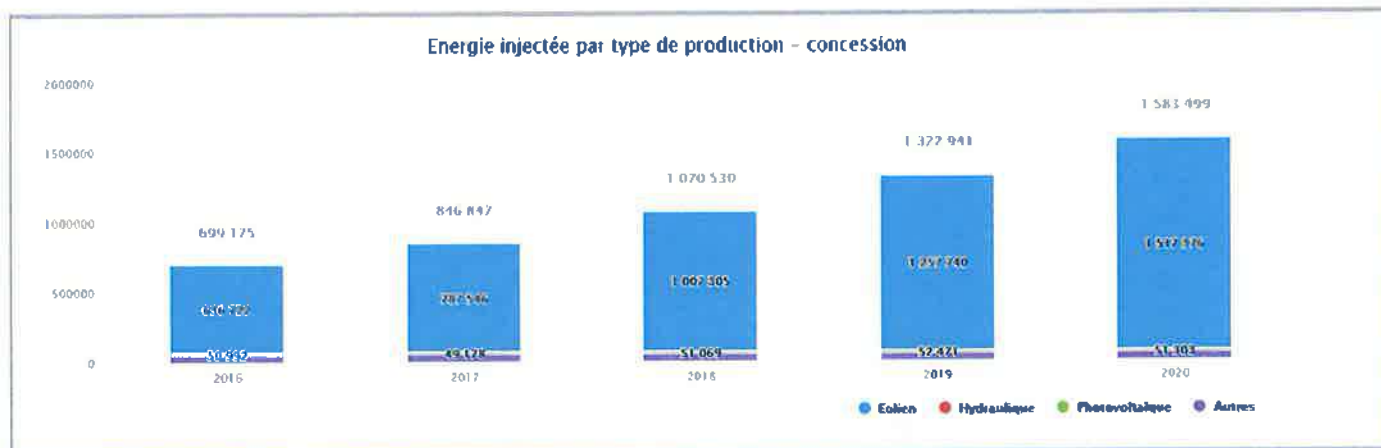
Evolution du nombre de producteurs (Enedis)

Pour accueillir ces producteurs, Enedis a mené les adaptations nécessaires sur le réseau pour permettre leur raccordement dans le cadre du S3EnR.

A l'avenir, l'accueil de nouveaux producteurs ne pourra pas être entièrement absorbée par le réseau en son état actuel. Cependant, le S3REnR prévoit et permet d'anticiper la création des ouvrages nécessaires pour leur raccordement.

2.1.2. Energie injectée

L'énergie injectée est en forte hausse et caractérisée par une part très importante d'éolien.



Energie injectée (Enedis)

Le transit d'énergie n'a pas d'impact à ce stade sur les ouvrages de réseau.

3. PERFORMANCE DU RESEAU VUE DU CLIENT

3.1. RESPECT DU DECRET QUALITE

Selon le décret 2007-1826, appelé « Décret Qualité », la qualité de fourniture s'évalue suivant deux critères : **la continuité d'alimentation et la tenue de la tension.**

Le décret qualité impose une obligation réglementaire pour chaque point de livraison, il fixe un seuil maximal à ne pas dépasser pour le nombre de coupures, leur durée, la chute de tension HTA et le niveau de tension BT (clients mal alimentés dits CMA).

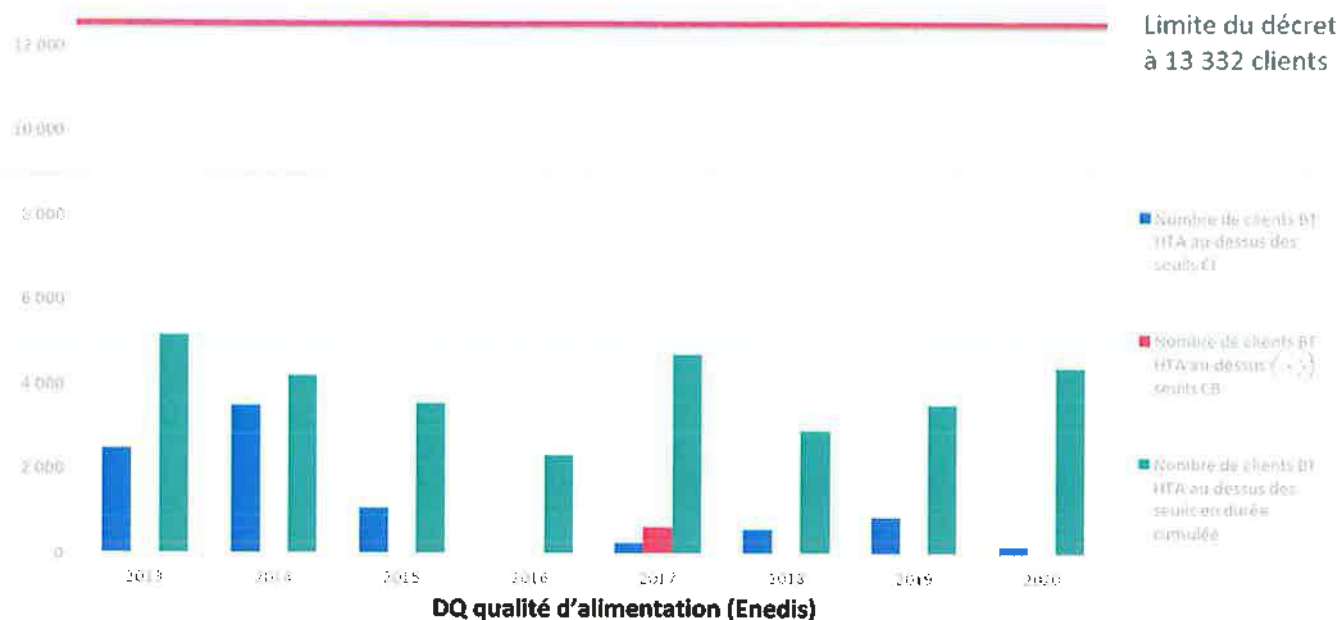
Le respect du décret garantit ainsi un niveau minimal de desserte sur l'ensemble du territoire national.

Au-delà du décret qualité, d'autres indicateurs permettent d'analyser la qualité de fourniture, notamment le critère B.

3.1.1. Continuité d'alimentation

Le Décret Qualité fixe un niveau d'acheminement de l'électricité attendu du réseau, évalué selon trois critères : le nombre de Coupures Longues, la durée cumulée de Coupures Longues, et le nombre de Coupures Brèves.

Un client est en dépassement s'il subit en une année plus de 6 coupures longues (coupure dont la durée est strictement supérieure à 3 min), ou plus de 35 coupures brèves (coupure dont la durée est strictement inférieure à 3 min), ou encore si son alimentation électrique est interrompue plus de 13h cumulées.

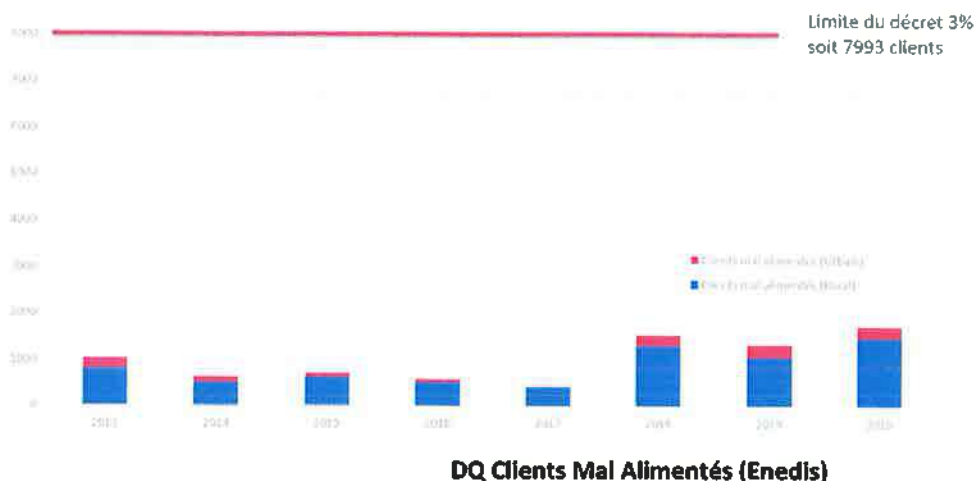


Le niveau global de continuité est respecté si le pourcentage de clients mal-alimentés, c'est-à-dire les clients en dépassement selon les critères énoncés précédemment, est inférieur à 5% à la fois sur la concession et sur le département. Cette définition conduit à conclure au respect du Décret Qualité sur l'ensemble de la période.

La hausse en 2017 du nombre de clients HTA et BT en dépassement, selon le nombre de coupure et la durée cumulée de coupures longues, est liée à l'impact des tempêtes EGON en janvier et ANA en décembre, qui ont fortement impacté le territoire de l'USEDA.

3.1.2. Qualité de la tension - clients mal-alimentés

Au sens du Décret Qualité, un client BT est mal-alimenté si la tension à son point de livraison sort de la plage de variation à + ou - 10% de la tension nominale. Le niveau global de tenue de la tension n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal-alimentés dépasse 3% sur le territoire considéré.



Le nombre de Clients Mal-Alimentés (CMA) sur le USED A est largement en deçà du seuil des 3% sur la période analysée.

3.1.3. Conclusion sur le décret qualité

En conclusion, le Décret Qualité est respecté pour l'ensemble de la période, à la fois concernant la continuité d'alimentation, et la qualité de la tension.

3.2. QUALITE VUE DU RESEAU HTA

3.2.1. Chute de tension des départs HTA

Selon le plan de tension de référence, les départs HTA en chute de tension de plus de 5% font partie des départs à étudier par Enedis. Il s'agit d'un facteur d'influence qui vient en complément du recensement des CMA, prise transfo HTA/BT, résidences secondaires au sens de l'évaluation de la tenue de tension.

L'analyse du réseau HTA montre que 5 départs au sein de l'USEDA présentent une chute de tension légèrement supérieure à 5% :

Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ	NB de postes concernés	NB de CMA sur les postes concernés
NOYALES	MADAGA*1	5,74%	10	0
LISLET	CLERMO	5,69%	11	13
BOUE	LENOUV*2	5,55%	7	6
SINCENY	CHAMPS	5,47%	15	39
NOYALES	TIRON*3	5,12%	6	20

Des travaux sur les 3 départs avec une étoile sont déjà prévus pour traiter la contrainte.

***1 & *2: programme HTA 2022 - *3 : en service fin 2021**

3.3. PERFORMANCE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

3.3.1. Temps de coupure par client – critère B

La qualité de fourniture du produit électricité est la résultante de deux composantes : *la qualité technique intrinsèque des réseaux HTA et BT* (taux de défaillance des ouvrages selon leur nature et leur état) *et le niveau de performance de l'exploitation par ENEDIS* (rapidité de réalimentation sur incidents, notamment par télécommande et mise en œuvre de méthodes et de moyens d'exploitation pour limiter les temps de coupure pour travaux).

Le temps de coupure global vu des usagers est apprécié au travers du critère B qui fait la somme, pour chaque évènement (incident ou travaux), du produit du nombre d'usagers concernés N_i par le temps de la coupure T_i et le ramène au nombre total d'usagers.

Le critère B donne ainsi un temps moyen de coupure vu des usagers (exprimé en minutes). C'est un indicateur à caractère contractuel qui s'apprécie dans la durée et permet de révéler :

- Les besoins d'investissements sur le réseau à court et moyen terme
- La performance et la réactivité du concessionnaire pour traiter les incidents, les dépannages et les travaux sur le réseau

Le critère B peut être décomposé selon le fait générateur de la coupure (travaux ou incident) et/ou de son origine (RTE, PS, HTA, BT).

Cet indicateur est communément analysé suivant deux variantes :

- « Toutes Causes Confondues » (TCC) ;
- « Hors événements exceptionnels » (HIX),

Sont qualifiés d'exceptionnels, conformément à la délibération de la CRE du 17 décembre 2020, les événements suivants :

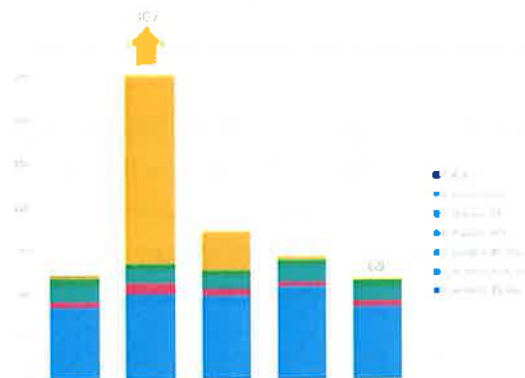
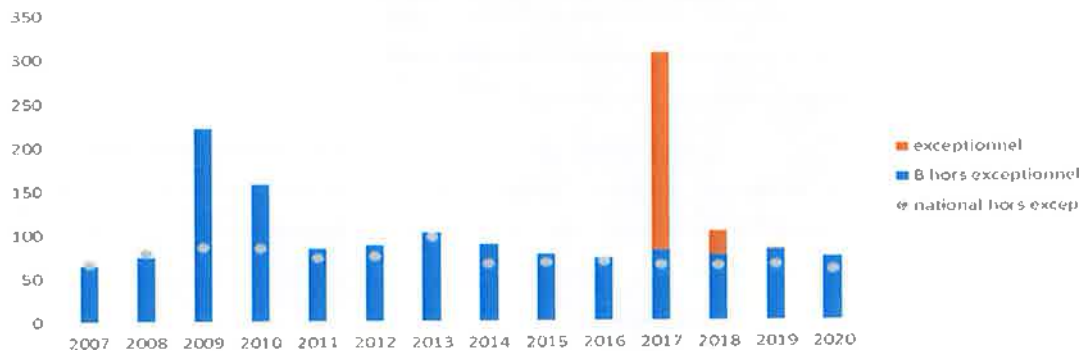
- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- Les catastrophes naturelles au sens de la 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

La figure ci-dessous détaille l'évolution, sur la période 2013-2020, du Critère B TCC de l'USEDA

Année d'observation	Hors évènement exceptionnel (Hix)				Travaux		B Exceptionnel	B RTE	BTCC
	B incidents PS Hix	B incidents HTA Hix	B incidents BT Hix	B incidents Hix	B travaux x Hors PCB	B travaux x PCB			
2016	0,7	49,0	3,9	53,6	15,8	0,7	1,4	0,1	71,5
2017	0,4	58,3	8,0	66,6	12,3	0,7	226,4	0,3	306,4
2018	1,3	56,0	5,3	62,5	12,4	0,3	26,7	0,0	101,9
2019	1,3	62,7	3,2	67,2	12,5	0,4	2,4	0,0	82,6
2020	0,6	48,9	5,0	54,5	14,0	0,1	0,5	0,0	69,1

Moyenne	0,8	55,0	5,1	60,9	13,4	0,4	51,5	0,1	126,3
Part de chaque nature de coupure dans BTCC	1%	44%	4%	48%	11%	0%	41%	0%	
Part de chaque nature de coupure dans B HIX de la moyenne	1%	74%	7%	81%	18%	1%		0%	

Qualité de fourniture (critère B en mn)



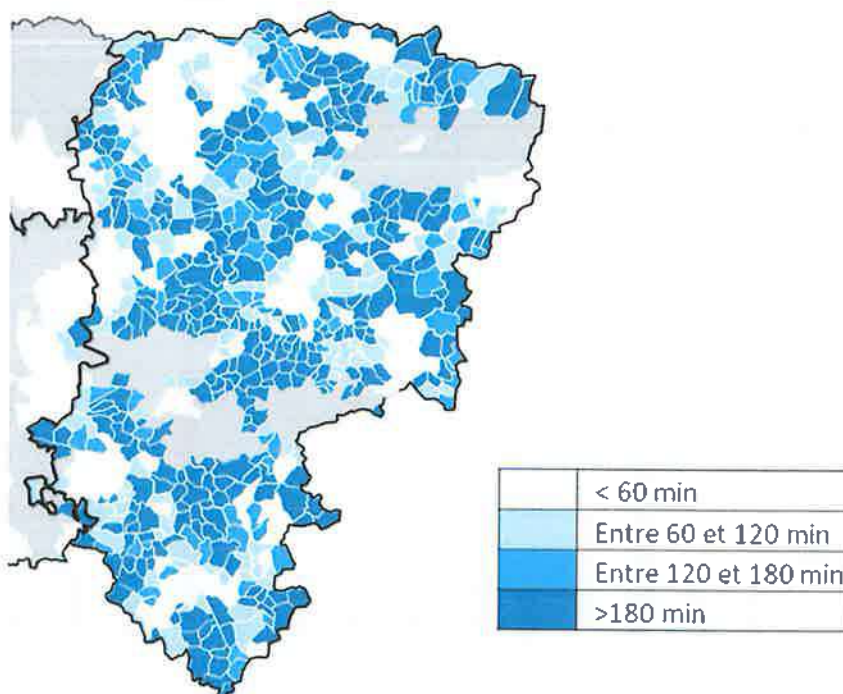
Critère B TCC de l'USEDA (Enedis)

Au travers de la décomposition du critère B TCC dans la figure ci-dessus, nous pouvons faire plusieurs constats :

- Le critère B TCC est en moyenne de 126min.

- Entre 2018 et 2020, le critère B TCC est passé de 102 min à 69 min, soit une baisse de 33 min en large partie due à la survenance de moins d'évènements exceptionnels
- Au sein de l'USEDA, les incidents liés au réseau HTA (bleu) représentent en moyenne 55 min du critère B TCC et correspondent au premier contributeur de temps de coupure sur la concession.
- On note une certaine sensibilité aux aléas climatiques, puisque :
 - o En 2017, la tempête exceptionnelle EGON frappe l'USEDA en janvier, ce qui a généré 277 min de coupure
 - o En janvier 2018, la tempête ELEANOR génère 27 min de critère B.
- Les incidents liés au réseau BT (rose) représentent 5% du critère B TCC de l'USEDA, soit 5 min en moyenne.
- L'amélioration du critère B TCC fait ressortir le temps de coupure généré par les travaux, en moyenne de 14 min, qui devient un point d'attention.

Afin de mettre en perspective les zones à critère B plus sensible, une carte de la répartition du critère B TCC moyen sur les 5 dernières années par communes est réalisée :

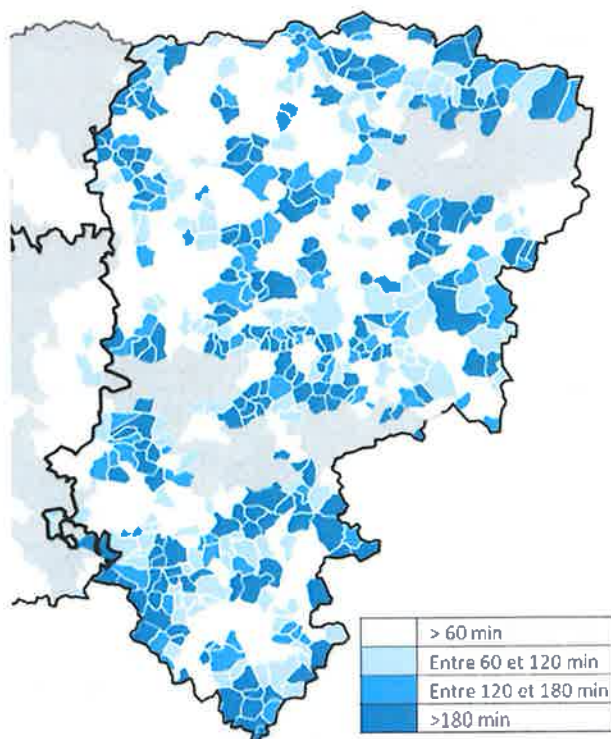


Critère B TCC moyen par commune sur les 5 dernières années sur l'USEDA (Enedis)

Les communes dont le critère B TCC moyen entre 2016/2020 est le plus élevé, sont :

- BRUYERES-SUR-FERE avec un critère B TCC moyen de 934 minutes ;
- AUTHEUIL-EN-VALOIS avec un critère B TCC moyen de 886 minutes ;
- LIEZ avec un critère B TCC moyen de 765 minutes ;
- PROWISEUX-ET-PLENOY avec un critère B TCC moyen de 710 minutes.

Le territoire de l'USEDA ayant été très fortement impacté par la tempête EGON en 2017, il semble intéressant de moduler cette carte par une moyenne des 3 dernières années qui prend tout de même en compte des évènements exceptionnels de 2018.



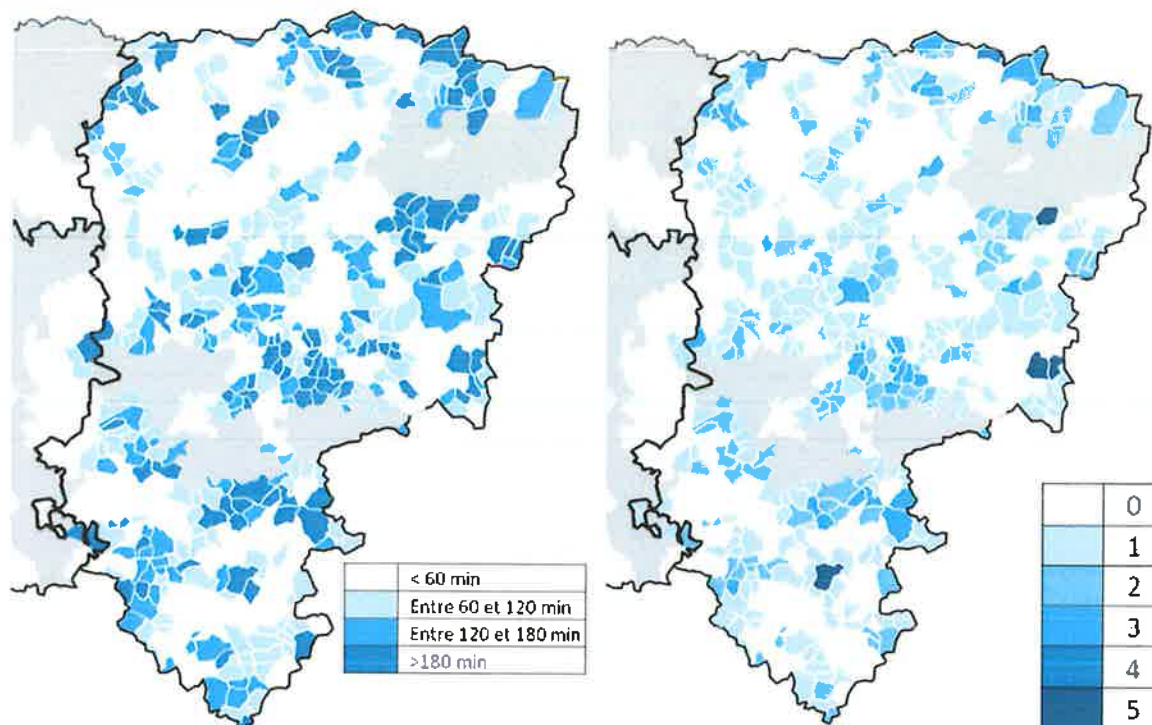
Critère B TCC moyen par commune sur les 3 dernières années sur l'USEDA (Enedis)

3.3.2. Décomposition du critère B : La partie Poste source

L'impact du temps de coupure des postes source est très faible : en moyenne < 1mn. Aucune commune n'a un temps moyen de coupure sur incident PS > 60mn.

3.3.3. Décomposition du critère B : La partie réseau HTA

Voici deux cartes du temps moyen de coupure HIX provoqué par des défaillances sur les réseaux Haute Tension.



Critère B HIX HTA moyen par commune sur les 5 dernières années sur l'USEDA (Enedis)

Nombre d'année où le critère B HIX HTA moyen par commune dépasse 3h (Enedis)

L'impact du temps de coupure des réseaux HTA est important.

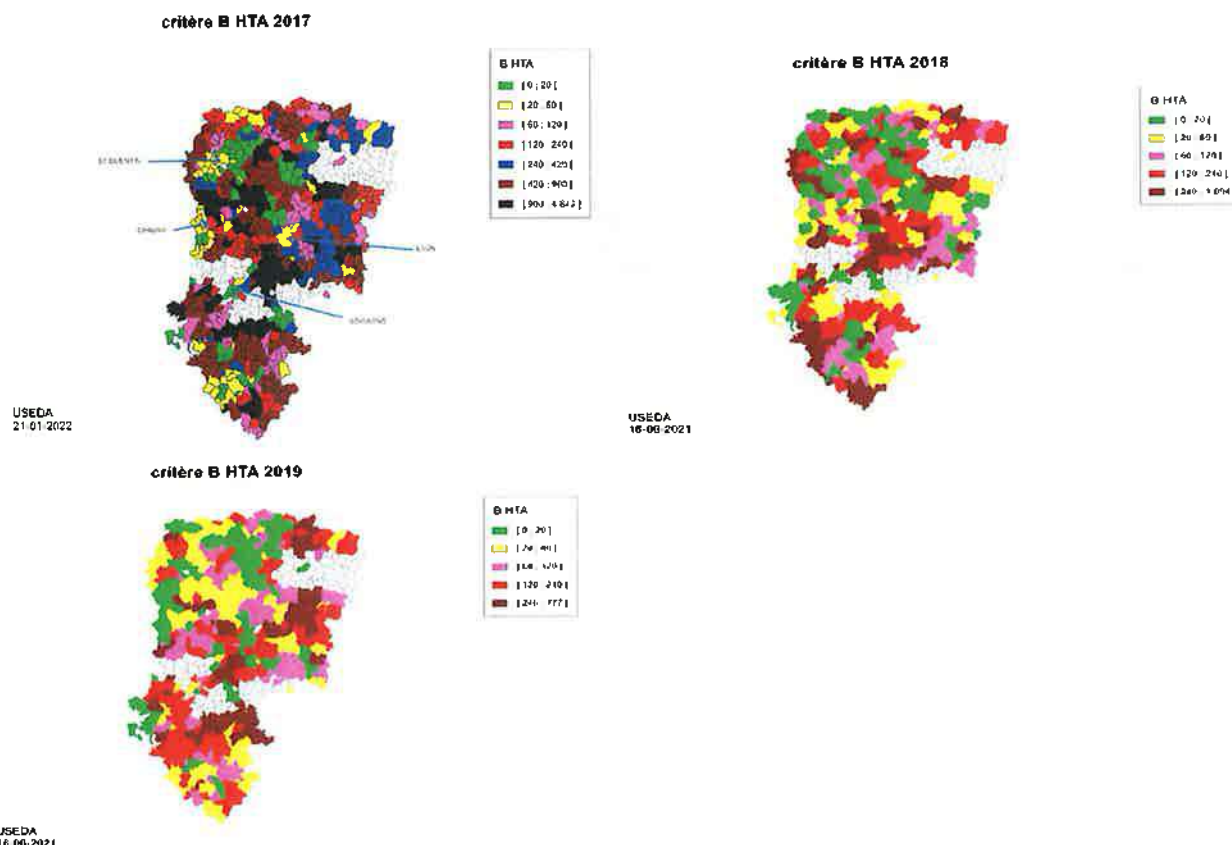
Mais une moyenne peut cacher un temps de coupure très long ou une multitude de temps de coupure court mais très fréquents. Ainsi il s'avère intéressant d'analyser le nombre d'années sur les 5 ans où le temps d coupure d'une commune dépasse 3h.

8 communes ont une critère B > 3h plus de 3 années sur la période :

Commune	Nombre de clients
PROVISEUX-ET-PLESNOY	61
VIGNEUX-HOCQUET	151
FONTENELLE	153
EPIEDS	199
PROUVAIS	179
PAPLEUX	52
PLOYART-ET-VAURSEINE	17
ARRANCY	33

3.3.3.1. La part du critère B relative aux incidents HTA

L'analyse a été menée sur la base des seuls états de contrôle 2018 à 2020. Le temps de coupure moyen annuel (en minutes) pour la part incidents HTA a été calculé à la maille de chacune des communes.



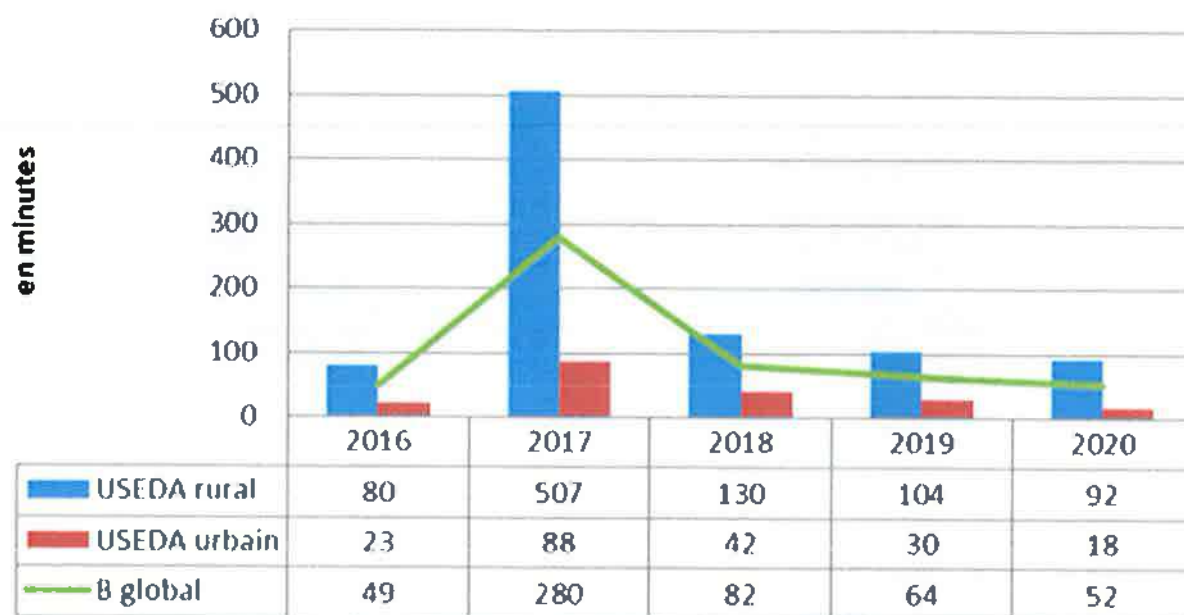
De nombreuses communes apparaissent avec des temps de coupure moyens (critère B) très supérieurs à 4 h simplement pour la part HTA incidents (de 4 à 12 heures), y compris pour les exercices 2018 et 2019, non impactés par des incidents exceptionnels.

L'analyse des données 2017, année marquée par la tempête EGON, permet d'apprécier la tenue des ouvrages aux intempéries et les impacts sur la continuité de la desserte. Les zones de moindre qualité de desserte, identifiées lors d'exercices exempts de phénomène climatique majeur, sont sans surprise également des zones fortement touchées en 2017. D'autres zones fragiles apparaissent, notamment les communes allant du nord de Chauny jusque Laon comme fortement touchées en 2017.

Pour traiter la vulnérabilité aux intempéries, des investissements sont à réaliser :

- D'une part sur la structure des réseaux HTA aériens (création de nouveaux départs, dédoublement, installation de télécommandes) afin de réduire leur longueur et donc l'impact des incidents ;
- D'autre part sur la fiabilité des réseaux HTA afin de réduire le nombre d'incidents.

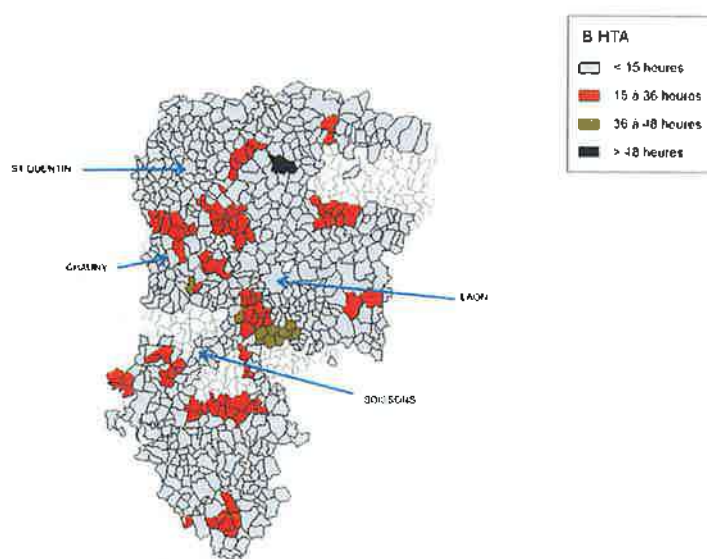
critère B HTA incidents



Le critère B incident HTA (cf. courbe de tendance) marque une amélioration sensible depuis 2018, pour retrouver le niveau de 2016.

La carte ci-dessous présente les communes ayant un critère B HTA le plus important pendant EGON.

Tempête EGON



On retrouve les communes de la zone débutant au nord de Chauny jusqu'au nord de Laon ainsi qu'apparaît très marquée, la zone de desserte du poste source de PINON et de SINCENY.

3.3.3.2. Fréquence de coupure longue HTA par client BT

Les 15 communes dépassant 3 coupures par an : BUSSIARES, VEUILLY-LA-POTERIE, LICY-CLIGNON, GANDELU, HAUTEVESNES, MONTHIERS, BONNESVALYN, COURCHAMPS, SAINT-GENGOULPH, FONTENELLE-EN-BRIE, MACOGNY, MONNES, MAREUIL-EN-DOLE, LOUPEIGNE, SAINTE-PREUVE

Pour les fréquences >3 des communes en jaune (groupe de communes au Sud-Ouest), il s'agit du départ DAMMARD de CHOUY qui était long. Il a été dédoublé en 2019 pour 0.5M€ avec la création de CHOUY MACONY, ce qui a fortement limité l'impact des défauts.

3.3.3.3. Réactivité du réseau HTA

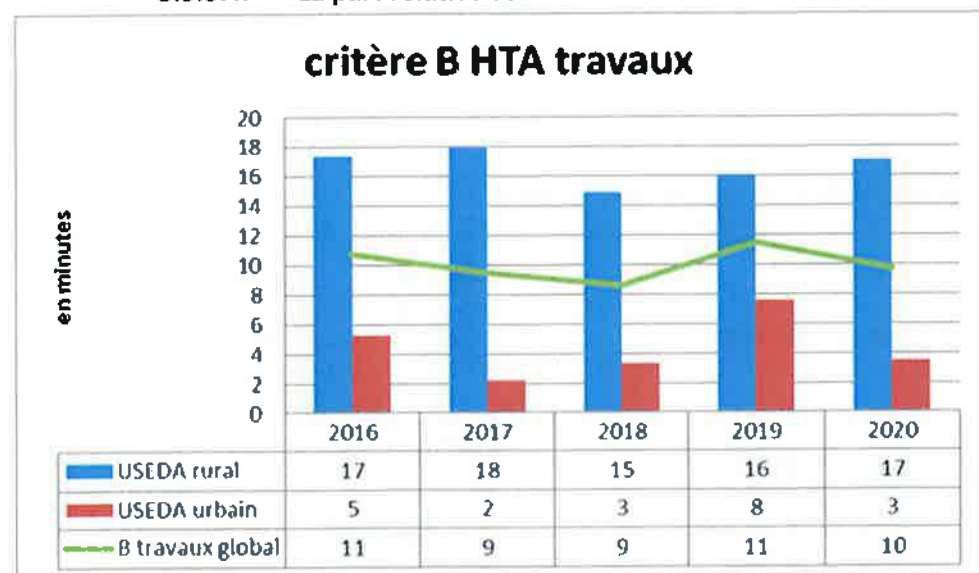
La réactivité du réseau est la capacité de celui-ci à réalimenter un maximum de clients le plus rapidement possible suite à un incident.

La réactivité du réseau est donc importante dans le cadre de la continuité d'alimentation des clients.

Les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) constituent un des éléments essentiels du réseau HTA permettant une meilleure réactivité. Ils se situent au sein des postes de distribution publique ou bien sous forme d'interrupteurs fixés sur des supports de réseaux aériens.

La réactivité réside dans le gain de temps nécessaire pour réaliser une manœuvre de conduite du réseau visant à réalimenter des clients. Les OMT permettent de réaliser ces manœuvres à distance depuis l'agence de conduite ce qui constitue un gain de temps considérable. En effet, il n'est donc pas nécessaire de se déplacer au sein du poste de distribution pour réaliser une manœuvre de conduite par un agent d'exploitation dite manuelle.

3.3.3.4. La part relative aux travaux HTA

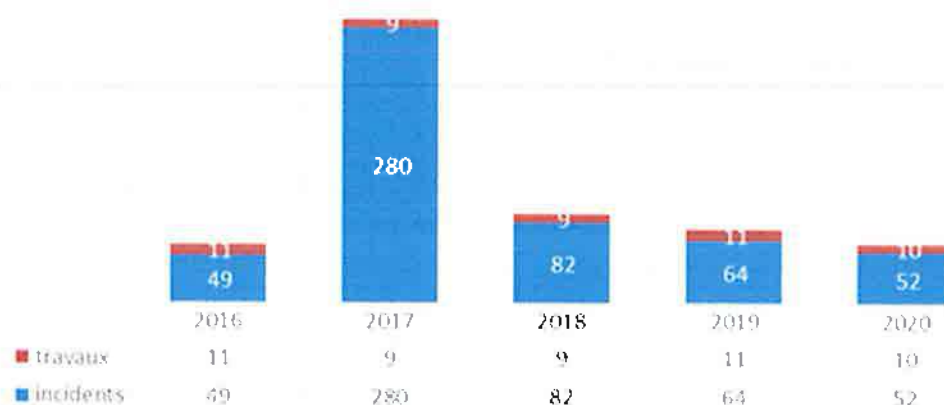


La part travaux HTA en rural est importante et reste relativement stable autour de 16mn.

A l'analyse approfondie des interruptions de fourniture, il s'agit principalement de travaux d'élagage, de PDV et de raccordement sous MOA ENEDIS.

Commentaire Enedis : Pour rappel la partie coupure pour travaux représente 13 min en moyenne sur les 5 dernières années. Enedis cherche à limiter la gêne occasionnée en limitant le temps de coupure et en adoptant une démarche de prévenance client.

CRITÈRE B HTA GLOBAL



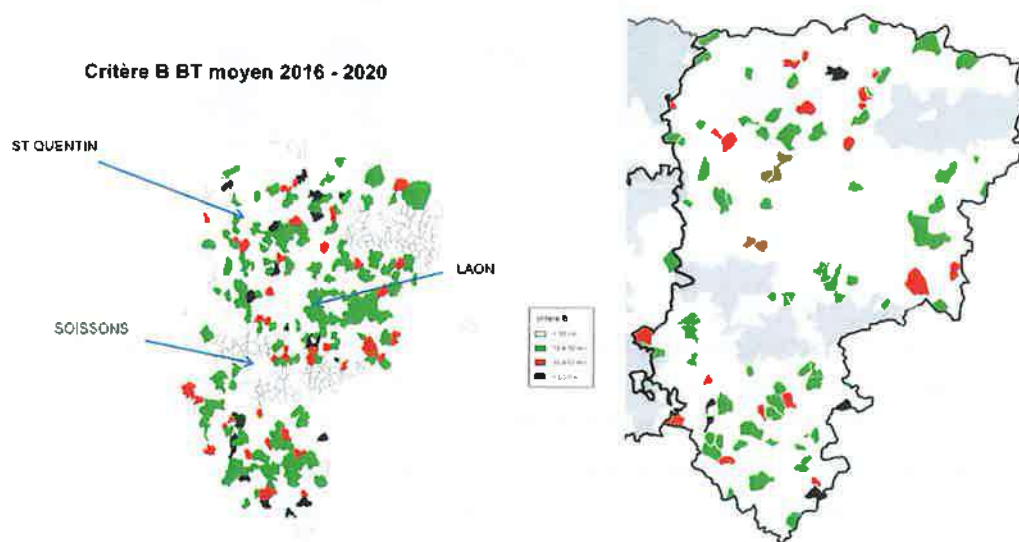
La part du critère B HTA est très largement le fait d'incidents, la part travaux n'apparaît pas prépondérante.

3.3.4. Décomposition du critère B : Incidentologie des postes de distribution publique

La part du critère B relative aux postes de transformation est peu importante : 7,5 minutes (5 en HTA et 2,5 en BT).

3.3.5. Décomposition du critère B : La partie réseau BT

Voici la carte du temps moyen de coupure HIX provoqué par des défaillances sur les réseaux Basse Tension



USEDA
28/02/2022

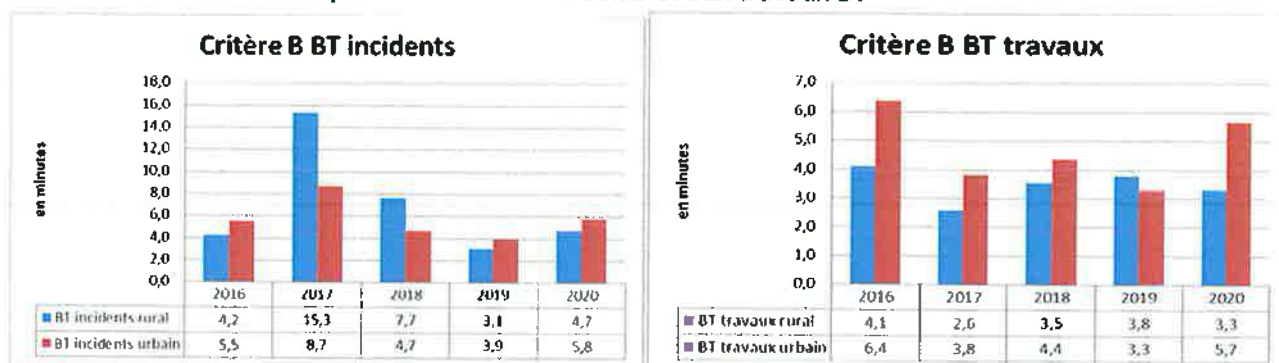
Critère B incident HIX BT - moyen 2016 – 2020

Le temps de coupure des réseaux BT est en moyenne de 14 mn sur la période 2016 à 2020 (13,4mn pour les communes urbaines et 14,7 pour les communes rurales). Ce résultat moyen tout à fait correct cache pour certaines communes des temps de coupure liés au réseau BT de plus grande ampleur :

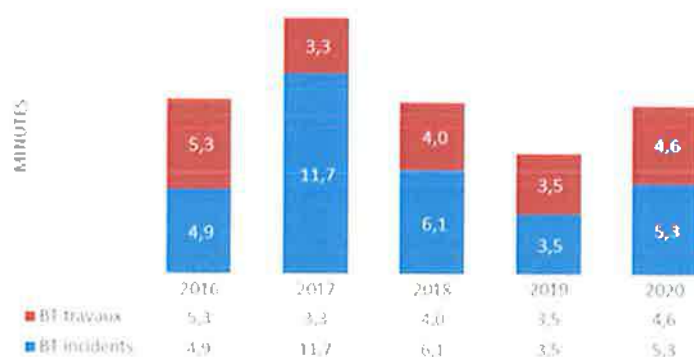
- 20 communes connaissent un critère B BT de plus de 60mn en moyenne sur 5 ans

- 38 communes ont un critère B BT moyen sur 5 ans compris entre 30 et 60mn.
- Ces communes, toutes rurales, apparaissent réparties sur le territoire.

3.3.5.1. La part relative aux incidents et aux travaux BT



CRITÈRE B BT



Il apparaît que la part relative aux incidents BT est faible (de l'ordre de 5 minutes), notamment pour le communes rurales qui ne sont que peu différentes de l'urbain (même inférieure en 2020).

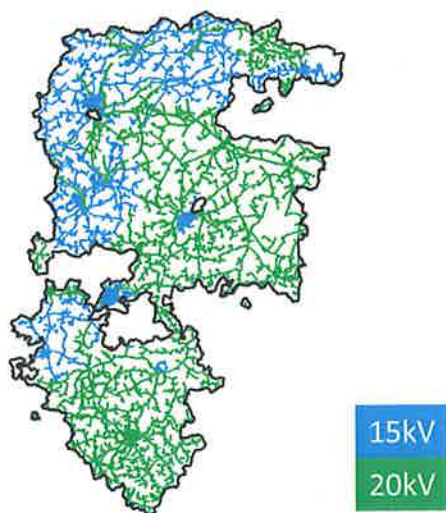
Par ailleurs, l'impact des travaux BT (moins de 4 mn) est particulièrement faible.

Le calcul du critère B à partir des données LINKY pourrait faire évoluer significativement ces résultats établis manuellement.

4. LE RESEAU HTA

4.1. LA TENSION D'EXPLOITATION DU RESEAU HTA

L'alimentation HTA de l'USEDA présente 2 niveaux de tension.



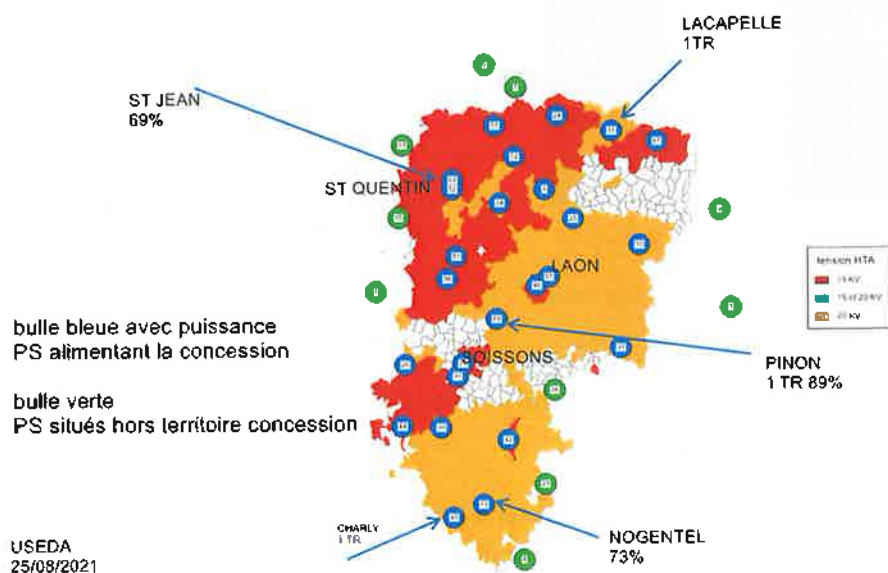
Niveau de tension des départs HTA (Enedis)

- Enfin, 60% des 57 transformateurs HTB HTA qui desservent la concession ont pour tension aval 15 KV.

Ce ratio peut être exprimé en :

- Longueur : 40 % du réseau HTA est en 15 KV, ce % est quasi identique en aérien (37%) et en souterrain (40%)
- Puissance appelée : 56% de la puissance appelée pour la concession

Zones de tension 15 et 20 KV



Or, la généralisation de la tension 20 KV pour les réseaux HTA remonte à présent à 50 ans (début des années 70). Ce changement de tension a été engagé à l'époque afin d'augmenter la capacité de transit des lignes HTA, notamment aériennes et à limiter les chutes de tension.

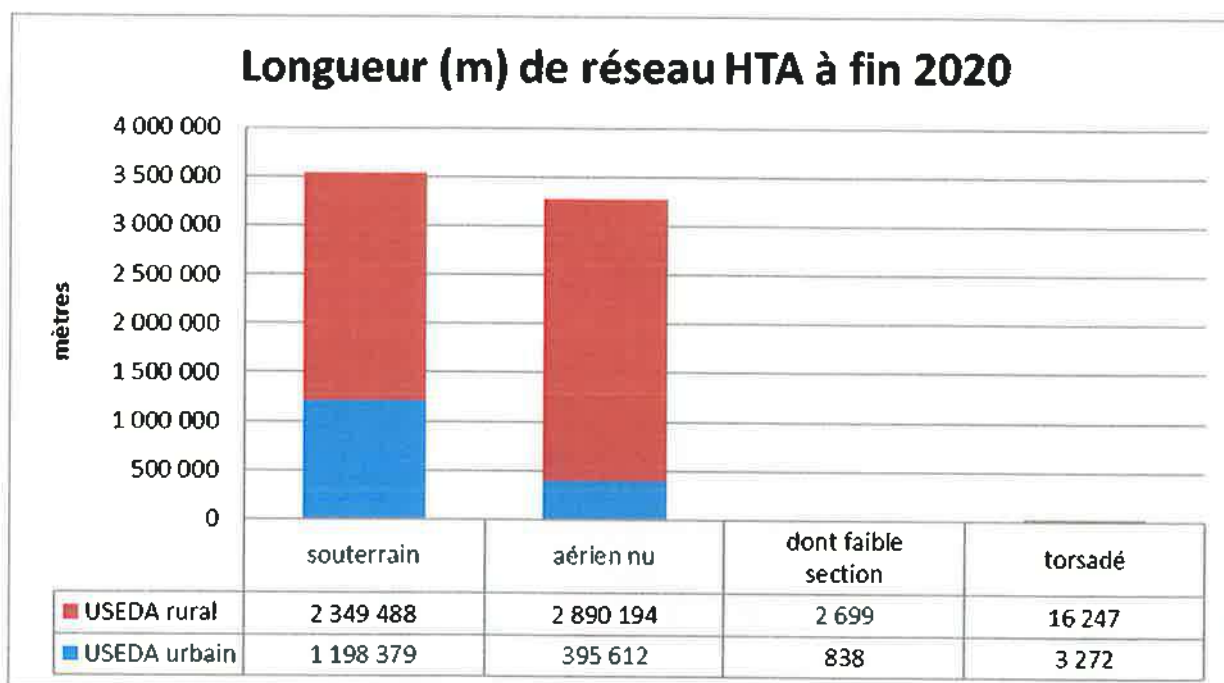
Toutefois, la desserte en 15 KV a été alors maintenue lorsque les réseaux étaient trop vétustes pour tenir le 20 KV et que la charge était relativement faible et peu évolutive, le changement de tension de 15 en 20kV devant être mené au fur et à mesure du renouvellement de ces portions vétustes de réseau.

Cela étant, on observe que la zone de desserte en 15 KV est beaucoup plus dense en postes sources avec en conséquence des longueurs moyennes de départ HTA plus courtes, ce qui constitue un avantage en termes de qualité de fourniture (critère B plus faible cf. analyse ci-après)

Le passage en 20kV est une solution parmi d'autres dans le cadre de la détection d'une contrainte sur le réseau.

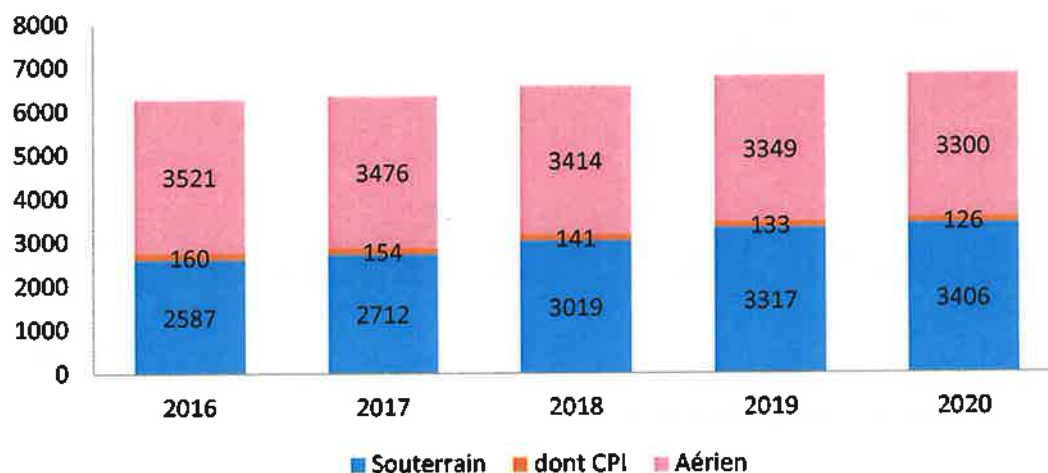
4.2. LA REPARTITION DES LONGUEURS HTA PAR MATIERES ET TECHNOLOGIES

La longueur totale du réseau HTA est de 6 853 km à fin 2020 pour le territoire de l'USEDA.



Le réseau HTA de l'USED A est constitué de 52 % de réseau souterrain (3 532 km) et de 48 % de réseau aérien (3 300 km).

Le réseau HTA est sensiblement à part égale entre souterrain et aérien. Ce taux d'enfouissement de 52% est du même ordre que pour d'autres concessions comparables.

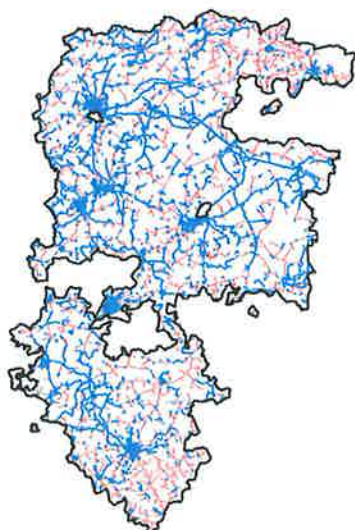


Réseau HTA (en km)	2020
Souterrain	3 532
dont CPI	126
Aérien	3 300
dont faible section	3,5
dont Torsade	18
TOTAL HTA	6 831
Taux de Souterrain	52%

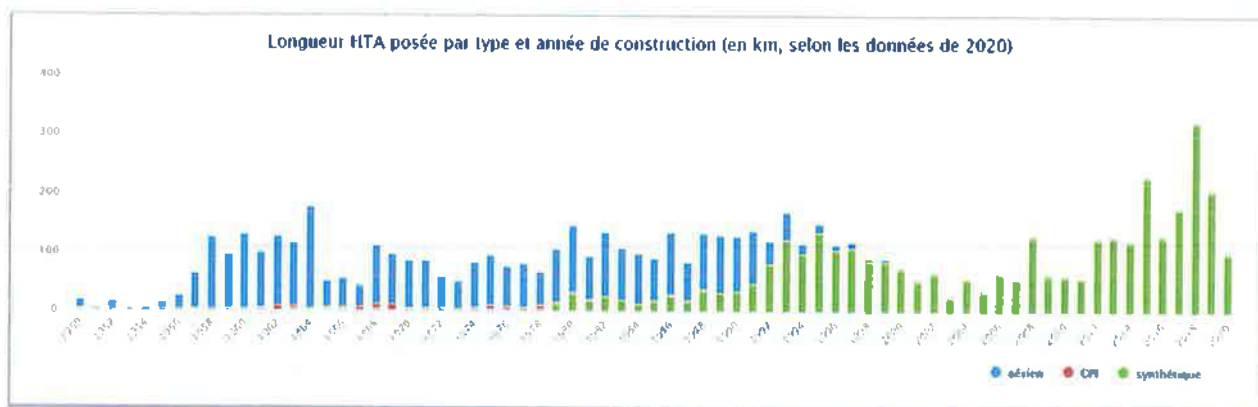
Sur la période 2016/2020, nous observons une nette augmentation du linéaire de réseau. On passe de 6 268 km à 6 831 km. Plus précisément, on constate :

- une augmentation de 22 % du réseau souterrain HTA ;
- une baisse de 21 % du CPI HTA ;
- une baisse de 6 % du réseau aérien HTA.

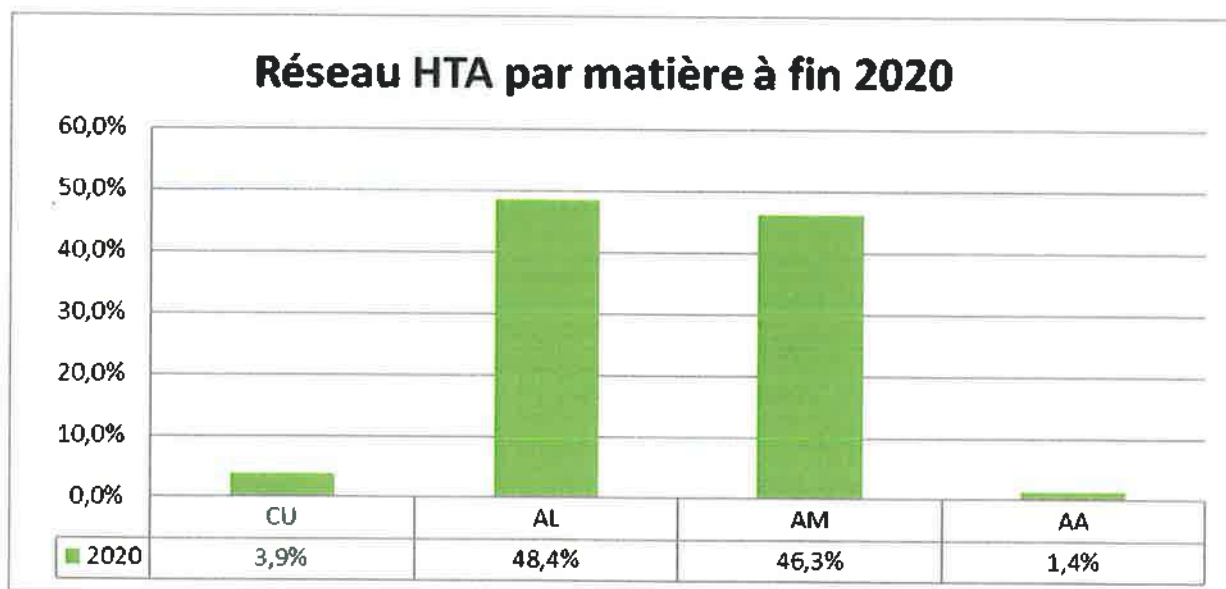
Ces évolutions de linéaire souterrain s'expliquent notamment par de nombreux projets de raccordements éoliens.



Réseau HTA de l'USEDA (Enedis)



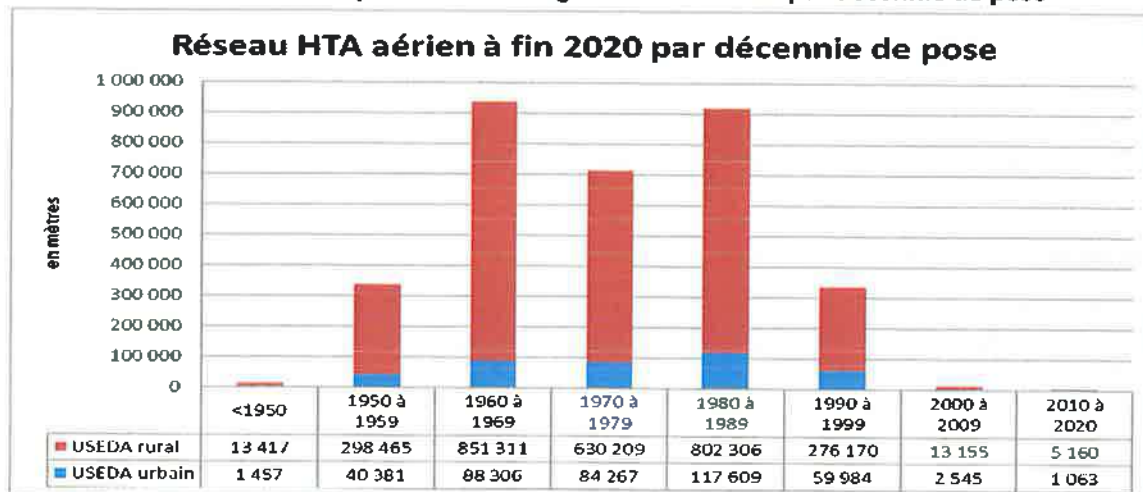
Pyramide des âges du réseau HTA de l'USEDA (Enedis)



4.3. LE RESEAU HTA AERIEN

4.3.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU HTA AERIEN

4.3.1.1. La répartition des longueurs HTA aérien par décennie de pose

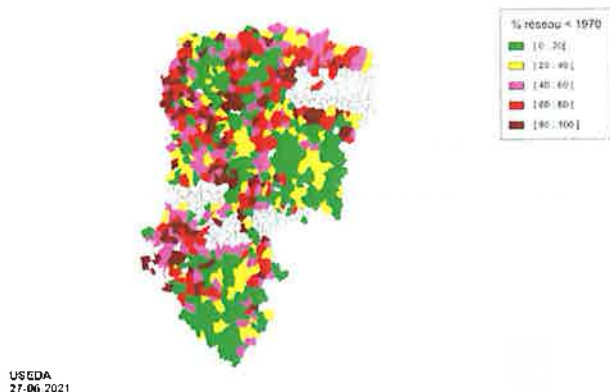


Si on s'intéresse à la partie la plus vétuste du réseau HTA aérien :

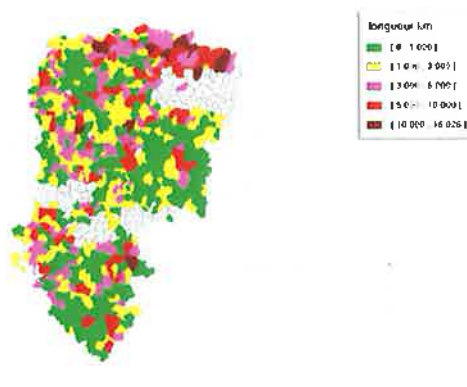
- Années 50 et avant : 354 kms / baisse de 12 kms par an entre 1918 et 2020
 - o Dont 3,5 kms en faible section (baisse de 100 m depuis 2016)

- Années 60 : 940 kms / baisse de 16 kms par an entre 2018 et 2020
- Années 70 : 715 kms / baisse de 8 kms par an entre 2018 et 2020

% HTA aérien posé <1970



Longueur (km) HTA aérien ancien <1970



On constate que le réseau le plus âgé est celui exploité en 15kV.

4.4. LE RESEAU HTA SOUTERRAIN

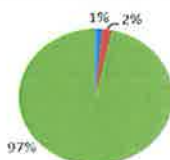
4.4.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU HTA SOUTERRAIN

Le réseau souterrain est pour 96% en câbles synthétiques et donc 4% en câbles papier imprégné (127 km) localisé évidemment sur les grandes villes (plus anciens)

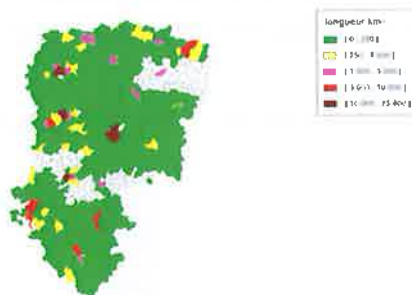
câbles souterrains	longueur (m)
papier imprégné unipolaire sous plomb	50 553
autres câbles papier	76 003
synthétique	3 421 363
TOTAL	3 547 918

Réseau HTA souterrain par typologie à fin 2020

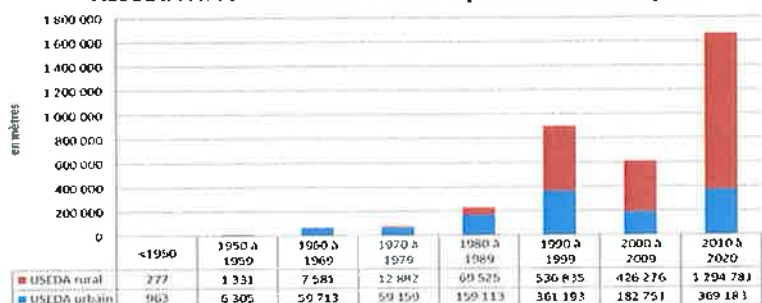
■ papier imprégné unipolaire sous plomb
■ autres câbles papier
■ synthétique



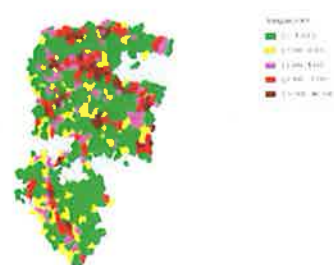
Longueur (km) HTA papier imprégné (CPI)



Réseau HTA souterrain à fin 2020 par décennie de pose



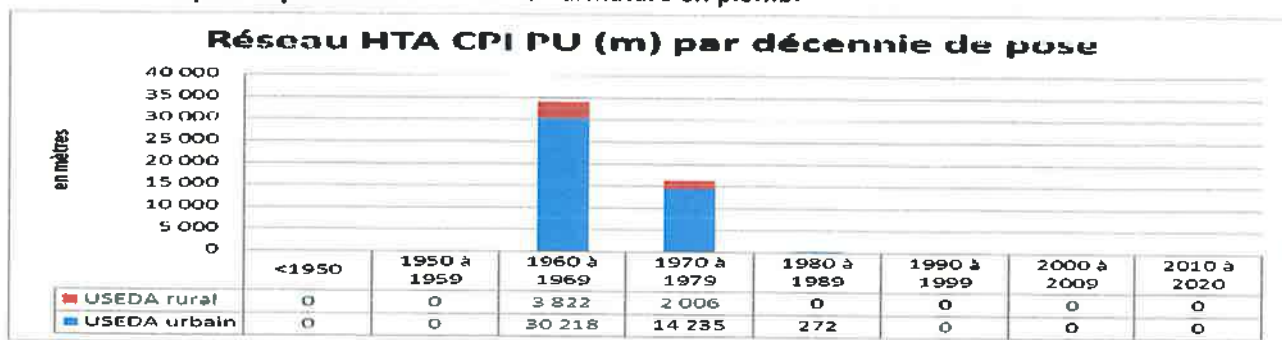
Longueur (km) HTA >2010



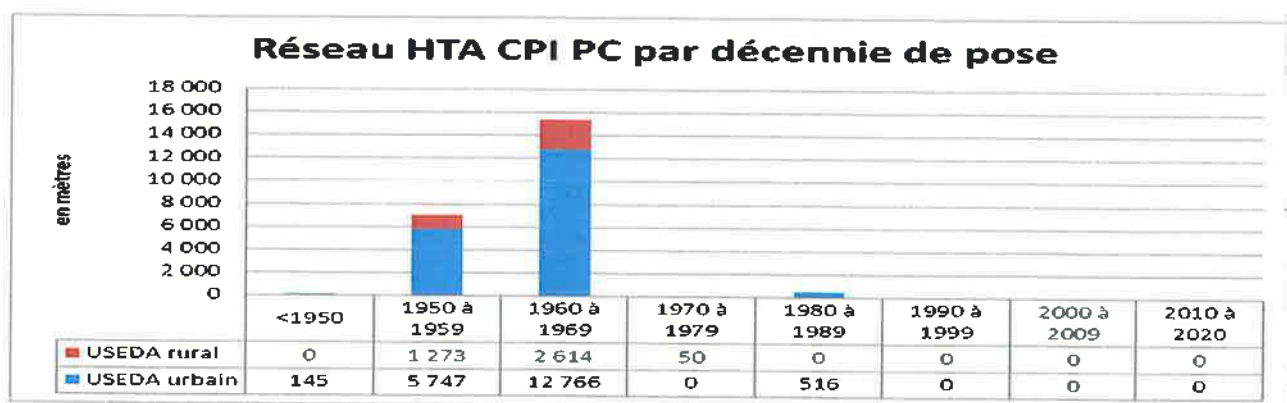
Les longueurs de réseau HTA posées depuis 2010 sont localisés cf. carte (à mettre en regard des ENR ?)

4.4.1.1. Le réseau HTA en papier imprégné (CPI) : 4 types de câbles CPI selon les années de pose :

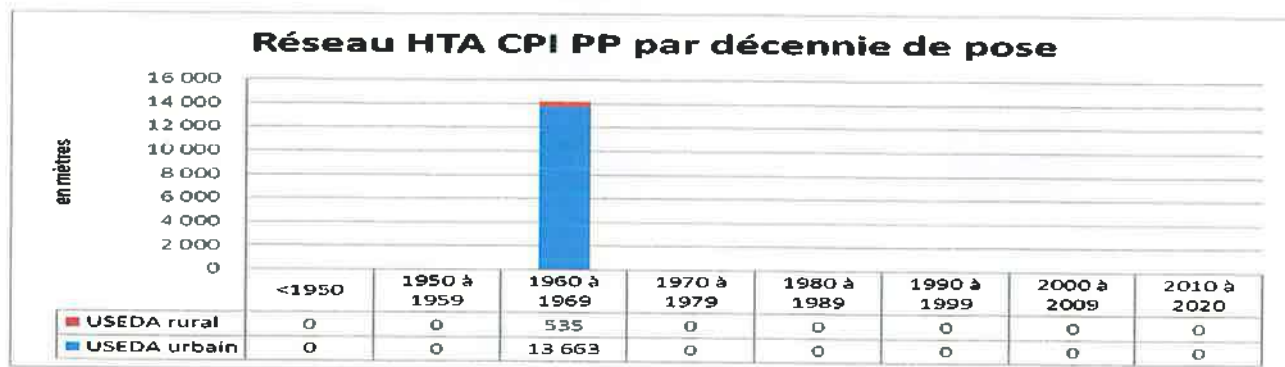
- Le câble unipolaire en papier imprégné est une technologie en aluminium, posée dans les décennies 60 et début 70. Cette technologie a remplacé les câbles en cuivre. Il présente des risques importants du fait de son armature en plomb.



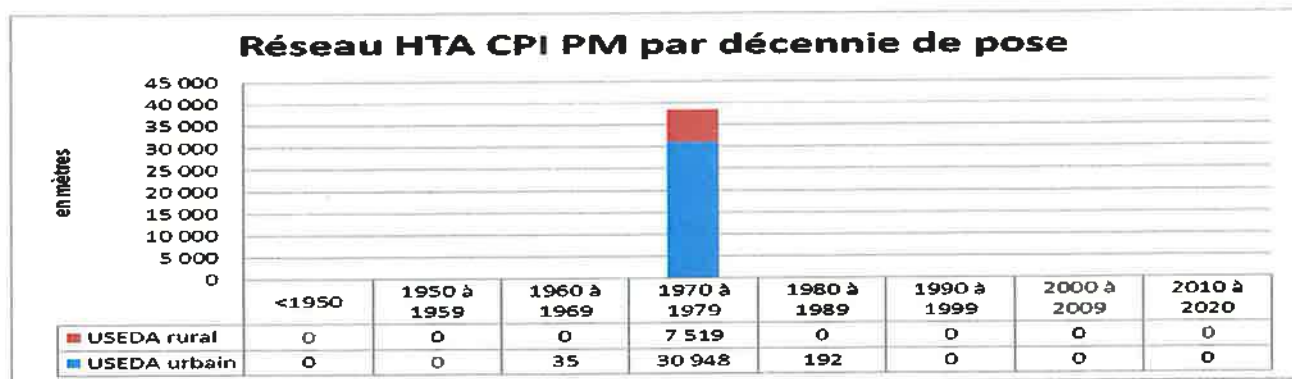
- Le câble papier à ceinture



- Le câble papier métallisé tripolaire tri plomb



- Le câble métallisé tripolaire qui est le plus récent



L'enjeu de renouvellement porte sur :

- PU : 51 kms avec une résorption de 3,5 km/an (2020/2018)
- PC : 22 km avec une résorption de 1,2 km/an (2020/2018)
- PP : 14 km avec une résorption de 0,5 km/an (2020/2018)
- PM : 39 km avec une résorption de 2 km/an (2020/2018)

5. LE RESEAU BT

5.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT

5.1.1. La consistance des données d'inventaire BT

En premier lieu, il convient de souligner que la typologie des câbles BT n'est pas renseignée dans le fichier physique fourni par ENEDIS et que les années de pose ne sont pas fiables.

En effet, au vu du fichier physique, il y aurait 585 km de réseau BT posé avant 1950 (dont 380 km de torsadé alors que cette technologie n'existait pas) et au vu du fichier comptable, 170 km de réseau BT souterrain posé avant 1980 pour 77 km au fichier physique.

Au global, pour les ouvrages BT posés avant 1980, on constate un écart du simple au double entre le fichier comptable (1291 km) et le fichier technique (643 km)

USEDA										
réseau réputé posé	avant 1950		1950 à 1959		1960 à 1969		1970 à 1979		total avant 1980	
quantité (km)	comptable	physique	comptable	physique	comptable	physique	comptable	physique	comptable	physique
aérien nu	0	153	66	5	294	4	30	5	390	166
torsadé	0	380	0	4	64	5	667	10	731	399
souterrain	0	52	1	3	37	6	132	16	170	77
total	0	585	67	11	395	15	829	32	1291	643

Les écarts entre le fichier physique et le fichier comptable sont donc considérables¹, avec un impact majeur sur la valorisation des actifs et le montant des provisions pour renouvellement (PR) non constituées.

Il est à noter que cette analyse porte uniquement sur un périmètre restreint aux ouvrages antérieurs à 1980 à relativiser par rapport au 4846 km de réseau BT fin 2020.

Par ailleurs, un travail de fiabilisation des inventaires techniques a eu lieu en 2022 qui a permis d'identifier un taux de 34% (resp. 12%) de fils nus erronés dans les bases en zone rurale (resp. urbaine).

Il convient de souligner qu'un 3^{ème} fichier existe pour le réseau BT, qui est celui utilisé pour l'exploitation des ouvrages (GDO). Ce dernier décrit le réseau sous forme de dipôles aux fins de calcul des contraintes électriques (en intensité et en tension). Il a été constitué dans les années 90 et pourrait utilement servir de base de travail (en plus de la cartographie d'exploitation) pour requalifier les inventaires techniques et comptables présentés par ENEDIS.

L'analyse présentée ci-après sur la base des fichiers d'inventaire communiqués par ENEDIS reste donc très fragile mais donne néanmoins quelques éléments d'appréciation du patrimoine.

¹ Ce constat est récurrent sur de nombreuses concessions exploitées par ENEDIS

5.1.2. La répartition des longueurs BT aérien / souterrain / torsadé (source – fichiers techniques)

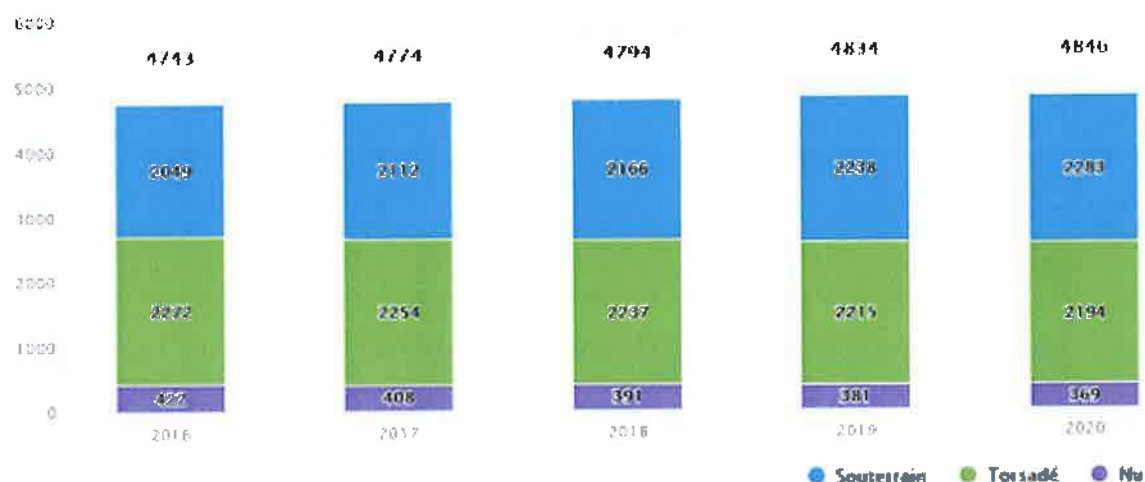
Le réseau BT de l'USEDA est constitué de 47 % de réseau souterrain (2 283 km) et de 43 % de réseau aérien (2563 km).

Soit un total de 4 856 km de réseau BT.

Les nouveaux câbles BT posés sur la période 2016/2020 sont principalement des câbles souterrains, + 232 km.

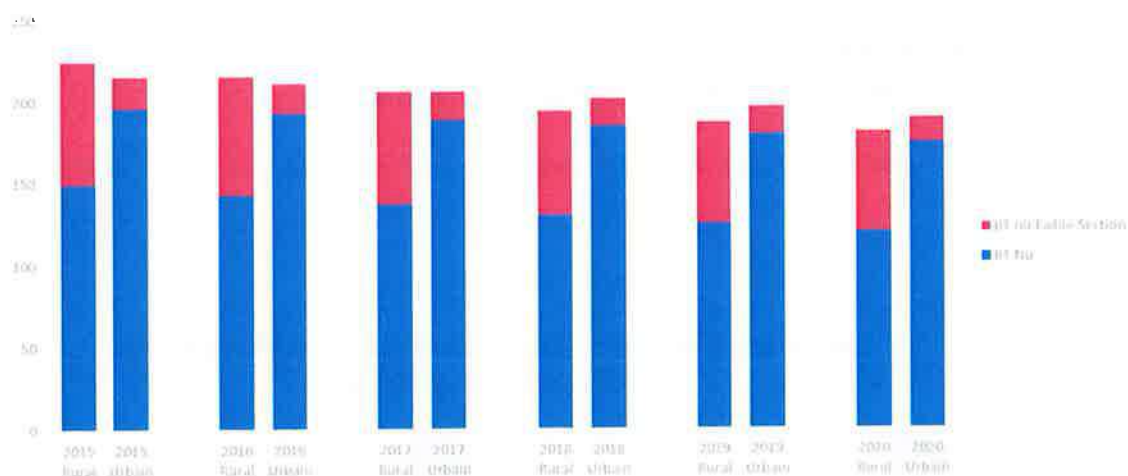
On constate également que la quantité de réseau aérien nu est en baisse. On passe de 422 km à 369 km, soit 53 km de réseau BT nu déposé.

Longueurs de réseau BT (km) concession USED A-02



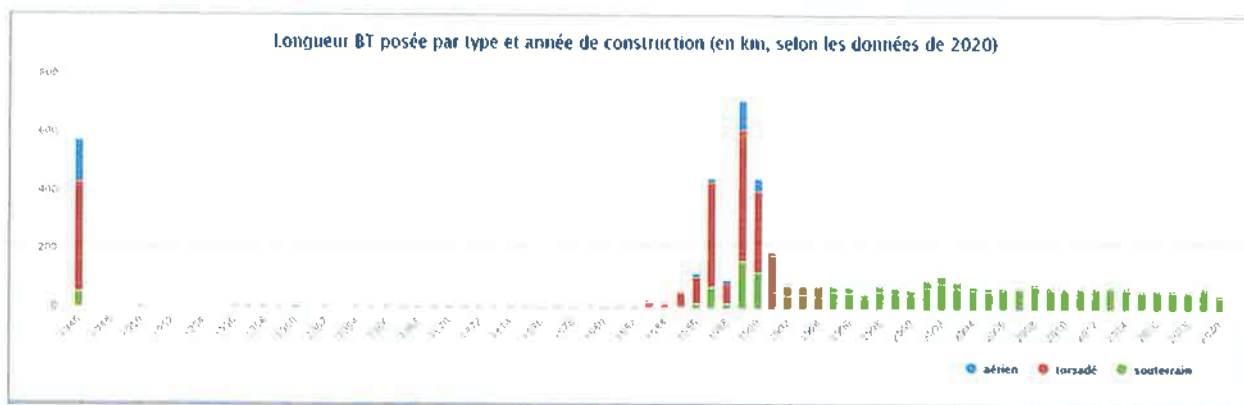
Evolution du réseau BT (Enedis)

Pour zoomer sur le réseau aérien nu et sa répartition entre les communes urbaines et rurales :

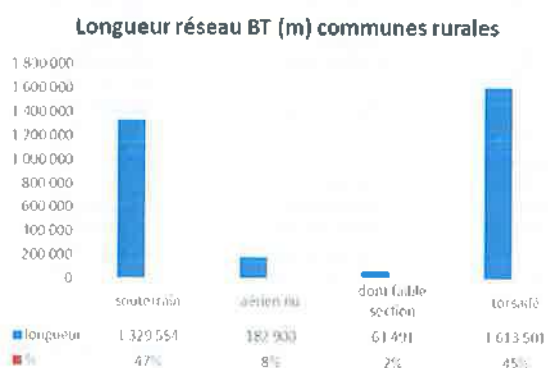


Evolution du réseau BT nu (Enedis)

Pyramides des âges du réseau BT



Pyramide des âges du réseau BT de l'USEDA (Enedis)

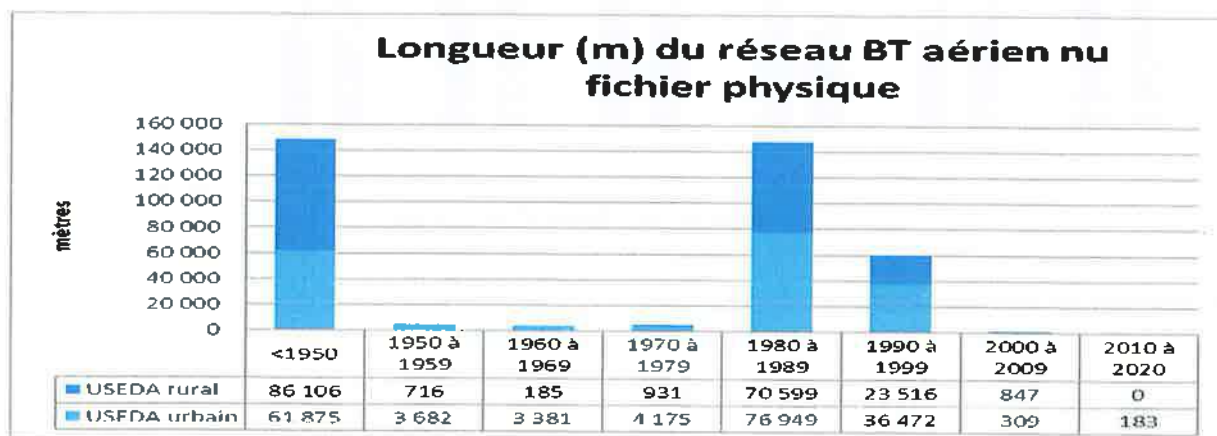


Le réseau BT fils nus représente 11% du total BT en urbain et seulement 6% en rural.

5.2. LE RESEAU BT AERIEN NU

5.2.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT AERIEN NU

Le réseau BT aérien nu a une longueur de 370 km répartis à 50 % en longueur pour les communes rurales et 50 % en urbain.



5.2.1.1. Zoom sur le réseau aérien nu BT en faible section

Le réseau est qualifié par ENEDIS de « faible section » lorsque celle-ci est $<14^2$ Cu ou $<22^2$ Alu. Il présente à la fois des risques mécaniques, liés à sa vétusté, susceptibles d'entraîner des surtensions (rupture de neutre) et une capacité de transit électrique très limitée et non adaptée à l'évolution des charges.

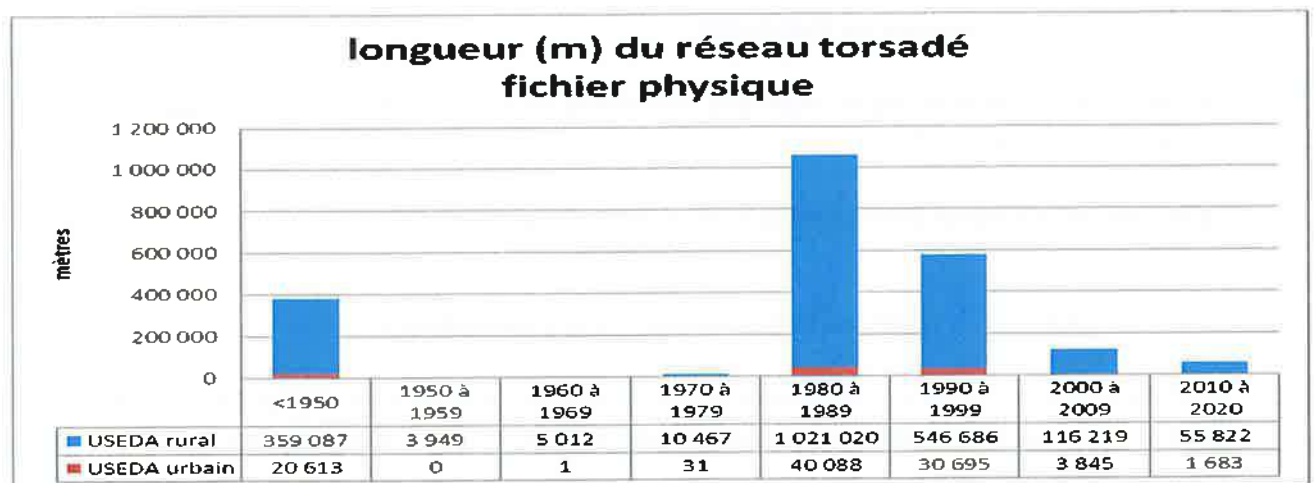
La longueur de réseau BT faible section est de 77 kms soit 20% du total de réseau fils nus.

Le rythme de renouvellement du réseau BT en faible section est de 2,5% par an (2020/2018) : 1,7 km par an en rural (rythme de résorption sur 40 ans) et 0,3 kms/an en urbain .

5.3. LE RESEAU BT AERIEN TORSADÉ

5.3.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT TORSADÉ

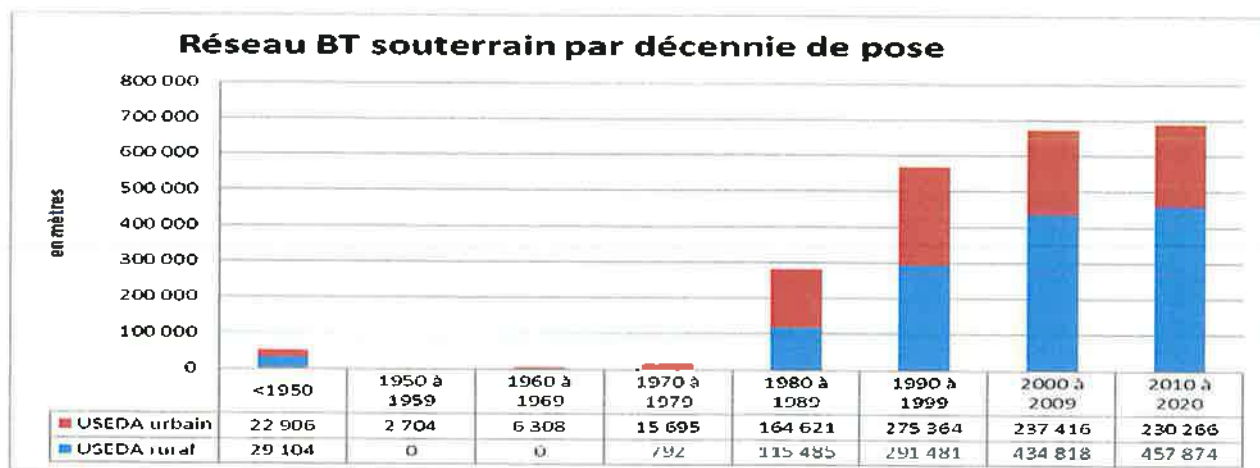
Le fichier d'inventaire physique est inconsistant : 380 kms (17% du total) est réputé daté d'avant 1950 alors que cette technologie n'existait pas avant la fin des années 70.



5.4. LE RESEAU BT SOUTERRAIN

5.4.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU BT SOUTERRAIN

Le réseau BT souterrain a une longueur de 2 285 km à fin 2020 dont 52 km non datés (1946).



5.4.1.1. Le réseau BT souterrain à isolation papier imprégné

Le réseau BT à isolation en papier imprégné est une technologie de câble posée par EDF jusqu'en 1971 qui présente des risques importants du fait de sa gaine en plomb :

- Câbles en cuivre de 1920 à 1971,
- Câbles en aluminium de 1946 à 1971.

Le réseau BT à isolation papier imprégné représente environ 50 km si on prend pour hypothèse que le réseau non daté est en CPI.

Le rythme de résorption observé entre 2018 et 2020 est de 0,2 km/an.

5.4.1.2. Le réseau BT souterrain à neutre périphérique

Le réseau BT à neutre périphérique est une technologie de câble en aluminium posée par EDF entre 1967 et 1980 et donc rapidement abandonnée compte tenu du retour d'expérience très négatif.

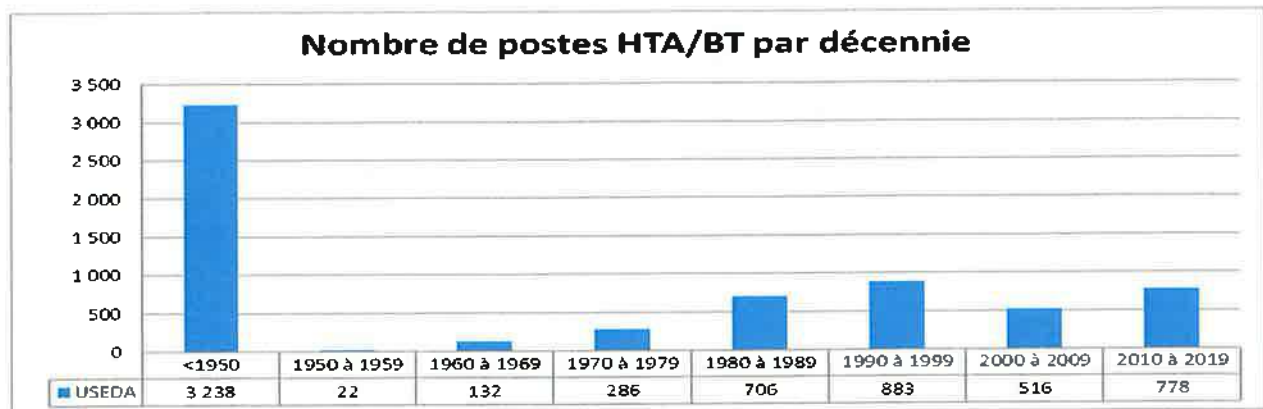
En effet, ce type de câble présente des risques importants liés à la rupture du conducteur de neutre en aluminium, par oxydation de ce dernier du fait de la non-étanchéité de la gaine extérieure du câble, ayant pour conséquence des surtensions susceptibles d'entraîner la destruction de tout ou partie de l'appareillage des usagers.

Compte tenu de la répartition des longueurs par années de pose, illustrée ci-dessus, ce type de câble peut être évalué à 16 kms au vu du fichier physique.

6. LES POSTES DE TRANSFORMATION

6.1. LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE

- ⇒ Le fichier communiqué par ENEDIS pour les exercices 2018 et 2019 comporte uniquement les postes DP ou MX. Aucune information n'est communiquée pour les postes abonnés qui sont hors concession ; néanmoins Enedis intègre les postes abonnés dans le calcul des chutes de tension sur les départs HTA qui elles, sont communiquées à l'AODE via les fichiers de contrôle.
- ⇒ Le fichier fourni indique la date de mise en service. Toutefois, cette date n'est renseignée que pour seulement la moitié des postes (1946 pour les autres).
- ⇒ Par ailleurs, et surtout, il s'agit de l'âge du génie civil.

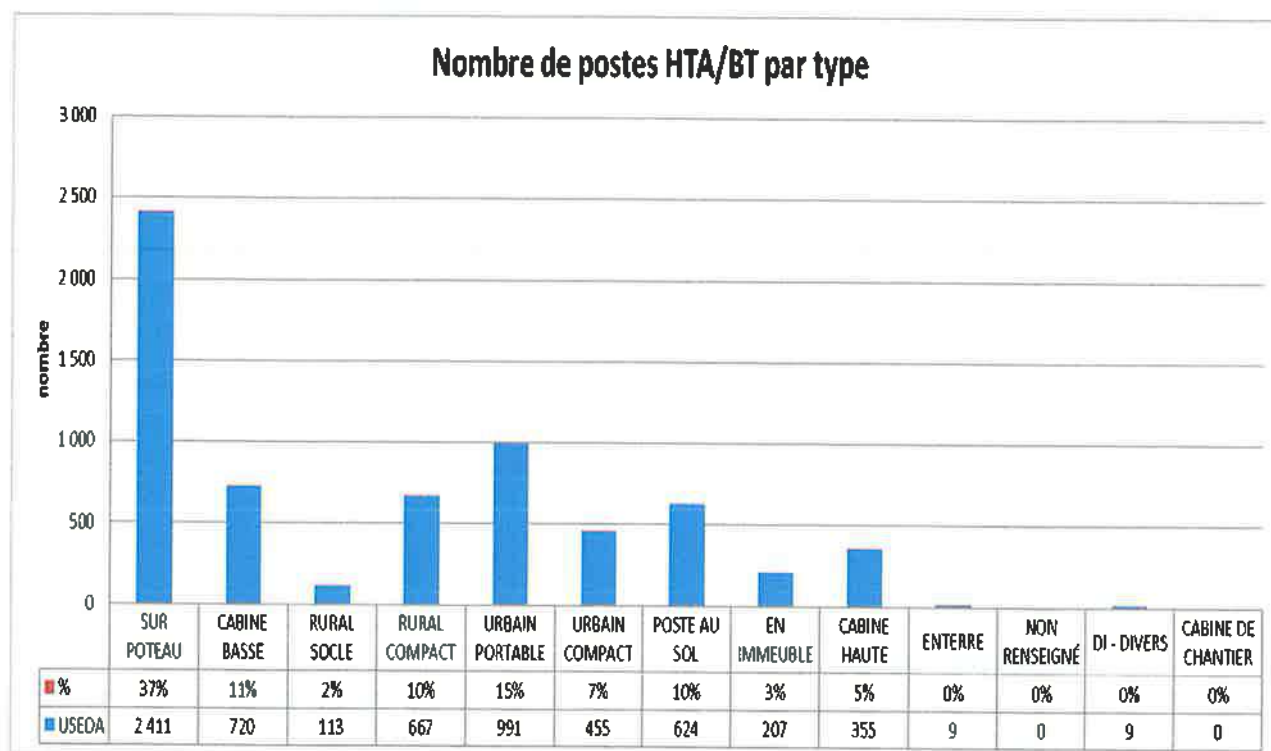


En conclusion, n'ayant pas d'indication sur l'âge des équipements des postes, il n'est pas possible, au vu du fichier technique transmis par ENEDIS de porter un avis et proposer une cible du renouvellement.

NB : la durée d'amortissement des tableaux HTA et BT est de 30 ans

Seul un contrôle physique des postes HTA/BT pour un échantillon représentatif permettrait d'évaluer l'état physique et électrique des postes (type et âge des équipements, entretien, défauts latents éventuels).

6.1.1. La typologie des postes



A noter que 5% des postes sont de type cabine haute (355 postes)

REMARQUES FINALES

Ce diagnostic partagé a été l'objet de nombreux échanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau, qui ont permis de l'enrichir au fur et à mesure des discussions suite aux demandes de l'autorité concédante.

Il est partagé en l'état des informations transmises par le gestionnaire du réseau de distribution.

Certaines informations (datation, nature...) sont notamment partielles dans les fichiers d'inventaire physique du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution fournira, à l'occasion de chaque suivi et actualisation du diagnostic technique, les données conformes aux accords passés entre Enedis et la FNCCR, permettant de répondre en tout ou partie aux points soulevés ci-dessus par l'AODE.

Le gestionnaire de réseau tiendra également compte, à l'occasion de la transmission des données, des améliorations permises par la mise en place de l'arrêté inventaire.

A la date de réalisation du présent diagnostic technique, les données non disponibles ou non transmises sont les suivantes :

- Pour les postes sources : les puissances dimensionnantes, taux de charge et leur évolution, courbe de charge, régime de neutre et modernisation contrôle commande
- Politique interne relative à l'installation des OMT
- L'inventaire des équipements des postes HTA/BT
- L'inventaire des branchements. Le projet d'inventorisation « ADELE », actuellement en cours de finalisation, répondra à cette attente. A noter : le syndicat a reçu dans le cadre du contrôle concédant 2022 portant sur les données 2021 le fichier d'inventaire des ouvrages collectifs de branchement.

L'USEDA tient à observer que, pour certains points du diagnostic du réseau, un consensus n'a pas pu être dégagé.

L'USEDA regrette que le diagnostic ne permette pas de s'assurer, à moyen terme, de la sécurisation du réseau ou de la capacité de celui-ci à répondre aux évolutions des besoins des usagers. Plus précisément, le refus d'Enedis de travailler sur la charge des transformateurs de puissance présents dans les postes sources ou de préciser le palier technologique des outils de contrôle commande de ces mêmes postes, n'a pas permis de porter un diagnostic étayé sur la sécurisation de la desserte de l'USEDA.

De même, et alors qu'Enedis a publié une étude le 12 avril 2021 indiquant avoir développé des capacités pour mener la réflexion prospective sur le réseau de distribution publique à diverses échelles spatiales, il n'a pas été possible de disposer d'éléments de prospective à la maille de l'USEDA ou du département de l'Aisne.

Enfin, l'USEDA regrette qu'un linéaire important de réseau ne fasse pas l'objet d'un développement ou ne soit traité, à son sens, que par des analyses limitées dans le cadre du diagnostic annexé au contrat.

Il s'agit notamment :

- Du réseau BT aérien torsadé
- Des équipements électriques des postes HTA BT
- Des colonnes électriques.

Pour conclure, l'USEDA regrette que l'approche du diagnostic soit orientée dans l'unique but d'amélioration de la continuité de desserte. L'USEDA, bien que totalement mobilisée pour que les usagers de l'Aisne disposent d'une qualité de desserte optimale, aurait souhaité qu'une approche relative à l'état du patrimoine et aux risques liés à son vieillissement soit également envisagée et traitée.

ANNEXE 4

ANNEXE 2C

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

ARTICLE 1

OBJET

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de la concession pour ce qui concerne le schéma directeur des investissements.

En lien avec les enjeux identifiés dans le cadre du diagnostic technique, le Schéma directeur des investissements définit des ambitions et des valeurs repères associées.

Le Schéma directeur oriente en conséquence les choix des investissements à réaliser par le concessionnaire sur les réseaux de distribution d'électricité pour la durée du contrat soit 25 années.

Ces orientations seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels d'investissements successifs sur la durée du contrat de concession.

Ce document a été construit à partir d'un état des lieux du réseau électrique de distribution détaillé et partagé entre les parties, objet de l'annexe 2B.

ARTICLE 2

DEFINITION DES ORIENTATIONS A L'ECHEANCE DU SCHEMA DIRECTEUR

Enedis s'engage à mettre en œuvre le présent schéma directeur d'investissements visant aux finalités suivantes :

- La recherche de la performance globale du réseau dans une perspective d'évolution vers un réseau intelligent présentant un haut niveau de qualité et de sécurité et prenant en compte les besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu de l'évolution des usages d'électricité, des perspectives de développement du territoire, des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves, ainsi que notamment les bornes de recharge des véhicules électriques ;
 - L'adaptation et la sécurisation du maillage des postes sources desservant le territoire ;
 - La mise en œuvre d'une structure HTA modernisée et interconnectée assurant une garantie de continuité d'alimentation satisfaisante ;
 - La désensibilisation du réseau HTA aux aléas climatiques, notamment pour les incidents de grande ampleur et non limités au seul territoire de la concession ; la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au concessionnaire à titre préventif comme curatif ;
 - La préservation de l'état du patrimoine concédé dans la durée, dont les réseaux HTA, les réseaux BT, les postes de distribution publique HTA/BT et les ouvrages de branchement, le renouvellement nécessaire au maintien du réseau en bon état de fonctionnement incombant totalement au concessionnaire au titre de l'article 10 du contrat de concession, aussi bien en régime urbain qu'en régime rural.
-

Les investissements, réalisés au titre de la mise en œuvre du présent schéma directeur, constituent une quote-part des travaux menés par le concessionnaire Enedis sur le réseau desservant le territoire de l'USEDA.

Dans ce cadre, et au regard des différents enjeux mis en évidence par le diagnostic technique, les échanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont permis de définir les ambitions suivantes pour le territoire de la concession:

Ambition 1 : sécuriser les réseaux et améliorer la résilience de l'alimentation électrique

Ambition 2 : garantir durablement le niveau de qualité d'alimentation électrique

En outre, la sécurisation de la desserte et la capacité du réseau public de distribution à accompagner le développement économique du territoire fera l'objet d'une attention particulière dans le cadre du présent schéma directeur.

ARTICLE 3

AMBITIONS PARTAGEES ET LEVIERS ASSOCIES

Ambition 1 : Sécuriser les réseaux et améliorer la résilience de l'alimentation électrique

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont pour ambition de sécuriser les réseaux et d'améliorer la résilience de l'alimentation électrique notamment par :

- la poursuite de l'amélioration de la fiabilité des lignes aériennes HTA
- une politique d'enfouissement priorisé des lignes HTA selon les expositions aux risques notamment climatiques
- L'amélioration de la réactivité du réseau

Les actions élémentaires d'investissement retenues pour l'atteinte de cette ambition sont les suivantes :

Levier n°1 : fiabiliser le réseau HTA aérien

Synthèse du diagnostic : Il a été constaté dans le diagnostic technique que la majorité des incidents (57%) ont lieu sur les lignes HTA aériennes engendrant la plus grande proportion du temps moyen de coupure (75%).

Les principales causes décelées sont d'ordre climatique et intrinsèque réseau.

Ainsi les solutions retenues afin d'améliorer la fiabilité du réseau sont les suivantes :

- Fiabiliser le réseau HTA par la mise en œuvre de la Rénovation programmée (renouvellement partiel des composants qui le nécessitent) pour les réseaux HTA aériens pérennes.
- Enfouir les lignes HTA aériennes incidentogènes particulièrement exposées au risque climatique.

Ces actions permettront de garantir qu'une grande partie du réseau HTA aérien à fin 2020 aura fait l'objet d'un diagnostic détaillé et, le cas échéant, d'un traitement par des travaux d'enfouissement ou de renouvellement total ou partiel ou de rénovation programmée.

Levier n°2 : modernisation du réseau HTA pour améliorer la réactivité en cas d'incident de grande ampleur

Les actions d'investissements élémentaires correspondant à cette ambition sont notamment les suivantes :

- Créer des organes de coupure télécommandés sur le réseau HTA
- Améliorer si besoin la reprise des clients par la création de nouveaux bouclages

Ambition 2 : Garantir durablement le niveau de qualité d'alimentation électrique

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution ont pour ambition de garantir durablement le niveau de qualité de fourniture sur le territoire de la concession notamment en :

- Traitant les zones prioritaires identifiées dans le cadre du diagnostic technique
- Supprimant la majorité des réseaux aériens BT en fils nus, principalement de faible section
- Renouvelant les réseaux souterrains HTA et BT incidentogènes

Levier n°1 : traiter les zones prioritaires identifiées dans le cadre du diagnostic technique

Dans le cadre du premier diagnostic technique, 4 zones ont été pré-identifiées ; elles sont décrites plus précisément dans l'annexe 2 D relative au PPI.

Pour les PPI suivants, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution étudieront ensemble le niveau de qualité de fourniture sur ces zones pour estimer si elles doivent à nouveau être retenues au titre du futur PPI ou s'il est plus pertinent de cibler de nouvelles zones.

Levier n°2 : Renouveler le réseau BT aérien nu en zone urbaine

Synthèse du diagnostic : Il a été constaté dans le diagnostic technique que la technologie « fils nus » était nettement plus incidentogène que le torsadé.

La principale action d'investissement consiste à renouveler le réseau aérien BT fils nus en priorisant le réseau à risque (faibles sections).

Levier n°3 : renouvellement des câbles souterrains incidentogènes

Synthèse du diagnostic : le diagnostic technique a montré qu'à ce jour, la proportion d'incidents générés par les câbles HTA d'ancienne génération notamment CPI est importante.

Il conviendra de traiter cette faiblesse du réseau HTA souterrain en renouvelant prioritairement les câbles les plus incidentogènes.

Les actions élémentaires d'investissement retenues sont les suivantes :

- Renouveler les câbles souterrains HTA incidentogènes
- Renouveler le réseau BT souterrain qualifié à risques dans le diagnostic technique

ARTICLE 4 : VALEURS REPERES

Les ambitions portées par les deux maîtres d'ouvrage se traduisent par les valeurs repères à 25 ans selon le tableau suivant :

Ambitions	Leviers	Nature des Valeurs repères	Stock initial au 31/12/2020	Valeur Repère
Sécuriser le réseau et améliorer la résilience de l'alimentation électrique	Fiabiliser le réseau HTA aérien	Longueur de réseau HTA aérien traité	3 300 km	60%
	Améliorer la réactivité	Nombre de nouveaux OMT	38 OMT à créer	100%
Garantir durablement le niveau de qualité d'alimentation électrique	Traiter les câbles souterrains HTA incidentogènes	Longueur de réseau CPI HTA traité	126 km	60%
	Renouveler le réseau BT aérien nu	Longueur de réseau BT aérien nu en zone urbaine traité	188 km	70%
	Renouveler le réseau BT souterrain incidentogène	Longueur de réseau BT incidentogène en zone urbaine traité	43 km	35%

ANNEXE 5

ANNEXE 2 D

MISE EN ŒUVRE DU SDI **PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT** **2025-2029**

PREAMBULE

En application de l'article 11 du cahier des charges de concession, le programme pluriannuel d'investissements est établi de façon concertée par le gestionnaire de réseau et l'autorité concédante à partir du diagnostic technique et des ambitions portées par le schéma directeur des investissements de la concession.

Il définit les priorités de la période sur la concession avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

La durée retenue par l'Autorité concédante pour les PPI est de 5 ans ; le PPI sera décliné chaque année en programme annuel.

Le programme pluriannuel ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession. Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de renforcement, au raccordement des clients et des producteurs, aux déplacements d'ouvrage à la demande de tiers, aux postes sources, au déploiement du compteur Linky et à tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

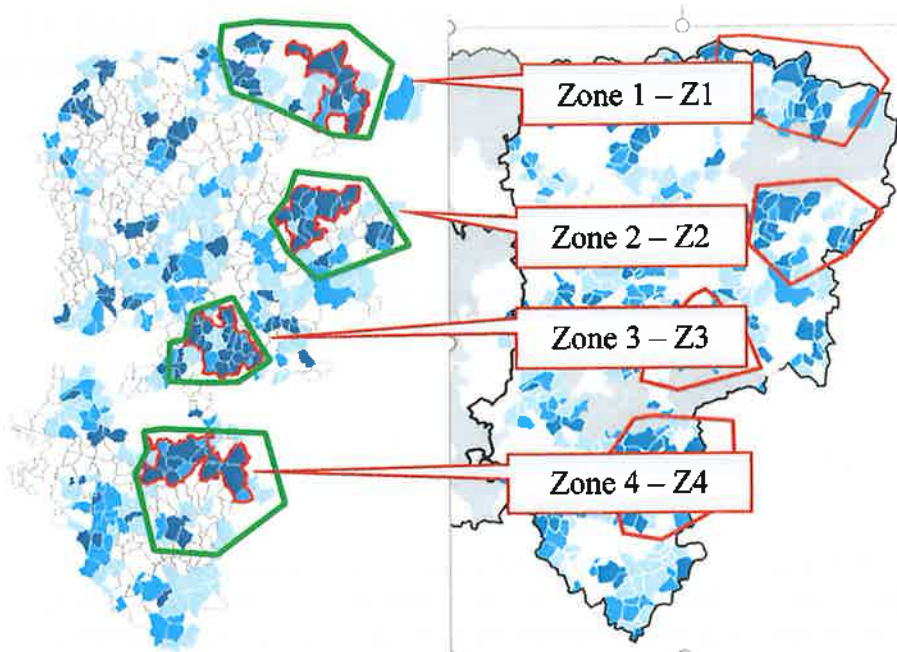
Les modalités de mise en œuvre et d'évaluation des PPI sont définies à l'A11 du cahier des charges de concession et dans l'Annexe 2A.

ARTICLE 1

ZONES PRIORITAIRES RETENUES AU TITRE DU PPI 2025-2029

4 zones prioritaires ont été identifiées, compte tenu des données recueillies dans l'état des lieux technique du réseau :

Les communes de ces zones prioritaires ont été sélectionnées à l'intérieur des zones définies dans le diagnostic technique pour constituer un ensemble continu d'au moins une dizaine de communes soit ayant un critère B incidents HIX dégradé (>3h en moyenne 2016-2020), soit jouxtant une commune de ce type.



La liste des communes retenues au titre des zones prioritaires figure en annexe.

ARTICLE 2

ENGAGEMENT FINANCIER DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution au titre du programme pluriannuel pour la période 2025-2029 sur l'ensemble du territoire de la concession est le suivant :

En M€	PPI 2025-2029
Renforcement des Réseaux	1M€
Modernisation des réseaux HTA	18,5M€
Amélioration de la réactivité (OMT)	0,6M€
Réseau HTA aérien	15,2M€
Réseau HTA souterrain	2,7M€
Modernisation des réseaux BT	1,5M€
Réseau BT aérien	0,8M€
Réseau BT souterrain	0,7M€
TOTAL	21M€

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements.

La ventilation présentée dans le tableau, ci-dessus, peut être amenée à évoluer en fonction d'éléments conjoncturels (ex. : aléas climatiques, réglementation) ou structurels (ex. : politiques techniques, retours d'expérience).

NB : Ne figurent pas dans ce tableau les investissements liés : aux postes sources, aux raccordements, aux exigences environnementales, aux contraintes externes et au déploiement des compteurs communicants

ARTICLE 3 LES VALEURS REPERES

Ce paragraphe précise le niveau d'ambition du Programme Pluriannuel d'Investissements 2024-2028 pour chacun des leviers d'actions identifié dans le Schéma Directeur des Investissements.

Les quantités affichées pour chaque programme sont des quantités repères et ne constituent pas des engagements du distributeur. Ils sont basés sur des coûts unitaires moyens susceptibles de varier en fonction des conditions économiques ou réglementaires.

Ambitions	Leviers	Nature des Valeurs repères	Stock initial au 31/12/2020	Période 5 ans
Sécuriser les réseaux et améliorer la résilience de l'alimentation électrique	Fiabiliser le réseau HTA aérien	Longueur de réseau HTA aérien traité	3 300 km	38
	Améliorer la réactivité	Nombre de nouveaux OMT	38 OMT à créer	30
Maintenir durablement le niveau de qualité	Traiter les câbles souterrains HTA incidentogènes	Longueur de réseau CPI HTA traité	126km	25
	Renouveler le réseau BT aérien nu	Longueur de réseau BT aérien nu en zone urbaine traité	188 km	10
	Renouveler le réseau BT souterrain incidentogène	Longueur de réseau BT en zone urbaine traité	43 km	1

Les quantités correspondent aux ouvrages inscrits et retirés (poses et déposes) des bases patrimoniales durant la période 2025-2029.

Annexe : Liste des communes retenues au titre des zones prioritaires

Zone 1 :

Code INSEE	Libellé Commune
02197	CLAIRFONTAINE
02275	EFFRY
02295	ETREAUPONT
02324	FONTENELLE
02342	GERGNY
02312	LA FLAMENGRIE
02445	LUZOIR
02544	NEUVE-MAISON
02567	OHIS
02574	ORIGNY-EN-THERACHE
02584	PAPLEUX
02650	ROCQUIGNY
02833	WIMY

Zone 2 :

Code INSEE	Libellé Commune
02004	AGNICOURT-ET-SEHELLES
02039	AUTREMENCOURT
02101	BOSMONT-SUR-SERRE
02194	CILLY
02248	CUIRIEUX
02274	EBOULEAU
02350	GOUDELANCOURT-LES-PIERREPONT
02545	LA NEUVILLE-BOSMONT
02448	MACHECOURT
02689	SAINT-PIERREMONT
02737	TAVAUX-ET-PONTSERICOURT
02801	VIGNEUX-HOCQUET

Zone 3 :

Code INSEE	Libellé Commune
02115	BRAYE-EN-LAONNOIS
02150	CERNY-EN-LAONNOIS
02155	CHAILLEVOIS
02158	CHAMOUILLE
02174	CHAVIGNON
02176	CHAVONNE
02183	CHEVREGNY
02205	COLLIGIS-CRANDELAIN
02311	FILAIN
02429	LIERVAL
02490	MONAMPTUIL
02530	MOULINS
02531	MOUSSY-VERNEUIL
02561	NOUVION-LE-VINEUX
02577	OSTEL
02582	PAISSY
02583	PANCY-COURTECON
02589	PARGNY-FILAIN
02621	PRESLES-ET-THIERNY
02661	ROYAUCOURT-ET-CHAILVET
02730	SOUPIR
02751	TRUCY
02755	URCEL
02778	VENDRESSE-BEAULNE

Zone 4 :

Code INSEE	Libellé Commune
02022	ARCY-SAINT-RESTITUE
02082	BEUGNEUX
02127	BRUYERES-SUR-FERE
02220	COULONGES-COHAN
02233	CRAMAILLE
02271	DRAVEGNY
02351	GOUSSANCOURT
02412	LAUNOY
02427	LHUYS
02442	LOUPEIGNE
02462	MAREUIL-EN-DOLE
02580	OULCHY-LE-CHATEAU
02699	SAPONAY
02713	SERINGES-ET-NESLES

ANNEXE 6

**CONVENTION RELATIVE A L'APPLICATION
DE L'ARTICLE 8 DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION
POUR L'INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT
SUR LA PERIODE 2025-2029**

Entre les soussignés :

L'UNION DES SECTEURS d'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L'AINES (USEDA), autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés, sis 1 rue TURGOT à LAON – 02 200, représenté par :

Monsieur Jean-Claude BEREUX, son Président, dûment habilité à l'effet des présentes par délibération du Comité syndical du 2 juillet 2024 ;

*Désigné ci-après « **L'Autorité Concédante** » ou « **l'USEDA** », d'une part*

et,

Enedis, Gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par :

Madame Véronique PAULY, Directrice Régionale Picardie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} juillet 2020 par Madame la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile 15 Rue Bruno d'Agay – 80 048 AMIENS Cedex 1.

*Désignée ci-après « **le Concessionnaire** » ou « **Enedis** », d'autre part,*

Désignées ci-après collectivement « **les Parties** ».

Exposé préalable :

1. Les Parties ont conclu, le 2024, un contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente, comprenant une convention de concession, un cahier des charges de concession et plusieurs annexes (ci-après le Contrat de concession). Ce Contrat de concession prend effet au 1^{er} janvier 2025.

L'article 8 A) du cahier des charges de la concession susvisée prévoit le versement par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante, d'une participation annuelle au financement de travaux « d'intégration d'ouvrages dans l'environnement », sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement et tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Cet article est complété par l'article 4 A) de l'annexe 1 au cahier des charges qui rappelle le principe de participation financière et précise que le montant de cette participation est fixé chaque année d'un commun accord entre les Parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'Autorité Concédante, en tenant compte des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, et en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissements financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

2. L'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges prévoit en outre que les travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de la concession sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'USEDA.

Les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'USEDA consistent en des opérations d'effacement ou d'enfouissement d'ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité pour contribuer à l'intégration des ouvrages Basse Tension dans l'environnement, tout en améliorant la qualité de la desserte et la sécurisation des ouvrages de la concession.

3. Au 31 décembre 2022, le Compte Rendu d'Activité remis par Enedis indique que les réseaux aériens basse tension (BT) sur le territoire de la concession représentent 2 485 kilomètres, qui se décomposent en réseaux en câbles torsadés (2 214 km) et réseau en fils nus (271 km).

L'USEDA souhaite favoriser les actions de nature à permettre une meilleure intégration des ouvrages dans l'environnement. Ces actions sont complémentaires aux actions d'amélioration de la qualité de la distribution d'électricité qui s'inscrivent dans les missions du concessionnaire au titre du Contrat de concession.

Le Concessionnaire en charge de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité participe au financement de ces travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement, conformément aux dispositions prévues à l'article 4A de l'annexe 1 du cahier des charges.

Enedis partage la volonté de l'USEDA d'agir en faveur de l'amélioration de la qualité de fourniture au bénéfice de l'ensemble des habitants de la concession. Dans ce contexte, Enedis souhaite que les financements qu'elle accorde aux autorités concédantes contribuent à la sécurisation du réseau notamment en privilégiant la résorption des réseaux en fils nus autant que possible.

L'Autorité Concédante et son Concessionnaire en charge de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité se sont ainsi rapprochés afin de fixer le montant et les modalités de la participation du Concessionnaire dans le cadre de la présente convention.

Cela étant exposé, il a été convenu de ce qui suit.

Article 1 : Objet

La présente convention a pour objet de fixer les conditions d'éligibilité, le montant et les modalités de versement de la participation du Concessionnaire pour ce qui concerne les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante et destinés à améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement et la sécurisation du réseau, conformément aux articles 8 A) du cahier des charges de concession et 4 A) de l'annexe 1 dudit cahier des charges.

En outre, les travaux visés par la présente convention sont réalisés sans préjudice des travaux d'enfouissement des lignes BT réalisés par le Concessionnaire conformément aux stipulations du cahier des charges de la concession.

Article 2 : Etablissement du programme annuel d'enfouissement des réseaux

Conformément à l'article 4 A) de l'annexe 1 du cahier des charges, pris en application de l'article 8 A) du cahier des charges, l'USEDA établit le programme annuel de travaux pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en précisant pour chaque opération :

- le numéro d'affaire USED A et si connu, le numéro d'affaire Enedis
- la commune
- l'adresse
- l'estimation du coût des travaux,
- le taux de subvention prévisionnel
- la date prévisible de leur réalisation,
- les longueurs prévisionnelles de réseau déposé (aérien, dont FN, dont Torsade, dont BT, dont HTA)
- le montant prévisionnel de la participation d'Enedis
- l'année de construction du réseau si elle est connue

L'USED A adresse par courrier électronique au plus tard le 30 novembre de l'année N-1 à Enedis, la liste prévisionnelle des opérations qui font l'objet d'une demande de cofinancement au titre de l'année N, sous le format du tableau de l'Annexe 1 de la présente convention, et ce dans le but notamment de permettre une coordination des différents travaux réalisés par les Parties en exécution du Contrat de concession. Cette liste prévisionnelle correspond au programme annuel de travaux envisagé au titre de l'année N.

Il est entendu que la somme totale des participations financières prévisionnelles de l'ensemble des chantiers devra respecter le montant maximal de la contribution annuelle telle que définie à l'article 4 ci-dessous et que les projets retenus ne bénéficient pas des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du gestionnaire de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué, conformément à l'Article 4 de l'Annexe 1 du cahier des charges de concession.

L'USED A adressera à Enedis lors de la transmission de son programme travaux prévisionnel une attestation certifiant que les opérations listées dans le programme annuel de travaux pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement ne bénéficient pas d'un financement au titre du FACE (principal et complémentaire).

Enedis examine chacune des opérations du programme travaux adressés par l'USED A afin de vérifier que les projets proposés par l'AODE respectent les critères d'éligibilité définis à l'Article 3 et fait part de ses observations à l'AODE dans un délai maximal de quatre (4) semaines

commençant à courir à compter de l'envoi par courrier électronique par l'USEDA de la liste prévisionnelle. Enedis complètera le cas échéant en y portant le numéro de l'affaire retenu par le concessionnaire

La demande formulée par Enedis de retrait d'une opération du au programme annuel de travaux établi par l'USEDA sera motivée exclusivement au regard des critères d'éligibilité définis à l'Article 3.

L'absence de retour d'Enedis dans ce délai de 4 semaines sur tout ou partie des opérations figurant au programme de travaux proposé vaut validation desdites opérations, et le cas échéant du programme dans sa globalité.

Avant le 31 mars de chaque année N d'exécution de la présente convention, le programme de travaux de l'année N est arrêté par l'USEDA.

Article 3 : Nature des projets inscrits au programme d'enfouissement des réseaux

Les projets de travaux inscrits au programme transmis par l'USEDA en application de l'article 2 de la présente convention devront permettre l'intégration des ouvrages basse tension dans l'environnement et contribuer à l'amélioration de la qualité de la distribution et à la sécurisation des ouvrages basse tension de la concession sur l'ensemble des communes, rurales et urbaines, relevant du périmètre de l'USEDA.

Il est convenu entre les Parties que l'Autorité Concédante pourra, lors de la réalisation d'une opération d'effacement de réseau basse tension, exécuter, sous sa maîtrise d'ouvrage, l'effacement concomitant d'un tronçon de réseau HTA et/ou le traitement esthétique du poste HTA/BT concerné si cela s'avère nécessaire.

Les travaux à réaliser sur le réseau HTA, qui ne sauraient constituer la finalité du chantier concerné, seront présentés à Enedis lors de l'envoi du programme annuel et devront respecter le critère suivant : pour chaque chantier BT, le mètre de réseau HTA ne devra pas représenter plus de 40 % de la longueur totale du réseau aérien déposé du chantier.

Afin de renforcer la synergie entre les actions d'intégration des ouvrages dans l'environnement d'une part et la sécurisation des ouvrages d'autre part, l'Autorité Concédante tiendra notamment compte des critères suivants dans le choix des opérations de son programme travaux :

- Coordination possible avec des travaux d'aménagement initié par une commune ou un établissement public de coopération intercommunale ;
- Obligation d'enfouissement du réseau imposée par une autorité administrative ou un tiers (Architecte des Bâtiments de France notamment)
- Exposition aux aléas climatiques particulièrement pour les réseaux en fils nus ;
- Pertinence avec le nombre et les caractéristiques des clients concernés ;
- Age et état général des ouvrages (présence de marques d'usure, de corrosion...).

Compte tenu de la volonté des deux parties d'améliorer durablement la qualité de la distribution sur le territoire de la concession, les Parties conviennent d'affecter cette participation à des travaux visant en complément d'une finalité esthétique, la sécurisation du réseau BT notamment via la résorption du réseau BT fils nus.

La mesure du taux de sécurisation s'effectuera en longueur de réseau déposé, sur la globalité du programme travaux suivant le modèle de calcul ci-après :

$$\% \text{Sécurisation fils nus} = \frac{\sum L_{BT \text{ aérien nu déposé}}}{\sum L_{BT \text{ aérien nu déposé}} + \sum L_{BT \text{ Torsadé déposé}}} * 100$$

Avec :

- $\sum L_{BT \text{ aérien nu déposé}}$: la somme des longueurs de réseau BT aérien nu déposé pour chaque chantier entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N
- $\sum L_{BT \text{ torsadé déposé}}$: la somme des longueurs de réseau BT torsadé déposé pour chaque chantier entrant dans la Programmation Article 8 de l'année N.

Ce taux sera calculé à partir des linéaires relevés par l'USEDA dans les fichiers communiqués par Enedis et décrivant l'état du patrimoine concédé.

Article 4 : Montant et modalités de versement de la participation du Concessionnaire pour la durée de la convention

4.1 Enveloppe due par le Concessionnaire au titre de la durée de la convention

Le montant annuel maximum de la participation du Concessionnaire, est fixé à 325 000 € hors TVA sous réserve de l'atteinte d'un taux de sécurisation de 45% sur la globalité du programme travaux pour la durée de la présente convention.

Si la part de travaux esthétique contribuant également à l'amélioration de la qualité via la résorption de fils nus atteint 55%, la contribution annuelle maximale du concessionnaire passe à 425 000 € hors TVA.

Le montant de la participation du concessionnaire sera défini lors de l'examen du programme travaux.

La participation financière du Concessionnaire n'est pas éligible à l'assiette de calcul du Terme R2 de la redevance.

4.2 Versement de la participation due par le Concessionnaire

Le Concessionnaire verse à l'Autorité Concédante la participation mentionnée à l'article 4.1 de la présente Convention au plus tard un mois après la présentation par l'USEDA du titre exécutoire correspondant aux dépenses engagées par l'USEDA pour les affaires ayant donné lieu à l'établissement d'une Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage (PMEO) acceptée par Enedis.

Ce titre exécutoire sera accompagné des justificatifs afférents aux dépenses engagées par l'USEDA et de l'état récapitulatif des affaires réalisées :

- La fourniture de l'attestation du paiement des travaux

- La fourniture des justificatifs de dépenses (DGD) établi par l'AODE indiquant les sommes concernées par les seuls ouvrages de distribution d'électricité.

Le montant de la participation du concessionnaire est acquitté chantier par chantier.

4.3 – Modalités de report de l'enveloppe

En cas de dépenses inférieures au plafond fixé, la partie non consommée de l'enveloppe au titre de l'exercice ne pourra pas être reportée sur l'exercice suivant.

Cependant si certaines opérations prévues au programme travaux de l'année N ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année N, ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année N, sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année N+1, et dans la limite de la participation annuelle prévue pour l'année N.

De ce fait le report ne peut concerner que les opérations inscrites au programme annuel validé par le concessionnaire et ayant fait l'objet d'un commencement juridique ou matériel d'exécution (compte rendu de réunions de chantier ou ordre de service pour le commencement des études et ou des travaux ou avant-projets sommaires ...).

Article 5 : Taux de participation du Concessionnaire

En application de l'article 4 de l'annexe 1 relative à l'article 8 du cahier des charges de concession, le concessionnaire participe à raison de 40% du coût hors TVA au financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement.

Ce taux de participation de 40% prend en charge uniquement la quote-part du coût de la tranchée relative à l'enfouissement des réseaux électriques, à l'exclusion de celles résultant de l'enfouissement simultané des réseaux de télécommunication, d'éclairage public ou de tout autre réseau.

Le taux de participation d'Enedis sur le dernier chantier de l'année pourra néanmoins être inférieur à 40% afin de ne pas dépasser le montant de l'enveloppe annuelle, tout en visant la consommation totale.

Article 6 : Suivi du programme travaux et détermination du montant total définitif de la participation du Concessionnaire au titre de la Convention

Un suivi de la Convention et de l'avancement du programme travaux de l'année N est établi trimestriellement, en mai, septembre et novembre de l'année N.

Aux fins d'établissement dudit bilan trimestriel, l'Autorité Concédante adresse au Concessionnaire un courrier ou un courrier électronique attestant de l'effectivité et de l'éligibilité aux participations prévues par la présente Convention des dépenses engagées pour chacune des opérations du programme de travaux visé à l'article 2 et comportant en annexe un tableau récapitulatif des opérations indiquant le montant des dépenses Hors Taxes réalisées après achèvement des travaux et remise des ouvrages à l'exploitant et une copie des factures ou des acomptes acquittés par l'USEDA, pour chacun des chantiers.

Article 7 : Modifications du programme travaux

En cours d'exécution, le programme de l'USEDA pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement pourra être modifié si une opération inscrite ne peut être engagée et/ou que l'ajout d'une nouvelle opération apparaît nécessaire.

L'Autorité concédante aura ainsi la possibilité de substituer une opération inscrite au programme à une autre, notamment en raison de la coordination avec d'autres travaux ou de financement d'autres partenaires.

L'Autorité concédante adresse par courrier électronique au Concessionnaire une mise à jour du tableau figurant à l'annexe 1 de la présente Convention afin de procéder à la substitution d'opérations.

Le Concessionnaire dispose d'un délai maximal de deux (2) semaines pour examiner, au regard des critères mentionnés à l'article 3 de la présente convention, les nouvelles opérations proposées par l'USEDA. Si au terme de cet examen, le Concessionnaire refuse certaines opérations, il en informe l'AODE en indiquant les motifs de ce refus au regard des conditions d'éligibilité des financements Enedis.

L'absence de retour d'Enedis, dans le délai de deux (2) semaines commençant à courir à compter de la transmission par l'USEDA de l'annexe 1 mise à jour, vaut validation desdites opérations.

Quel que soit le montant de la nouvelle opération, cette substitution ne pourra pas induire une augmentation de l'enveloppe annuelle maximale définie à l'article 4 de la présente convention.

Article 8 : Communication externe

Les Parties décident de l'organisation d'opérations de communications conjointes, en particulier à destination des communes sur le territoire desquelles sont réalisés les travaux objet de la présente convention.

L'USEDA s'engage à indiquer sur les panneaux d'information du chantier financé par Enedis au titre de la présente convention, la participation financière du concessionnaire.

Dans le cadre de toute action de communication externe relative à la présente convention, les Parties s'engagent à mentionner les financeurs des travaux entrant dans le champ de ladite convention.

Article 9 : Prise d'effet, durée de la convention et clause de rencontre

La présente convention prend effet à compter du 1^{er} janvier 2025.

Elle est conclue pour une durée de 5 ans soit jusqu'au 31/12/2029.

Les Parties conviennent de se rapprocher dans les six mois précédant le terme de la présente convention afin d'en établir un bilan et prévoir les modalités de son renouvellement.

La première convention renouvelée stipulera, pour une nouvelle période de 5 ans, de participations d'un montant au moins égal à 80% du montant des participations visées à l'article 4 de la présente convention, fonction des mêmes taux de sécurisation, sous réserve que l'USEDA ait consommé au moins 80% des participations visées audit article et que le taux de sécurisation moyen sur la période soit supérieur à 55%.

Article 11 : Enregistrement

La présente convention n'est pas assujettie aux droits de timbre et d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des Parties qui en aurait provoqué la perception

Fait en trois exemplaires, avec paraphage de toutes les pages et signature seulement de la dernière page de la convention.

Fait en trois exemplaires originaux à LAON, le

Pour l'Autorité Concédante

Pour le Concessionnaire

Le Président

La Directrice Régionale

Annexe 7

EDF – Direction Commerce Nord-Ouest

Luxembourg 137

137 rue de Luxembourg

59777 Lille

Monsieur le Président

Jean-Claude BEREUX

USEDA

1 rue Turgot

02 200 LAON

Lille, le 8 juillet 2024

LRAR

Objet : Protocole d'accord transactionnel USED-Enedis du 8 juillet 2024

Monsieur le Président,

Nous accusons réception du protocole d'accord transactionnel entre l'USED-Enedis du 8 juillet 2024 et conformément à nos échanges précédents, nous vous confirmons les quatre points suivants :

- la société EDF n'a pas souhaité être partie au protocole dans la mesure où celui-ci porte sur le règlement d'un différend entre l'USED-Enedis qui ne concerne en rien la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente au titre de laquelle la société EDF est partie au contrat de concession ;**

- en tant que partie à l'instance enregistrée au greffe du tribunal administratif d'Amiens le 30 mars 2023 sous le n°2301011-3, la société EDF s'engage à accepter purement et simplement le désistement de l'USEDA dans un délai de huit (8) jours calendaires à compter de la réception de la notification par le tribunal administratif d'Amiens du désistement de l'USEDA et à renoncer à toute demande présentée sur le fondement de l'article L. 761-1 du code de justice administrative ;

- la société EDF a eu parfaite connaissance du protocole et de ses annexes ;

- la société EDF accepte que, dans le nouveau contrat de concession, les annexes 1, 2 a, 2b, 2c et 2d et la convention relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement correspondent strictement aux pièces n° 1, 2, 3, 4, 5 et 6 annexées au protocole, étant entendu qu'EDF, en sa qualité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente, est concernée par la seule annexe 1.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Président, l'assurance de mes salutations distinguées,

Mathias POVSE

Directeur Commercial Régional

EDF Commerce Nord-Ouest

Copie : Mme Véronique PAULY, Directrice Régionale Enedis Picardie

ANNEXE 8

CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

Entre les soussignés :

- **L'UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L' AISBE (USEDA)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représentée par Monsieur Jean-Claude BERAUX, son Président, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du , domicilié 1 rue Turgot – 02 200 LAON,

désignée ci-après « **l'autorité concédante** », d'une part,

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Madame Véronique PAULY, Directrice Régionale Picardie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} juillet 2020 par Madame la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile 15 Rue Bruno d'Agay – 80 048 AMIENS Cedex 1

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « **le gestionnaire du réseau de distribution** »,

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 2 084 809 296,50 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par Monsieur Mathias POVSE, Directeur Commerce Région Nord-Ouest, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} août 2022 par Madame Nelly RECROSIO, Directrice du Marché d'Affaires, faisant élection de domicile 137 Rue du Luxembourg, TSA 55 009, 59 049 LILLE Cedex,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « **le fournisseur aux tarifs réglementés de vente** »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « **les parties** ».

EXPOSE

L'USEDA et Electricité de France ont conclu le 6 janvier 1995, pour une durée de 30 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

Depuis la date à partir de laquelle la convention précitée a été rendue exécutoire, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
 - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
 - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
 - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
 - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.
4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.
5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.
6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.
7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'autorité concédante, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé. Le territoire de la concession est défini à l'article 3 de la présente convention.

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au précédent contrat de concession conclu le 6 janvier 1995 par l'USEDA à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;

c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;

d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles au terme I ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;

e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;

f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;

g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

- du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- du niveau moyen du tarif d'utilisation du réseau public de distribution sur le territoire de la concession.

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend les communes dont la liste figure en annexe.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A LAON, le.....

Pour l'autorité concédante,

Le Président

Jean-Claude BEREUX

Pour le concessionnaire,

**La Directrice Régionale Enedis
Picardie**

Véronique PAULY

**Le Directeur EDF Commerce
Région Nord-Ouest**

Mathias POVSE

ANNEXE 1 : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02001	ABBECOURT	
'02002	ACHERY	
'02004	AGNICOURT-ET-SEHELLES	
'02005	AGUILCOURT	
'02006	AISONVILLE-ET-BERNOVILLE	
'02007	AIZELLES	
'02008	AIZY-JOUY	
'02009	ALAINCOURT	
'02010	ALLEMANT	
'02011	AMBLENY	
'02013	AMIFONTAINE	
'02014	AMIGNY-ROUY	
'02015	ANCIENVILLE	
'02016	ANDELAIN	
'02017	ANGUILCOURT-LE-SART	
'02018	ANIZY-LE-GRAND	Commune nouvelle comprenant 02018 ANIZY LE CHÂTEAU 02301 FAUCOU COURT et 02434 LIZY
'02019	ANNOIS	
'02022	ARCY-SAINTE-RESTITUE	
'02023	ARMENTIERES-SUR-OURCQ	
'02024	ARRANCY	
'02025	ARTEMPS	
'02027	ASSIS-SUR-SERRE	
'02028	ATHIES-SOUS-LAON	
'02029	ATTILLY	
'02030	AUBENCHEUL-AUX-BOIS	
'02032	AUBIGNY-AUX-KAISNES	
'02033	AUBIGNY-EN-LAONNOIS	
'02035	AUDIGNY	
'02036	AUGY	
'02037	AULNOIS-SOUS-LAON	
'02039	AUTREMENCOURT	
'02041	AUTREVILLE	
'02042	AZY-SUR-MARNE	
'02046	BARENTON-BUGNY	
'02047	BARENTON-CEL	
'02048	BARENTON-SUR-SERRE	
'02049	BARISIS-AUX-BOIS	
'02050	BARZY-EN-THIERACHE	
'02051	BARZY-SUR-MARNE	
'02052	BASSOLES-AULERS	
'02053	VALLEES EN CHAMPAGNE	Commune nouvelle comprenant 02669 SAINT-AGNAN 02161 LA CHAPELLE-MONTHODON et 02053 BAULNE EN BRIE
'02054	BAZOCHES-ET-SAINT-THIBAUT	Commune nouvelle comprenant 02054 BAZOCHES 02695 SAINT-THIBAUT
'02057	BEAUREVOIR	
'02059	BEAUTOR	
'02060	BEAUVOIS-EN-VERMANDOIS	
'02061	BECQUIGNY	
'02062	BELLEAU	
'02063	BELLENGLISE	
'02064	BELLEU	
'02065	BELLICOURT	
'02066	BENAY	
'02067	BERGUES-SUR-SAMBRE	
'02068	BERLANCOURT	
'02069	BERLISE	
'02070	BERNOT	
'02072	BERRIEUX	
'02073	BERRY-AU-BAC	
'02074	BERTAUCOURT-EPOURDON	
'02075	BERTHENICOURT	
'02076	BERTRICOURT	
'02078	BESME	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02080	BESNY-ET-LOIZY	
'02081	BETHANCOURT-EN-VAUX	
'02082	BEUGNEUX	
'02083	BEUVARDES	
'02084	BEZU-LE-GUERY	
'02085	BEZU-SAINT-GERMAIN	
'02086	BICHANCOURT	
'02088	BIEVRES	
'02089	BILLY-SUR-AISNE	
'02090	BILLY-SUR-OURCQ	
'02093	BLERANCOURT	
'02094	BLESME	
'02095	BOHAIN-EN-VERMANDOIS	
'02096	BOIS-LES-PARGNY	
'02097	BONCOURT	
'02098	BONNEIL	
'02099	BONNESVALYN	
'02100	BONY	
'02101	BOSMONT-SUR-SERRE	
'02102	BOUCONVILLE-VAUCLAIR	
'02103	BOUE	
'02105	BOURESCHES	
'02107	BOURGUIGNON-SOUS-COUCY	
'02108	BOURGUIGNON-SOUS-MONTBAVIN	
'02109	LA-BOUTEILLE	
'02110	BRAINE	
'02111	BRANCOURT-EN-LAONNOIS	
'02112	BRANCOURT-LE-GRAND	
'02114	BRASLES	
'02115	BRAYE-EN-LAONNOIS	
'02117	BRAY-SAINT-CHRISTOPHE	
'02119	BRECY	
'02121	BRENY	
'02122	BRIE	
'02123	BRISSAY-CHOIGNY	
'02124	BRISSY-HAMEGICOURT	
'02125	BRUMETZ	
'02127	BRUYERES-SUR-FERE	
'02128	BRUYERES-ET-MONTBERAULT	
'02129	BRUYS	
'02130	BUCILLY	
'02131	BUCY-LE-LONG	
'02132	BUCY-LES-CERNY	
'02133	BUCY-LES-PIERREPONT	
'02134	BUIRE	
'02135	BUIRONFOSSE	
'02137	BUSSIARES	
'02139	CAILLOUEL-CREPIGNY	
'02140	CAMELIN	
'02141	LA CAPELLE	
'02142	CASTRES	
'02143	LE CATELET	
'02144	CAULAINCOURT	
'02145	CAUMONT	
'02146	CELLES-LES-CONDE	
'02148	CELLES-SUR-AISNE	
'02149	CERIZY	
'02150	CERNY-EN-LAONNOIS	
'02151	CERNY-LES-BUCY	
'02152	CERSEUIL	
'02153	CESSIERES-SUZY	Commune nouvelle comprenant 02153 CESSIERES et 02733 SUZY
'02155	CHAILLEVOIS	
'02156	CHALANDRY	
'02158	CHAMOUILLE	
'02159	CHAMPS	
'02160	CHAOURSE	
'02162	LA CHAPELLE-SUR-CHEZY	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02163	CHARLY-SUR-MARNE	
'02164	LE CHARMEL	
'02165	CHARMES	
'02166	CHARTEVES	
'02167	CHASSEMY	
'02168	CHATEAU-THIERRY	
'02169	CHATILLON-LES-SONS	
'02170	CHATILLON-SUR-OISE	
'02171	CHAUDARDES	
'02172	CHAUDUN	
'02173	CHAUNY	
'02174	CHAVIGNON	
'02176	CHAVONNE	
'02177	CHERET	
'02178	CHERMIZY-AILLES	
'02179	CHERY-CHARTREUVE	
'02180	CHERY-LES-POUILLY	
'02181	CHERY-LES-ROZOY	
'02182	CHEVENNES	
'02183	CHEVREGNY	
'02184	CHEVRESIS-MONCEAU	
'02185	CHEZY-EN-ORXOIS	
'02186	CHEZY-SUR-MARNE	
'02187	CHIERRY	
'02188	CHIGNY	
'02189	CHIVRES-EN-LAONNOIS	
'02190	CHIVRES-VAL	
'02191	CHIVY-LES-ETOUVELLES	
'02192	CHOUY	
'02193	CIERGES	
'02194	CILLY	
'02196	CLACY-ET-THIERRET	
'02197	CLAIRFONTAINE	
'02199	CLASTRES	
'02200	CLERMONT-LES-FERMES	
'02201	COEUVRES-ET-VALSERY	
'02203	COINCY	
'02205	COLLIGIS-CRANDELAIN	
'02206	COLONFAY	
'02207	COMMENCHON	
'02208	CONCEVREUX	
'02209	CONDE-EN-BRIE	
'02210	CONDE-SUR-AISNE	
'02211	CONDE-SUR-SUIPPE	
'02212	CONDREN	
'02213	CONNIGIS	
'02214	CONTESCOURT	
'02215	CORBENY	
'02216	CORCY	
'02217	COUCY-LE-CHATEAU-AUFFRIQUE	
'02218	COUCY-LES-EPPES	
'02219	COUCY-LA-VILLE	
'02220	COULONGES-COHAN	
'02221	COUPRU	
'02222	COURBES	
'02223	COURBOIN	
'02225	COURCHAMPS	
'02226	COURMELLES	
'02227	COURMONT	
'02228	COURTEMONT-VARENNES	
'02229	COURTRIZY-ET-FUSSIGNY	
'02231	COUVRON-ET-AUMENCOURT	
'02232	COYOLLES	
'02233	CRAMAILLE	
'02234	CRAONNE	
'02235	CRAONNELLE	
'02237	CRECY-SUR-SERRE	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02238	CREPY	
'02239	CREZANCY	
'02240	CROIX-FONSOMME	
'02241	LA CROIX-SUR-OURCQ	
'02242	CROUTTES-SUR-MARNE	
'02243	CROUY	
'02244	CRUPILLY	
'02245	CUFFIES	
'02246	CUGNY	
'02248	CUIRIEUX	
'02250	CUIRY-LES-CHAUDARDES	
'02252	CUISSY-ET-GENY	
'02254	CUTRY	
'02257	DALLON	
'02258	DAMMARD	
'02259	DAMPLEUX	
'02260	DANIZY	
'02261	DERCY	
'02262	DEUILLET	
'02264	DIZY-LE-GROS	
'02266	DOLIGNON	
'02267	DOMMIERS	
'02268	DOMPTIN	
'02269	DORENGT	
'02270	DOUCHY	
'02271	DRAVEGNY	
'02272	DROIZY	
'02273	DURY	
'02274	EBOULEAU	
'02275	EFFRY	
'02276	ENGLANCOURT	
'02279	EPAUX-BEZU	
'02280	EPIEDS	
'02281	L'EPINE-AUX-BOIS	
'02282	EPPE	
'02283	ERLON	
'02284	ERLOY	
'02286	ESQUEHERIES	
'02287	ESSIGNY-LE-GRAND	
'02288	ESSIGNY-LE-PETIT	
'02289	ESSISES	
'02290	ESSOMES-SUR-MARNE	
'02291	ESTREES	
'02292	ETAMPES-SUR-MARNE	
'02293	ETAVES-ET-BOCQUIAUX	
'02294	ETOUVELLES	
'02295	ETREAUPONT	
'02296	ETREILLERS	
'02297	ETREPILLY	
'02298	ETREUX	
'02299	EVERGNICOURT	
'02302	FAVEROLLES	
'02303	FAYET	
'02304	LA FERRE	
'02305	FERE-EN-TARDENOIS	
'02306	LA FERTE-CHEVRESIS	
'02307	LA FERTE-MILON	
'02308	FESMY-LE-SART	
'02309	FESTIEUX	
'02310	FIEULAIN	
'02311	FILAIN	
'02312	LA FLAMENGRIE	
'02313	FLAVIGNY-LE-GRAND-ET-BEAURAIN	
'02315	FLAVY-LE-MARTEL	
'02316	FLEURY	
'02317	FLUQUIERES	
'02318	FOLEMBRAY	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02319	FONSOMME	
'02320	FONTAINE-LES-CLERCS	
'02322	FONTAINE-NOTRE-DAME	
'02323	FONTAINE-UTERTE	
'02324	FONTENELLE	
'02326	FONTENOY	
'02327	FORESTE	
'02328	FOSSOY	
'02329	FOURDRAIN	
'02330	FRANCILLY-SELENCY	
'02332	FRESNES-EN-TARDENOIS	
'02333	FRESNES-SOUS-COUCY	
'02334	FRESNOY-LE-GRAND	
'02335	FRESSANCOURT	
'02336	FRIERES-FAILLOUEL	
'02337	FROIDESTREES	
'02338	FROIDMONT-COHARTILLE	
'02339	GANDELU	
'02342	GERGNY	
'02343	GERMAINE	
'02345	GIBERCOURT	
'02346	GIZY	
'02347	GLAND	
'02349	GOUDELANCOURT-LES-BERRIEUX	
'02350	GOUDELANCOURT-LES-PIERREPONT	
'02351	GOUSSANCOURT	
'02352	GOUY	
'02353	GRANDLUP-ET-FAY	
'02355	GRICOURT	
'02356	GRISOLLES	
'02358	GROUGIS	
'02359	GRUGIES	
'02360	VILLENEUVE SUR AISNE	Commune nouvelle comprenant 02360 GUIGNICOURT et 02475 MENNEVILLE
'02361	GUISE	
'02363	GUNY	
'02364	GUYENCOURT	
'02366	HANNAPES	
'02367	HAPPENCOURT	
'02368	HARAMONT	
'02370	HARGICOURT	
'02371	HARLY	
'02374	LEHAUCOURT	
'02375	HAUTEVESNES	
'02376	HAUTEVILLE	
'02379	LE HERIE-LA-VIEVILLE	
'02380	HINACOURT	
'02381	HIRSON	
'02382	HOLNON	
'02383	HOMBLIERES	
'02385	HOUSSET	
'02386	IRON	
'02387	ITANCOURT	
'02389	JAULGONNE	
'02390	JEANCOURT	
'02392	JONCOURT	
'02395	JUMENCOURT	
'02396	JUMIGNY	
'02397	JUSSY	
'02399	JUVINCOURT-ET-DAMARY	
'02400	LAFFAUX	
'02402	LANCHY	
'02403	LANDIFAY-ET-BERTAIGNEMONT	
'02406	LANDRICOURT	
'02407	LANISCOURT	
'02408	LAON	
'02409	LAPPION	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02411	LATILLY	
'02412	LAUNOY	
'02413	LAVAL-EN-LAONNOIS	
'02414	LAVAQUERESSE	
'02415	LAVERSINE	
'02416	LEME	
'02418	LERZY	
'02419	LESCHELLE	
'02420	LESDINS	
'02422	LESQUIELLES-SAINT-GERMAIN	
'02423	LEUILLY-SOUS-COUCY	
'02424	LEURY	
'02426	LEVERGIES	
'02427	LHUYS	
'02428	LICY-CLIGNON	
'02429	LIERVAL	
'02430	LIESSE-NOTRE-DAME	
'02431	LIEZ	
'02432	LIME	
'02433	LISLET	
'02438	LONGPONT	
'02440	LOR	
'02441	LOUATRE	
'02442	LOUPEIGNE	
'02443	LUCY-LE-BOCAGE	
'02445	LUZOIR	
'02446	LY-FONTAINE	
'02448	MACHECOURT	
'02449	MACOGNY	
'02450	MACQUIGNY	
'02451	MAGNY-LA-FOSSE	
'02452	MAISSEMY	
'02454	LA MALMAISON	
'02455	MALZY	
'02456	MANICAMP	
'02457	MARCHAIS	
'02458	DHUYS ET MORIN-EN-BRIE	Commune nouvelle comprenant 02458 MARCHAIS EN BRIE 02325 FONTENELLE EN BRIE 02147 LA CELLE SOUS MONTMIRAIL 02026 ARTONGES
'02459	MARCY	
'02460	MARCY-SOUS-MARLE	
'02461	MAREST-DAMPCOURT	
'02462	MAREUIL-EN-DOLE	
'02465	MARIGNY-EN-ORXOIS	
'02466	MARIZY-SAINTE-GENEVIEVE	
'02467	MARIZY-SAINT-MARD	
'02468	MARLE	
'02469	MARLY-GOMONT	
'02470	MARTIGNY	
'02471	MARTIGNY-COURPIERRE	
'02472	MAUREGNY-EN-HAYE	
'02473	MAYOT	
'02474	MENNESSIS	
'02476	MENNEVRET	
'02478	MERLIEUX-ET-FOUQUEROLLES	
'02480	MESBRECHOURT-RICHECOURT	
'02481	MESNIL-SAINT-LAURENT	
'02483	MEZIERES-SUR-OISE	
'02484	MEZY-MOULINS	
'02485	MISSY-AUX-BOIS	
'02486	MISSY-LES-PIERREPONT	
'02487	MISSY-SUR-AISNE	
'02488	MOLAIN	
'02489	MOLINCHART	
'02490	MONAMPTUIL	
'02491	MONCEAU-LE-NEUF-ET-FAUCOUZY	
'02492	MONCEAU-LES-LEUPS	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02493	MONCEAU-LE-WAAST	
'02494	MONCEAU-SUR-OISE	
'02495	MONDREPUIS	
'02496	MONNES	
'02497	MONS-EN-LAONNOIS	
'02498	MONTAIGU	
'02499	MONTBAVIN	
'02500	MONTBREHAIN	
'02501	MONTCHÂLONS	
'02502	MONTCORNET	
'02503	MONT-D'ORIGNY	
'02504	MONTESCOURT-LIZEROLLES	
'02505	MONTFAUCON	
'02506	MONTGOBERT	
'02507	MONTGRU-SAINT-HILAIRE	
'02508	MONTHENAU	
'02509	MONTHIERS	
'02510	MONTHUREL	
'02511	MONTIGNY-EN-ARROUAISE	
'02512	MONTIGNY-L'ALLIER	
'02513	MONTIGNY-LE-FRANC	
'02514	MONTIGNY-LENGRAIN	
'02515	MONTIGNY-LES-CONDE	
'02516	MONTIGNY-SOUS-MARLE	
'02517	MONTIGNY-SUR-CRECY	
'02518	MONTLEVON	
'02519	MONTLOUE	
'02520	MONT-NOTRE-DAME	
'02521	MONTREUIL-AUX-LIONS	
'02523	MONT-SAINT-MARTIN	
'02524	MONT-SAINT-PERE	
'02525	MORCOURT	
'02528	MORTEFONTAINE	
'02529	MORTIERS	
'02530	MOULINS	
'02531	MOUSSY-VERNEUIL	
'02532	MOY-DE-L' AISNE	
'02537	NANTEUIL-LA-FOSSE	
'02538	NANTEUIL-NOTRE-DAME	
'02539	NAUROY	
'02540	NESLES-LA-MONTAGNE	
'02541	NEUFCHATEL-SUR-AISNE	
'02542	NEUFLIEUX	
'02543	NEUILLY-SAINT-FRONT	
'02544	NEUVE-MAISON	
'02545	LA NEUVILLE-BOSMONT	
'02546	LA NEUVILLE-EN-BEINE	
'02547	LA NEUVILLE-HOUSSET	
'02548	LA NEUVILLE-LES-DORENGT	
'02549	NEUVILLE-SAINT-AMAND	
'02550	NEUVILLE-SUR-AILETTE	
'02552	NEUVILLETTE	
'02553	NIZY-LE-COMTE	
'02554	NOGENTEL	
'02555	NOGENT-L'ARTAUD	
'02556	NOIRCOURT	
'02557	NOROY-SUR-OURCQ	
'02558	LE NOUVION-EN-THIERACHE	
'02559	NOUVION-ET-CATILLON	
'02560	NOUVION-LE-COMTE	
'02561	NOUVION-LE-VINEUX	
'02563	NOYALES	
'02564	BERNOY-LE-CHATEAU	Commune nouvelle comprenant 02077 BERZY-LE-SEC 02564 NOYANT-ET-ACONIN
'02566	OGNES	
'02567	OHIS	
'02568	OIGNY-EN-VALOIS	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02569	OISY	
'02570	OLLEZY	
'02571	OMISSY	
'02572	ORAINVILLE	
'02573	ORGEVAL	
'02574	ORIGNY-EN-THIERACHE	
'02575	ORIGNY-SAINT-BENOITE	
'02577	OSTEL	
'02578	OULCHES-LA-VALLEE-FOULON	
'02579	OULCHY-LA-VILLE	
'02580	OULCHY-LE-CHATEAU	
'02582	PAISSY	
'02583	PANCY-COURTECON	
'02584	PAPLEUX	
'02587	PARFONDROU	
'02588	PARGNAN	
'02589	PARGNY-FILAIN	
'02590	PARGNY-LA-DHUY	
'02591	PARGNY-LES-BOIS	
'02592	PARPEVILLE	
'02594	PASSY-EN-VALOIS	
'02595	PASSY-SUR-MARNE	
'02596	PAVANT	
'02598	PERNANT	
'02599	PIERREMANDE	
'02600	PIERREPONT	
'02601	PIGNICOURT	
'02602	PINON	
'02604	PITHON	
'02605	PLEINE-SELVE	
'02606	LE PLESSIER-HULEU	
'02609	PLOYART-ET-VAURSEINE	
'02610	POMMIERS	
'02613	PONTAVER	
'02614	PONTRU	
'02615	PONTRUET	
'02617	POUILLY-SUR-SERRE	
'02618	PREMONT	
'02619	PREMONTRE	
'02620	PRESLES-ET-BOVES	
'02621	PRESLES-ET-THIERNY	
'02622	PRIEZ	
'02624	PROISY	
'02625	PROIX	
'02626	PROUVAIS	
'02627	PROVISEUX-ET-PLESNOY	
'02628	PUISEUX-EN-RETZ	
'02629	PUISIEUX-ET-CLANLIEU	
'02631	QUIERZY	
'02632	QUINCY-BASSE	
'02633	QUINCY-SOUS-LE-MONT	
'02635	RAMICOURT	
'02636	REGNY	
'02637	REMAUCOURT	
'02638	REMIES	
'02639	REMIGNY	
'02640	RENANSART	
'02641	RENNEVAL	
'02643	RESSONS-LE-LONG	
'02644	RETHEUIL	
'02645	REUILLY-SAUVIGNY	
'02647	RIBEAUVILLE	
'02648	RIBEMONT	
'02649	ROCOURT-SAINT-MARTIN	
'02650	ROCQUIGNY	
'02651	ROGECOURT	
'02653	ROMENY-SUR-MARNE	

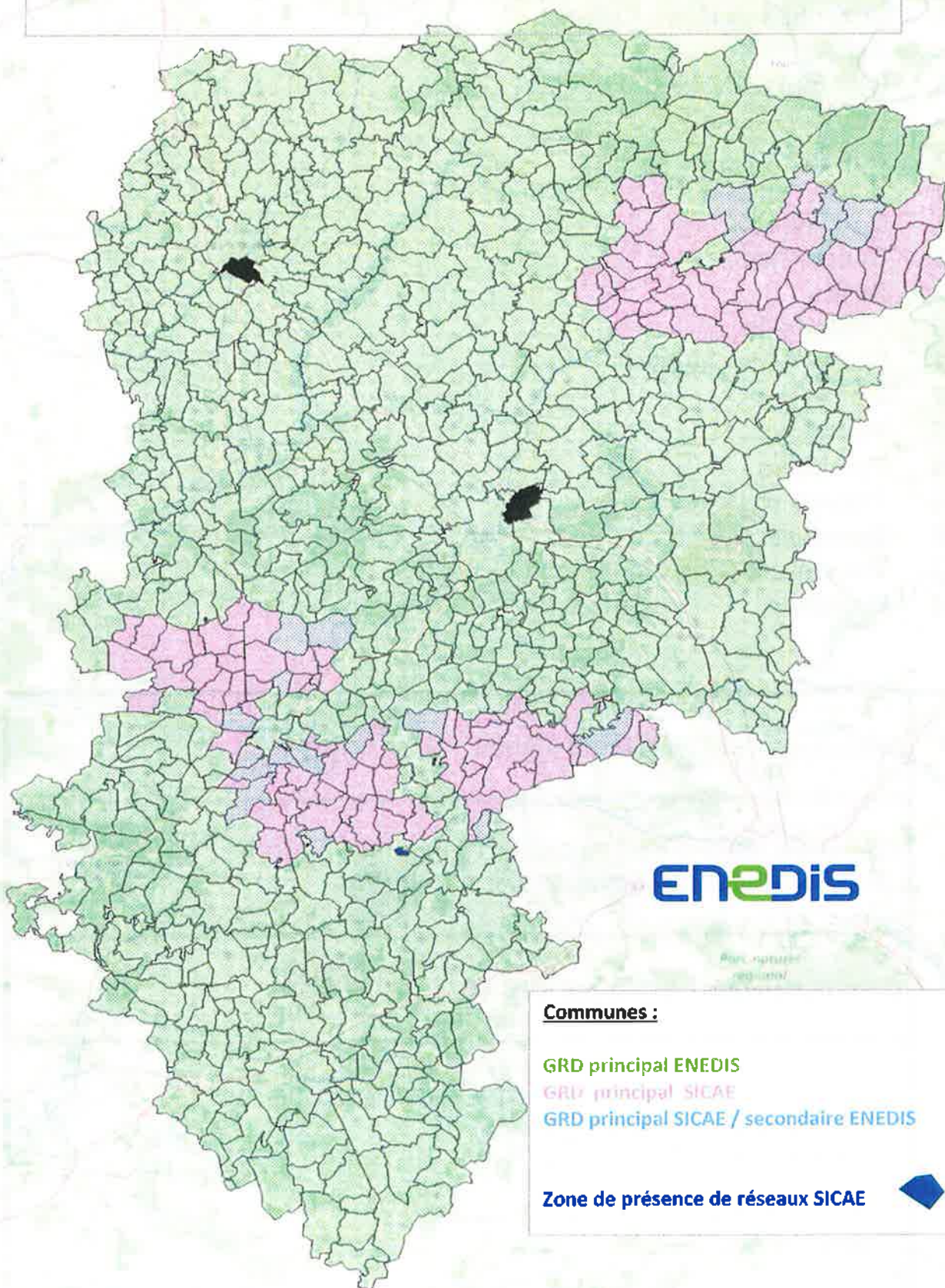
Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02654	ROMERY	
'02655	RONCHERES	
'02658	ROUPY	
'02659	ROUVROY	
'02661	ROYAUCOURT-ET-CHAILVET	
'02662	ROZET-SAINT-ALBIN	
'02664	ROZOY-BELLEVALLE	
'02665	GRAND-ROZOY	
'02666	ROZOY-SUR-SERRE	
'02667	SACONIN-ET-BREUIL	
'02668	SAINS-RICHAUMONT	
'02671	SAINT-AUBIN	
'02672	SAINT-BANDRY	
'02675	SAINTE-CROIX	
'02676	SAINT-ERME-OUTRE-ET-RAMECOURT	
'02677	SAINT-EUGENE	
'02678	SAINTE-GENEVIEVE	
'02679	SAINT-GENGOULPH	
'02680	SAINT-GOBAIN	
'02683	SAINT-MARTIN-RIVIERE	
'02684	SAINT-MICHEL	
'02685	SAINT-NICOLAS-AUX-BOIS	
'02686	SAINT-PAUL-AUX-BOIS	
'02687	SAINT-PIERRE-AIGLE	
'02689	SAINT-PIERREMONT	
'02690	SAINTE-PREUVE	
'02691	SAINT-QUENTIN	
'02693	SAINT-REMY-BLANZY	
'02694	SAINT-SIMON	
'02696	SAINT-THOMAS	
'02697	SAMOUSSY	
'02698	SANCY-LES-CHEMINOTS	
'02699	SAPONAY	
'02701	SAULCHERY	
'02702	SAVY	
'02703	SEBONCOURT	
'02704	SELENS	
'02705	LA SELVE	
'02707	SEPTVAUX	
'02708	SEQUEHART	
'02709	SERAIN	
'02710	SERAUCOURT-LE-GRAND	
'02712	SERGY	
'02713	SERINGES-ET-NESLES	
'02714	SERMOISE	
'02716	SERVAIS	
'02717	SERY-LES-MEZIERES	
'02718	SILLY-LA-POTERIE	
'02719	SINCENY	
'02720	SISSONNE	
'02721	SISSY	
'02722	SOISSONS	
'02723	SOIZE	
'02724	SOMMELANS	
'02725	SOMMERON	
'02726	SOMMETTE-EAUCOURT	
'02727	SONS-ET-RONCHERES	
'02728	SORBAIS	
'02729	SOUCY	
'02730	SOUPIR	
'02731	LE SOURD	
'02732	SURFONTAINE	
'02734	TAILLEFONTAINE	
'02737	TAVAUX-ET-PONTSERICOURT	
'02738	TERGNIER	
'02741	THENELLES	
'02742	THIERNU	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02743	LE THUEL	
'02744	TORCY-EN-VALOIS	
'02745	TOULIS-ET-ATTENCOURT	
'02746	TRAVECY	
'02747	TREFCON	
'02748	TRELOU-SUR-MARNE	
'02749	TROESNES	
'02750	TROSLY-LOIRE	
'02751	TRUCY	
'02752	TUGNY-ET-PONT	
'02753	TUPIGNY	
'02754	UGNY-LE-GAY	
'02755	URCEL	
'02756	URVILLERS	
'02757	VADENCOURT	
'02758	VAILLY-SUR-AISNE	
'02759	LA VALLEE-AU-BLE	
'02760	LA VALLEE-MULATRE	
'02761	VARISCOURT	
'02764	VASSOGNE	
'02765	VAUCELLES-ET-BEFFECOURT	
'02766	VAUDESSON	
'02768	VAUXAILLON	
'02769	VAUX-ANDIGNY	
'02770	VAUXBUIN	
'02772	VAUX-EN-VERMANDOIS	
'02774	VENDELLES	
'02775	VENDEUIL	
'02776	VENDHUILE	
'02777	VENDIERES	
'02778	VENDRESSE-BEAULNE	
'02779	VENEROLLES	
'02781	VERDILLY	
'02782	LE VERGUIER	
'02783	GRAND-VERLY	
'02784	PETIT-VERLY	
'02785	VERMAND	
'02786	VERNEUIL-SOUS-COUCY	
'02787	VERNEUIL-SUR-SERRE	
'02788	VERSIGNY	
'02789	VERVINS	
'02790	VESLES-ET-CAUMONT	
'02791	VESLUD	
'02792	VEUILLY-LA-POTERIE	
'02794	VEZILLY	
'02795	VIC-SUR-AISNE	
'02796	VICHEL-NANTEUIL	
'02798	VIELS-MAISONS	
'02799	VIERZY	
'02800	VIFFORT	
'02801	VIGNEUX-HOCQUET	
'02802	LA VILLE-AUX-BOIS-LES-DIZY	
'02803	LA VILLE-AUX-BOIS-LES-PONTAVERT	
'02805	VILLENEUVE-SAINT-GERMAIN	
'02806	VILLENEUVE-SUR-FERE	
'02807	VILLEQUIER-AUMONT	
'02808	VILLERET	
'02809	VILLERS-AGRON-AIGUIZY	
'02810	VILLERS-COTTERETS	
'02812	VILLERS-HELON	
'02813	VILLERS-LE-SEC	
'02814	VILLERS-LES-GUISE	
'02815	VILLERS-SAINT-CHRISTOPHE	
'02816	VILLERS-SUR-FERE	
'02817	VILLE-SAVOYE	
'02818	VILLIERS-SAINT-DENIS	
'02819	VINCY-REUIL-ET-MAGNY	

Code INSEE	Nom commune	Précisions communes nouvelles
'02820	VIRY-NOUREUIL	
'02821	VIVAISE	
'02822	VIVIERES	
'02824	VORGES	
'02827	VOYENNE	
'02828	VREGNY	
'02830	WASSIGNY	
'02831	WATIGNY	
'02832	WIEGE-FATY	
'02833	WIMY	
'02834	WISSIGNICOURT	
'60031	AUTHEUIL-EN-VALOIS	
'60118	CAISNES	
'60385	MAROLLES	
'60438	MOULIN-SOUS-TOUVENT	
'60445	NAMPCEL	
'60656	VARINFROY	

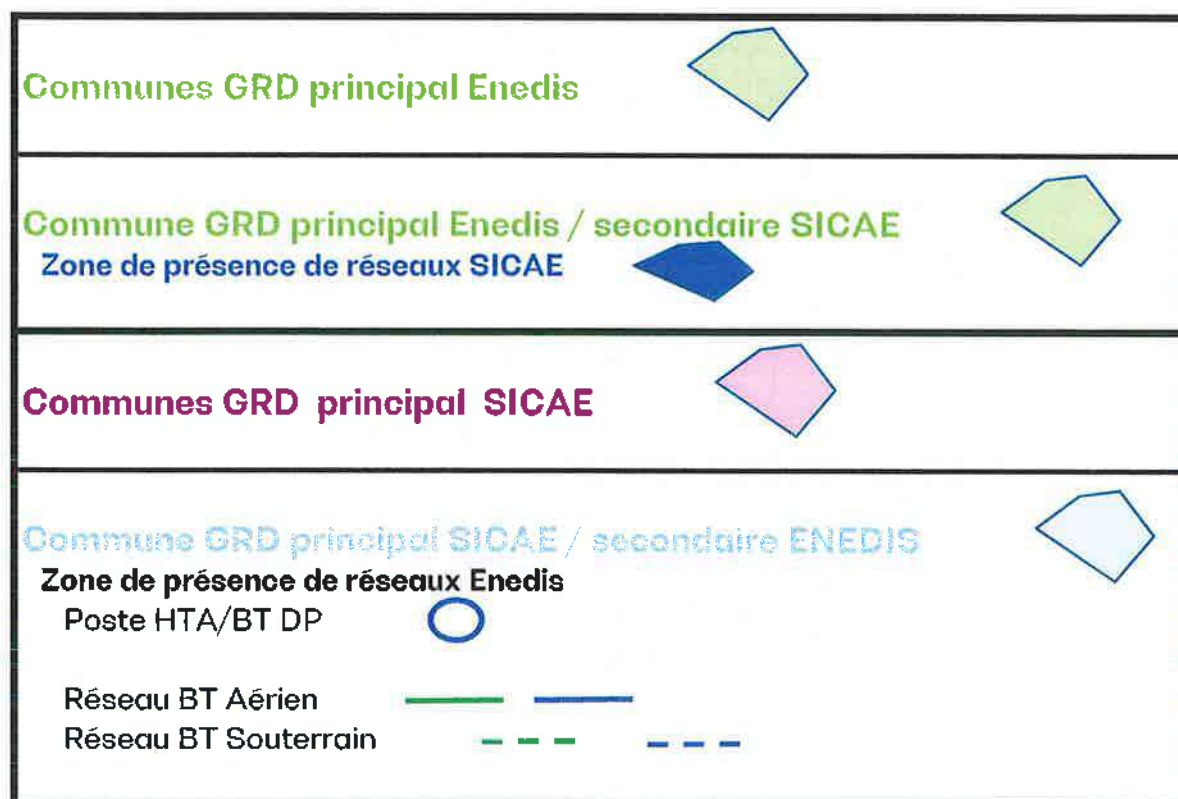
ANNEXE 1 BIS : LIMITES TERRITORIALES ENEDIS SICAE DE L' AISNE (septembre 2023)

Limites Territoriales ENEDIS / SICAE de l'Aisne

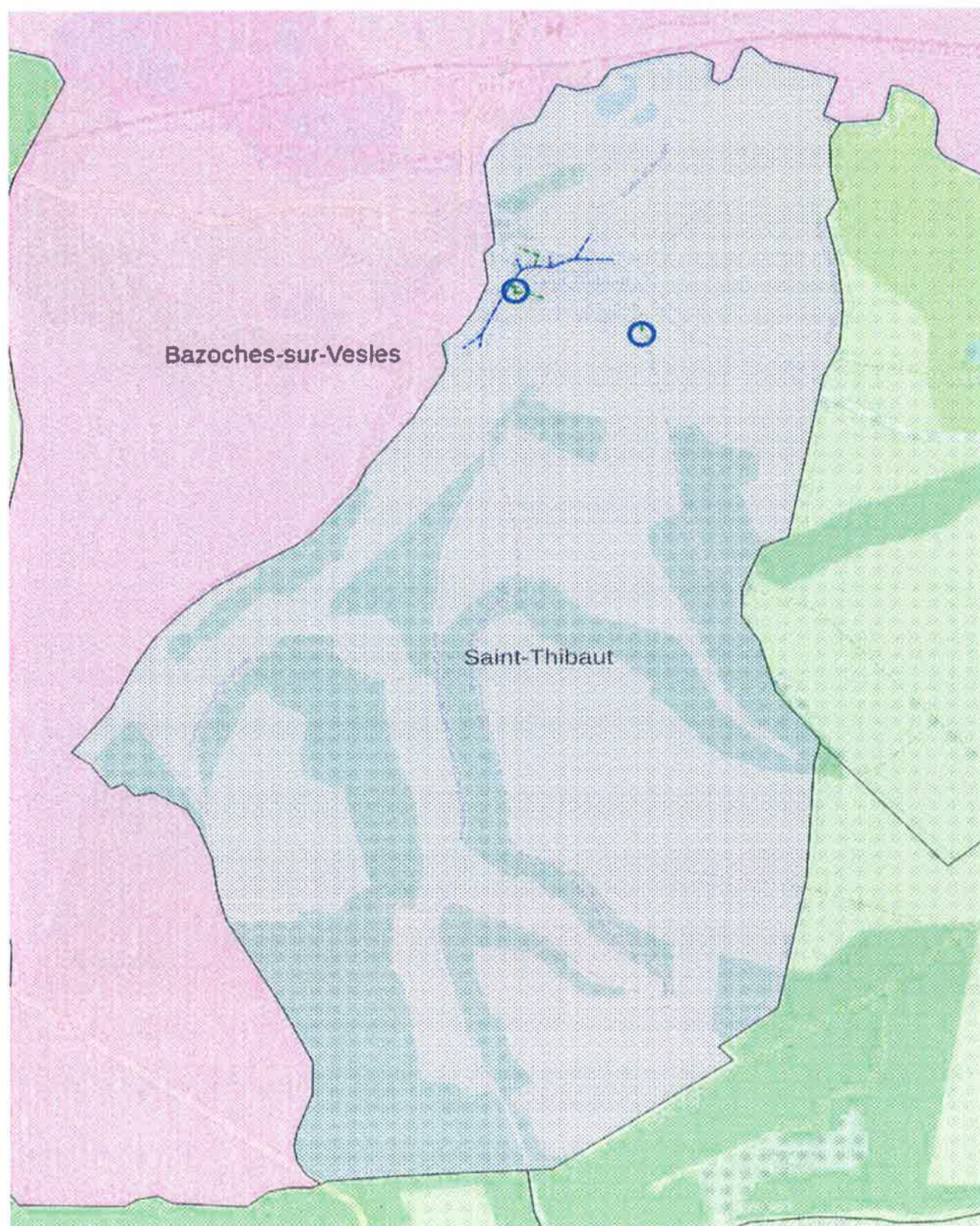


Communes SICAE AISNE, Exploitées partiellement par ENEDIS

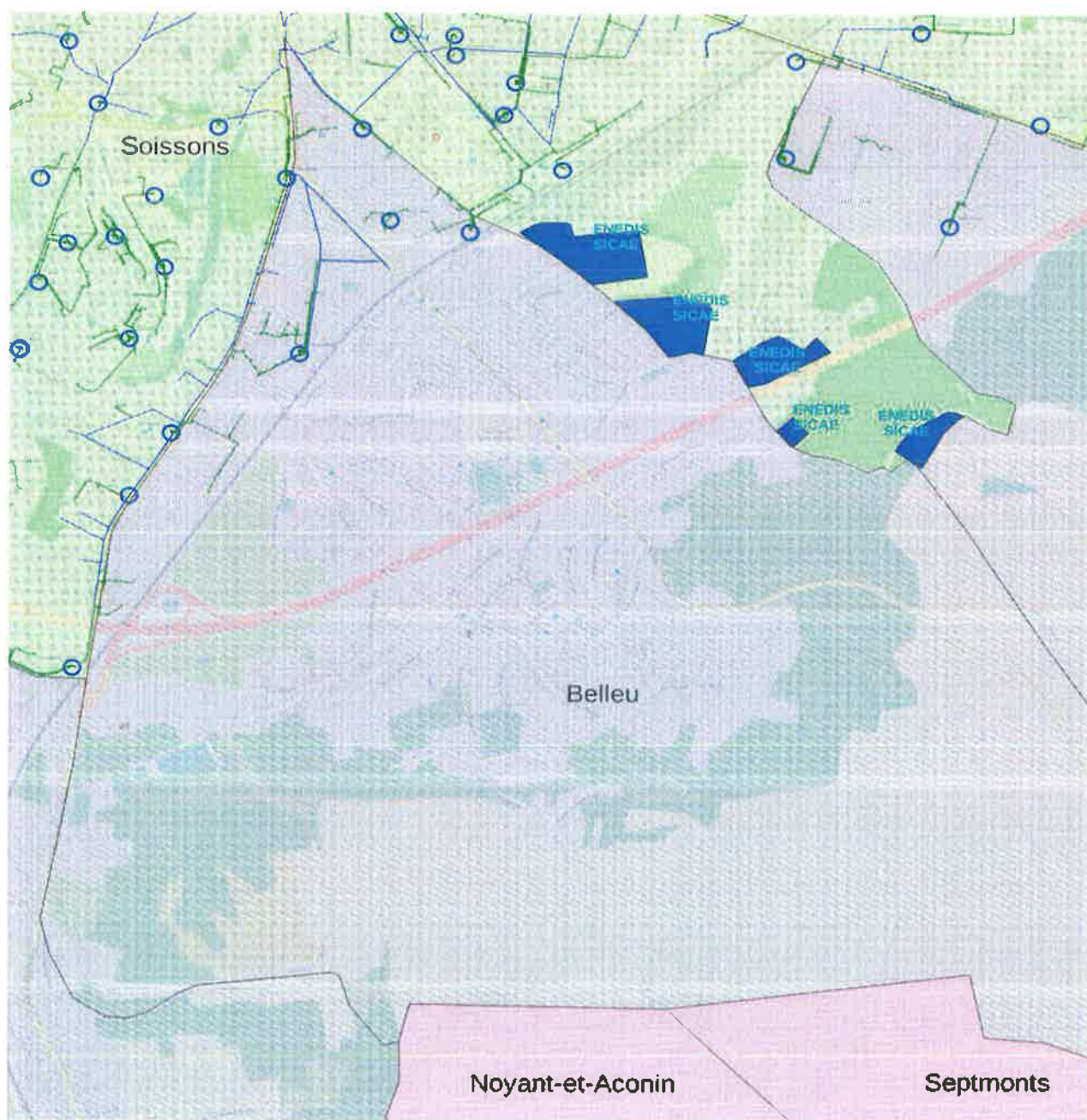
- 1 Bazoches-et-Saint-Thibaut
- 2 Belleu
- 3 Bernoy-le-Château
- 4 Billy-sur-Aisne
- 5 Bucilly
- 6 Buire
- 7 Concevreux
- 8 Courmelles
- 9 Droizy
- 10 LaBouteille
- 11 Leuilly-sous-Coucy
- 12 Leury
- 13 Martigny
- 14 Pommiers
- 15 Presles-et-Boves
- 16 Sermoise
- 17 Vauxaillon
- 18 Vauxbuin



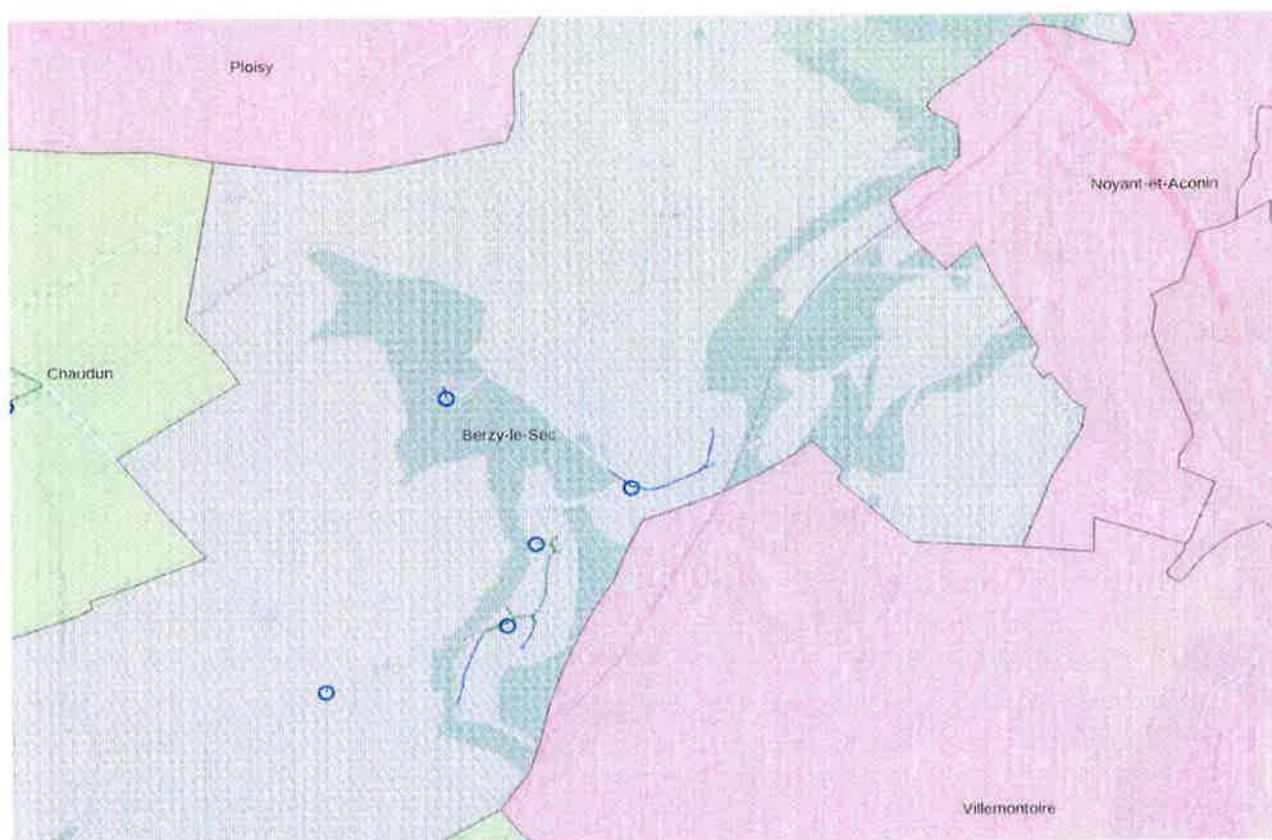
1 Bazoches-et-Saint-Thibaut "Saint Thibaut"



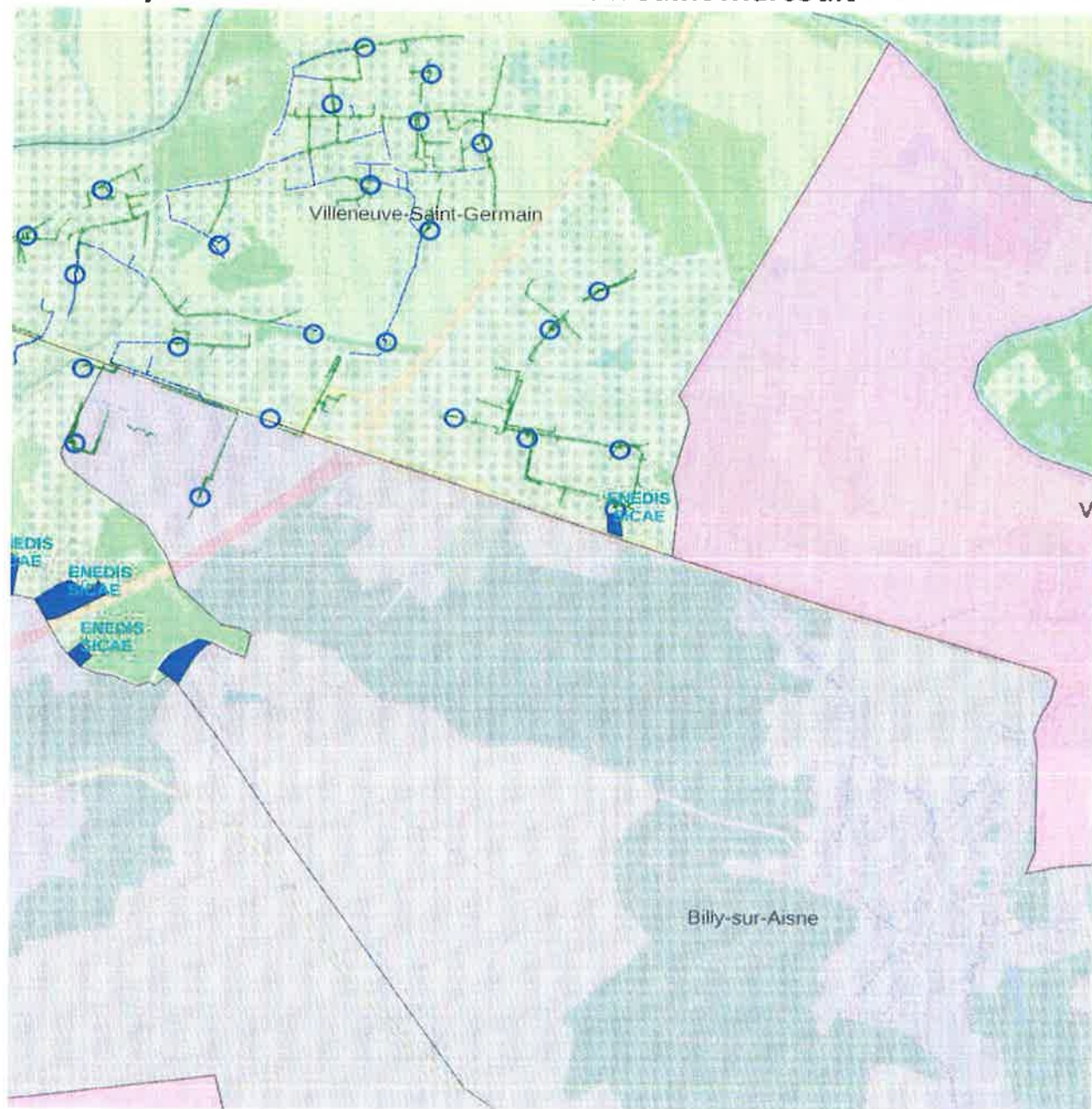
2 Belleu "Secteur situé au Nord de la ligne de chemin de fer "



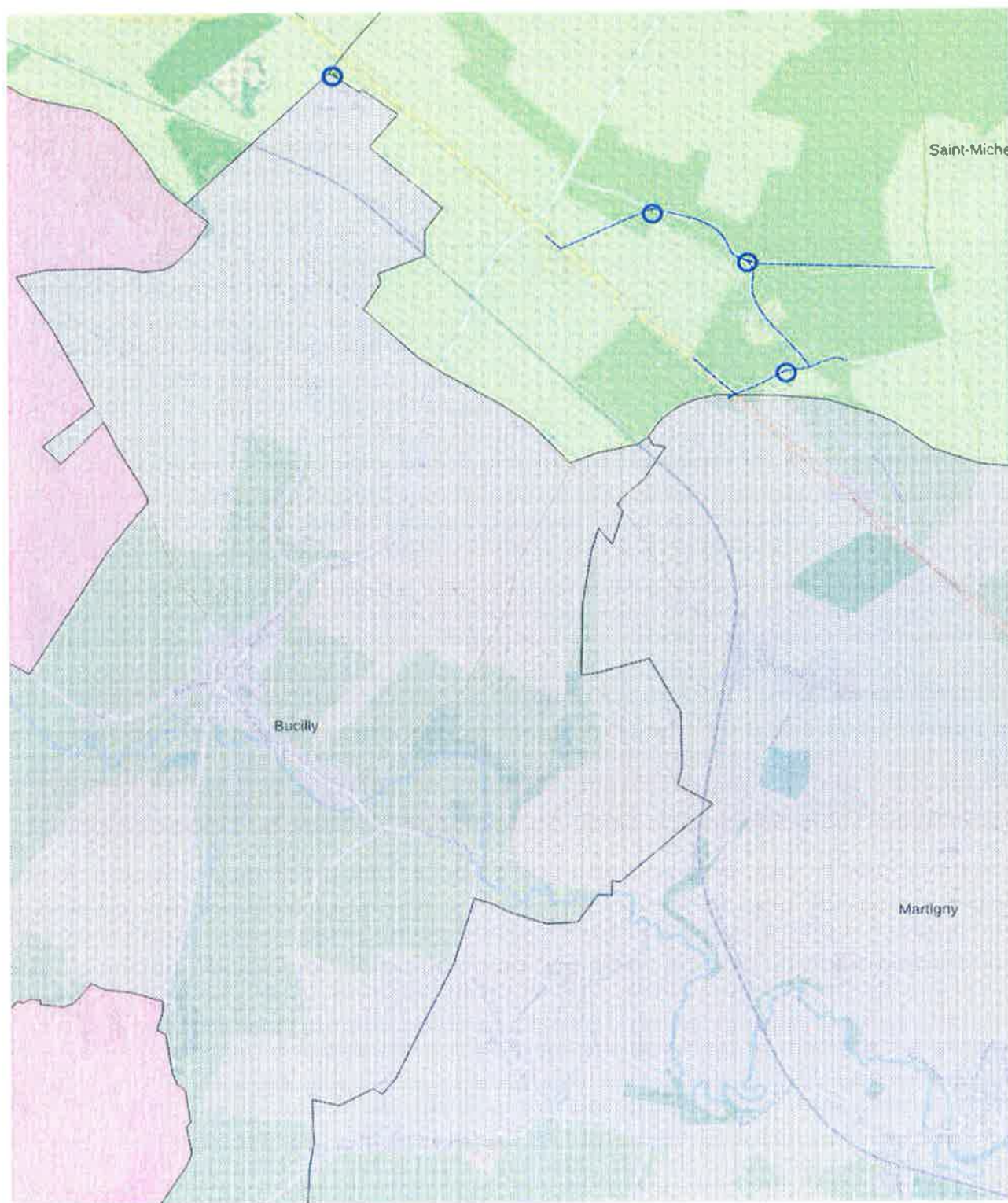
3 Bernoy le Château "Léchelle, Chazelle, la Foulerie, la Montinette"



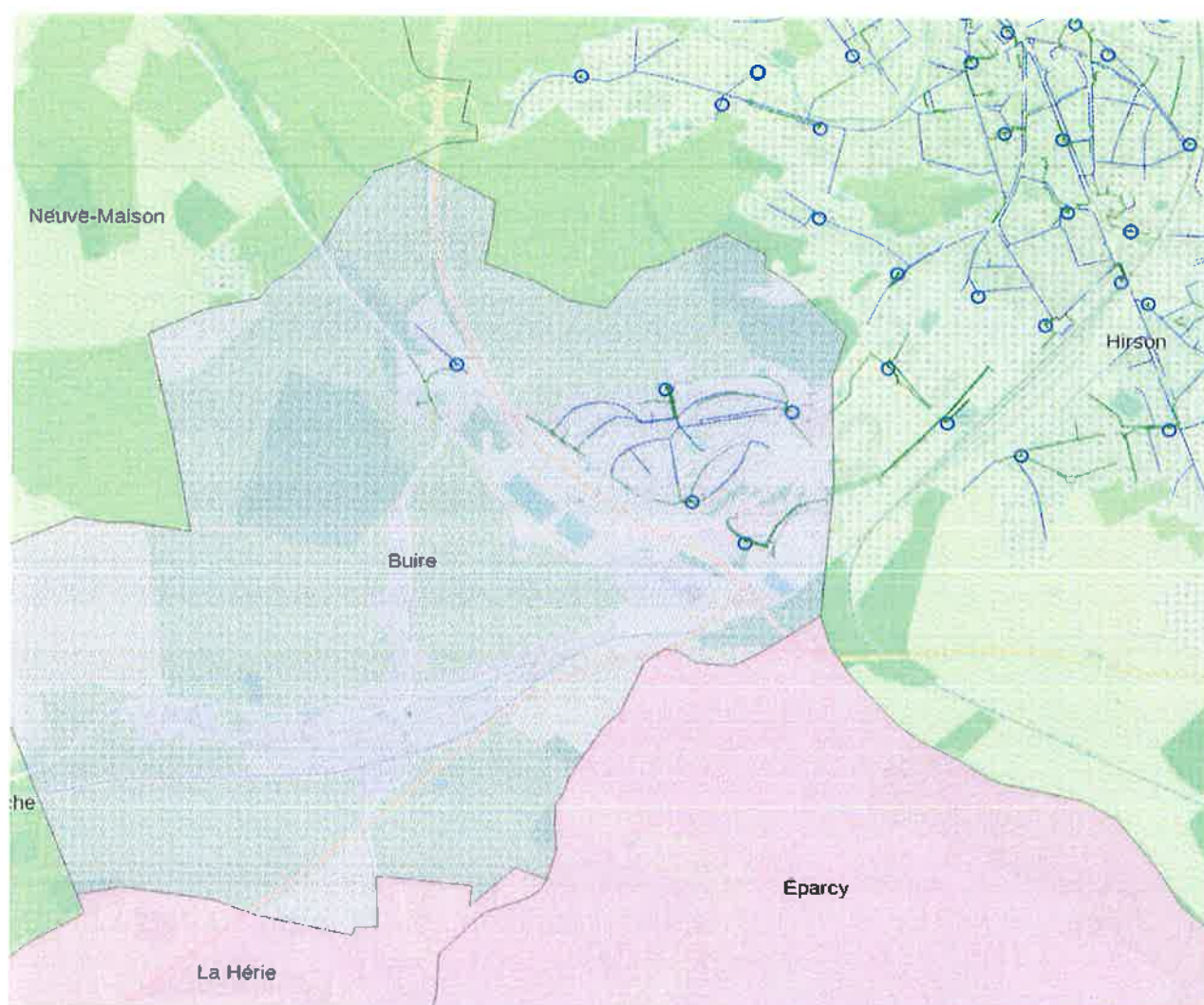
4 Billy sur Aisne " ZAC et ZI de la Croix Saint Marcoult"



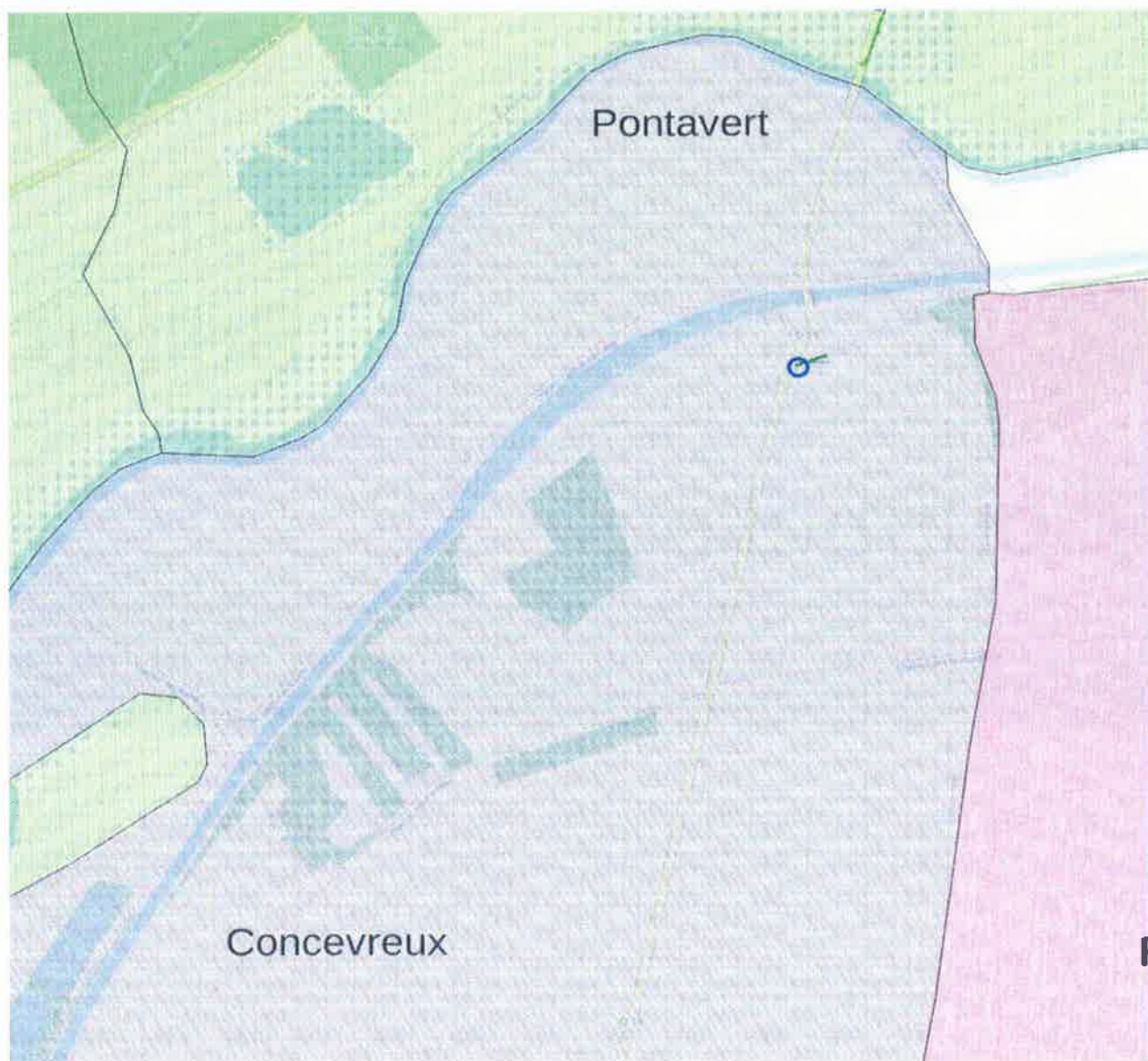
5 Bucilly "Les Usages"



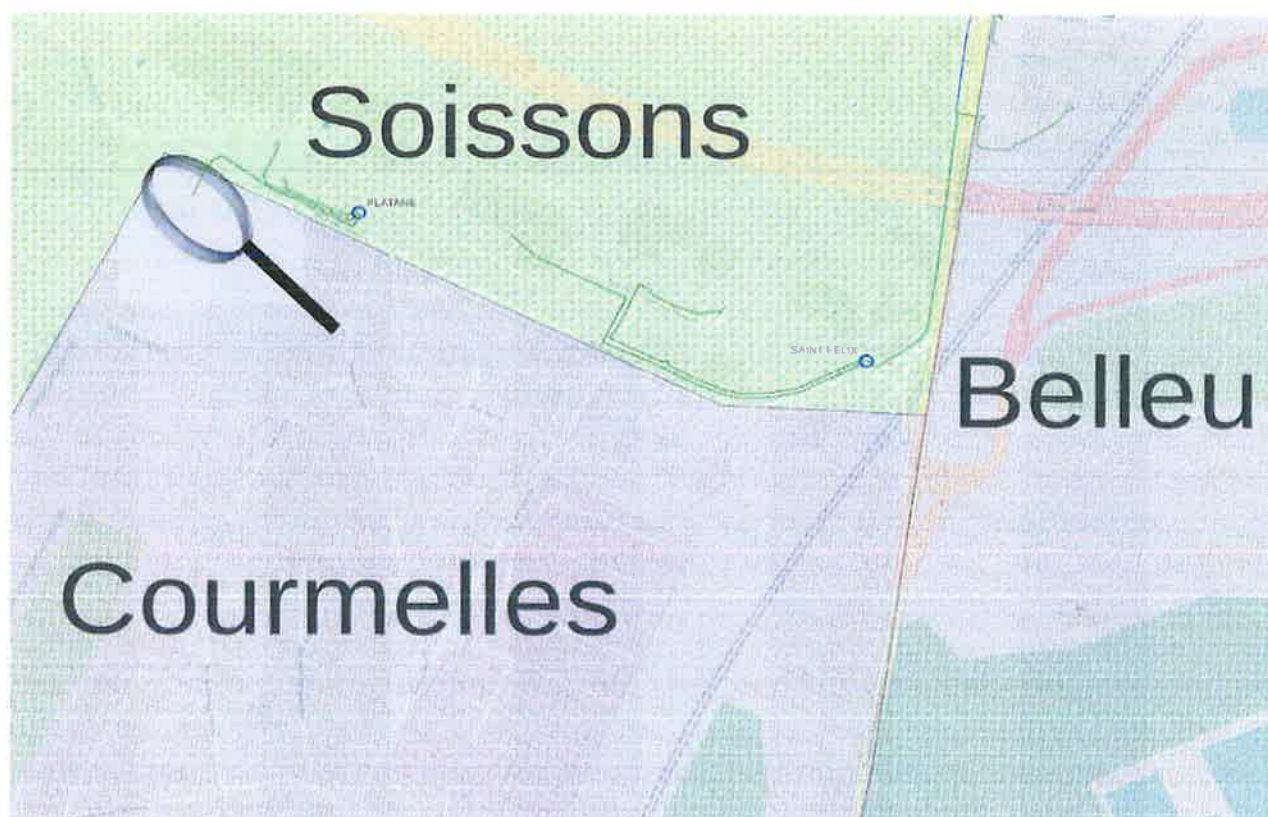
6 Buire "cité de Buire"



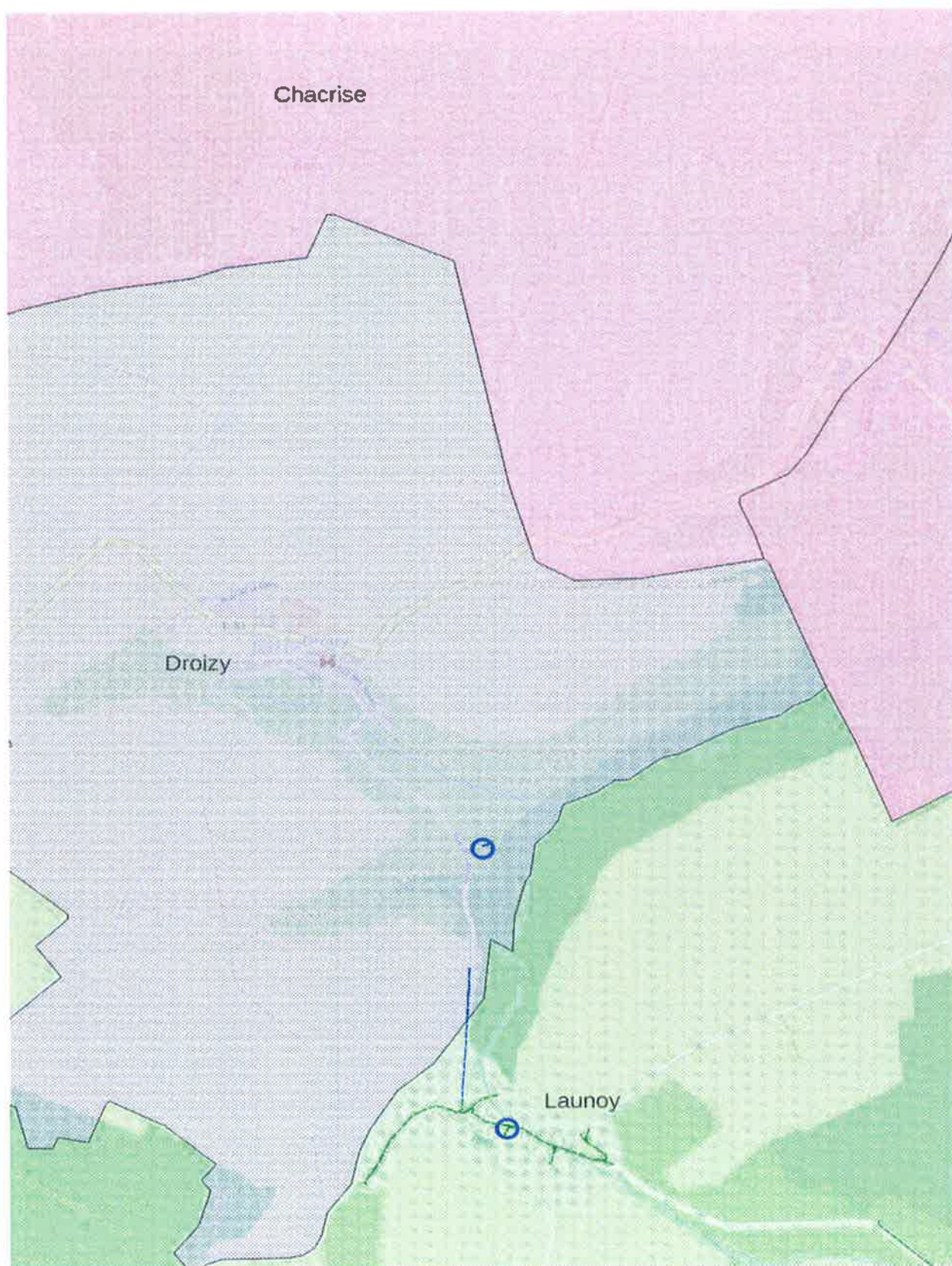
7 Concevrex "le blanc Mont"



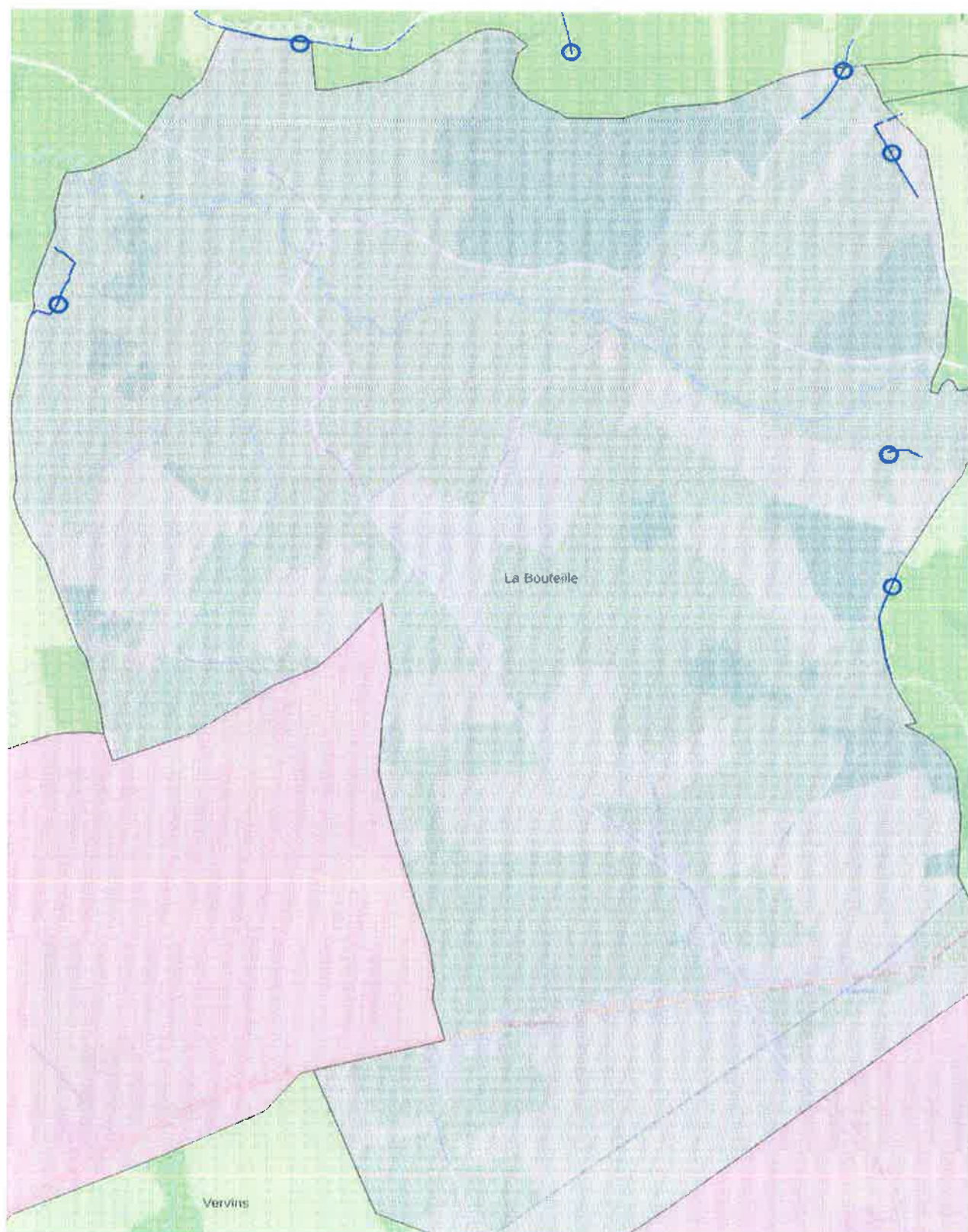
8 Courmelles "centre équestre"



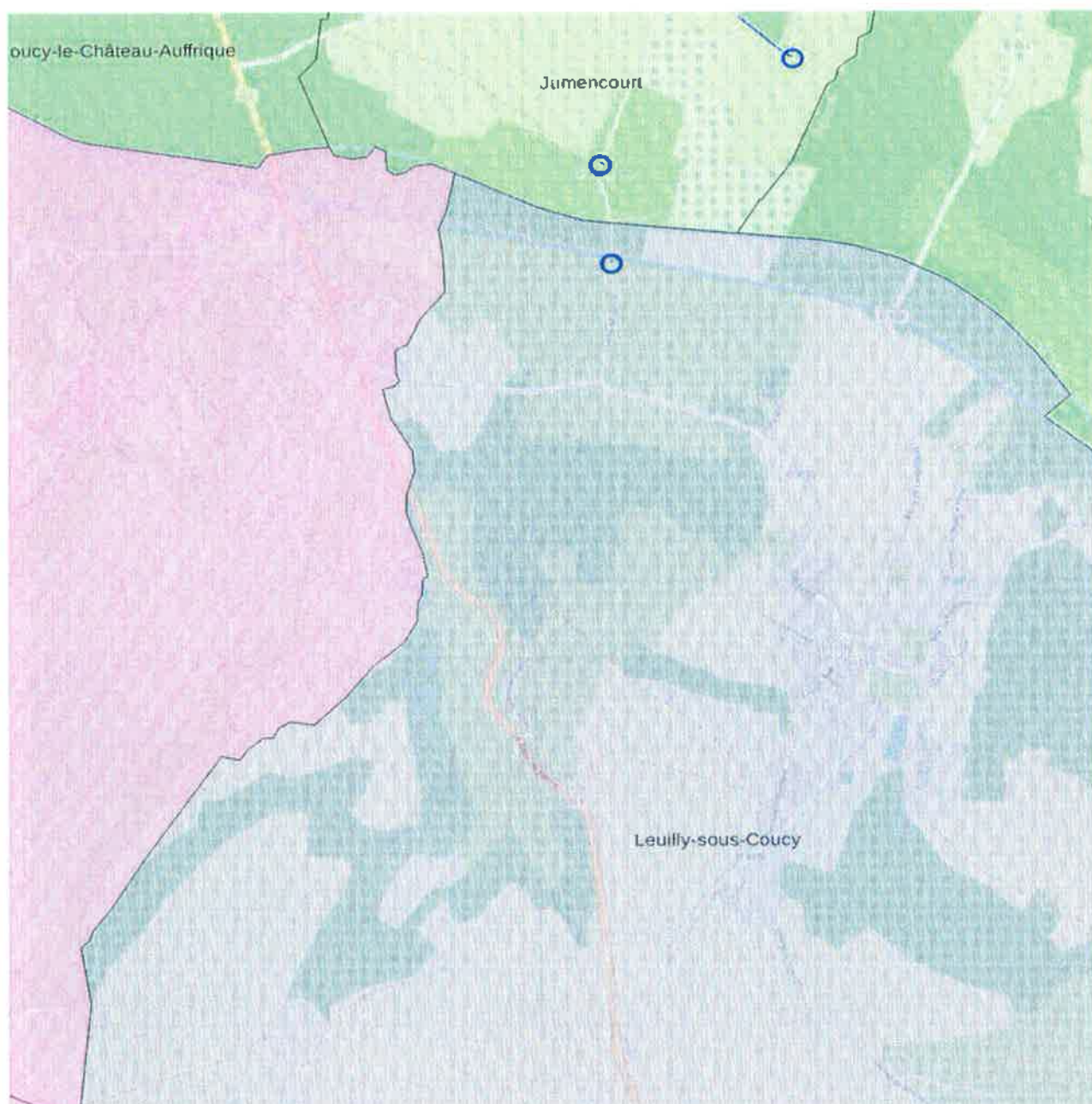
9 Droizy "le Moulin de Launois"



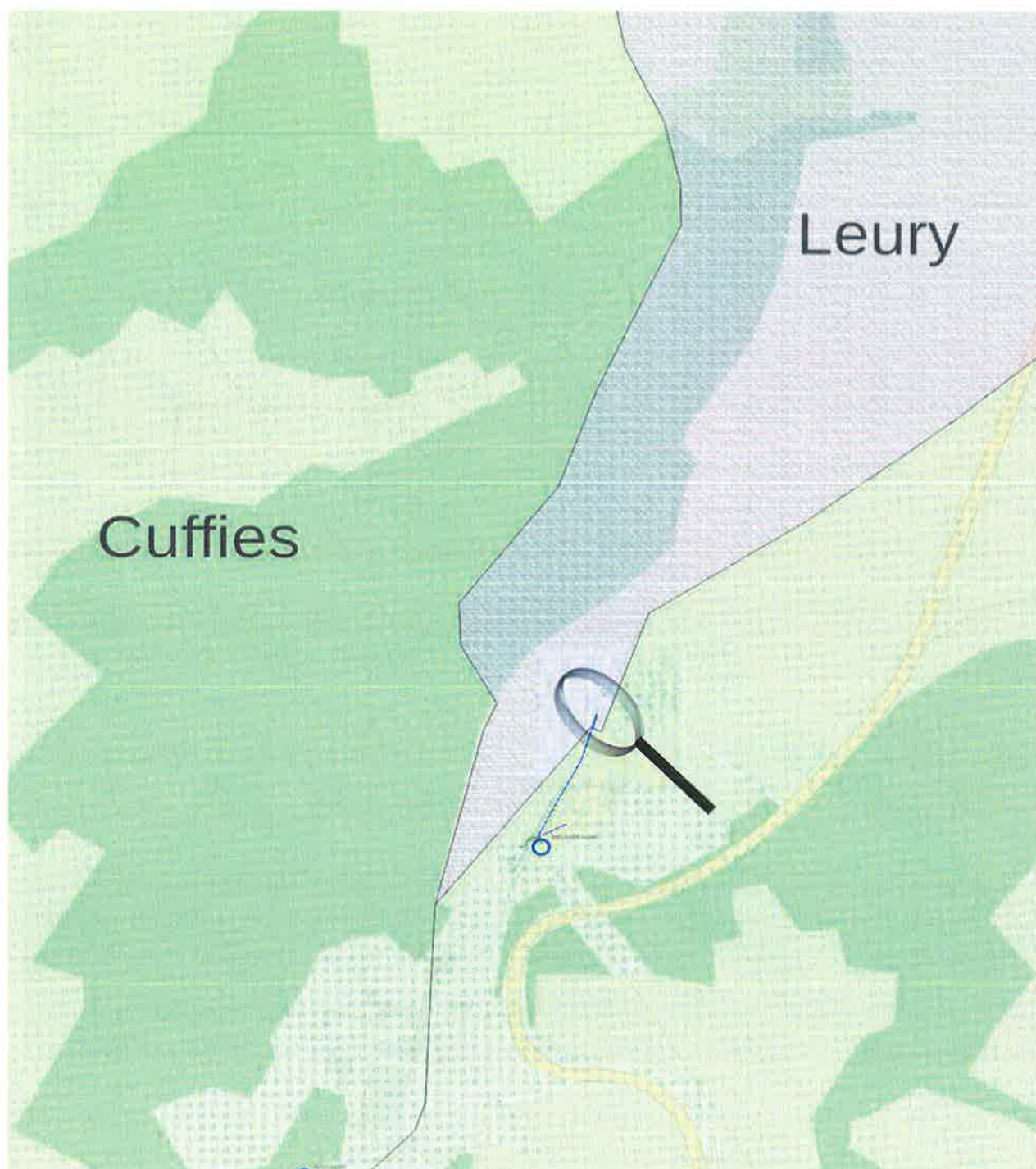
**10 La Bouteille " rue des Williots, Mont d'Origny,
Villa Maguerite et environs , les Bassins et le Hélin"**



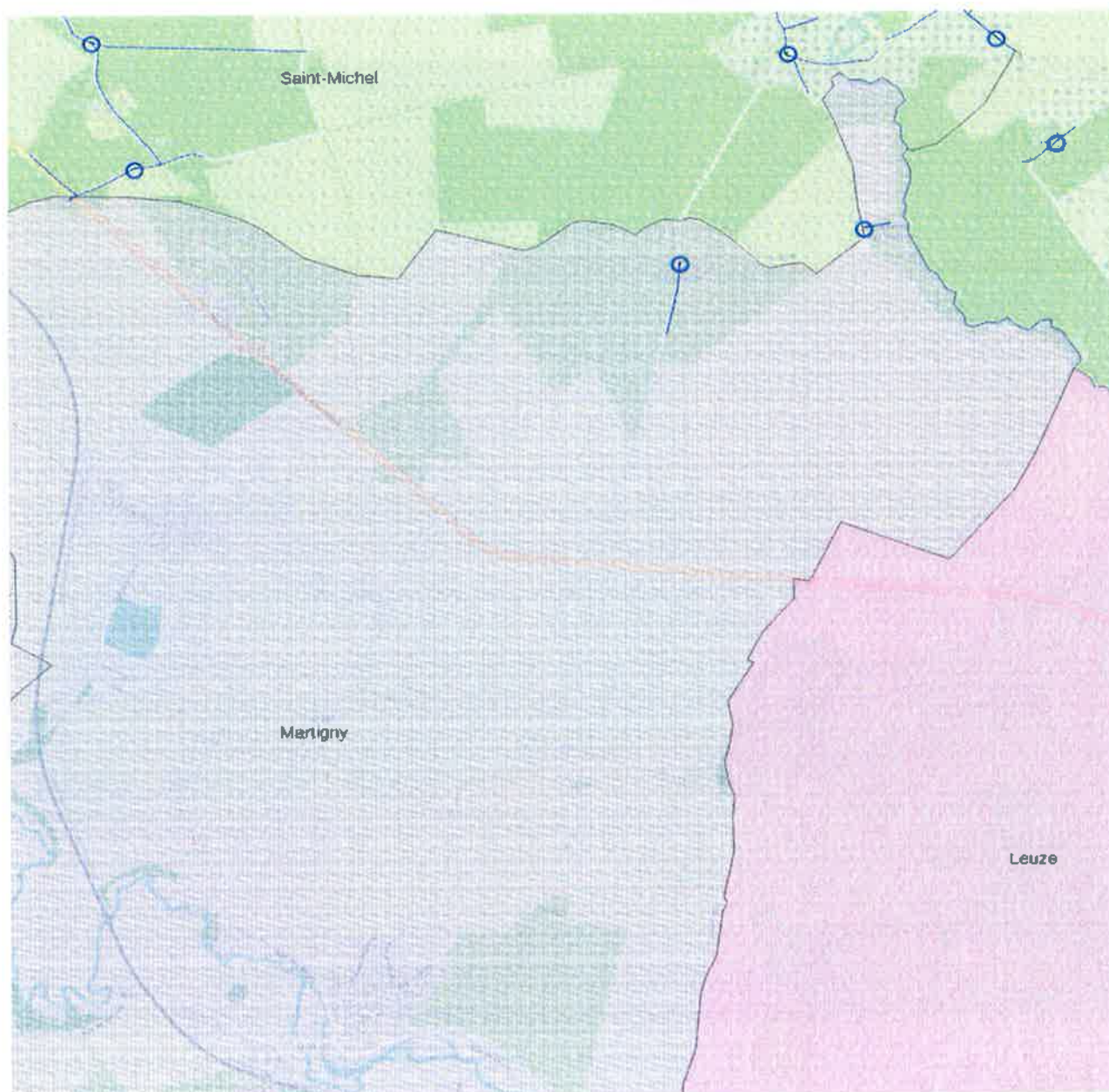
11 Leuilly-sous-Coucy "Ecluse"



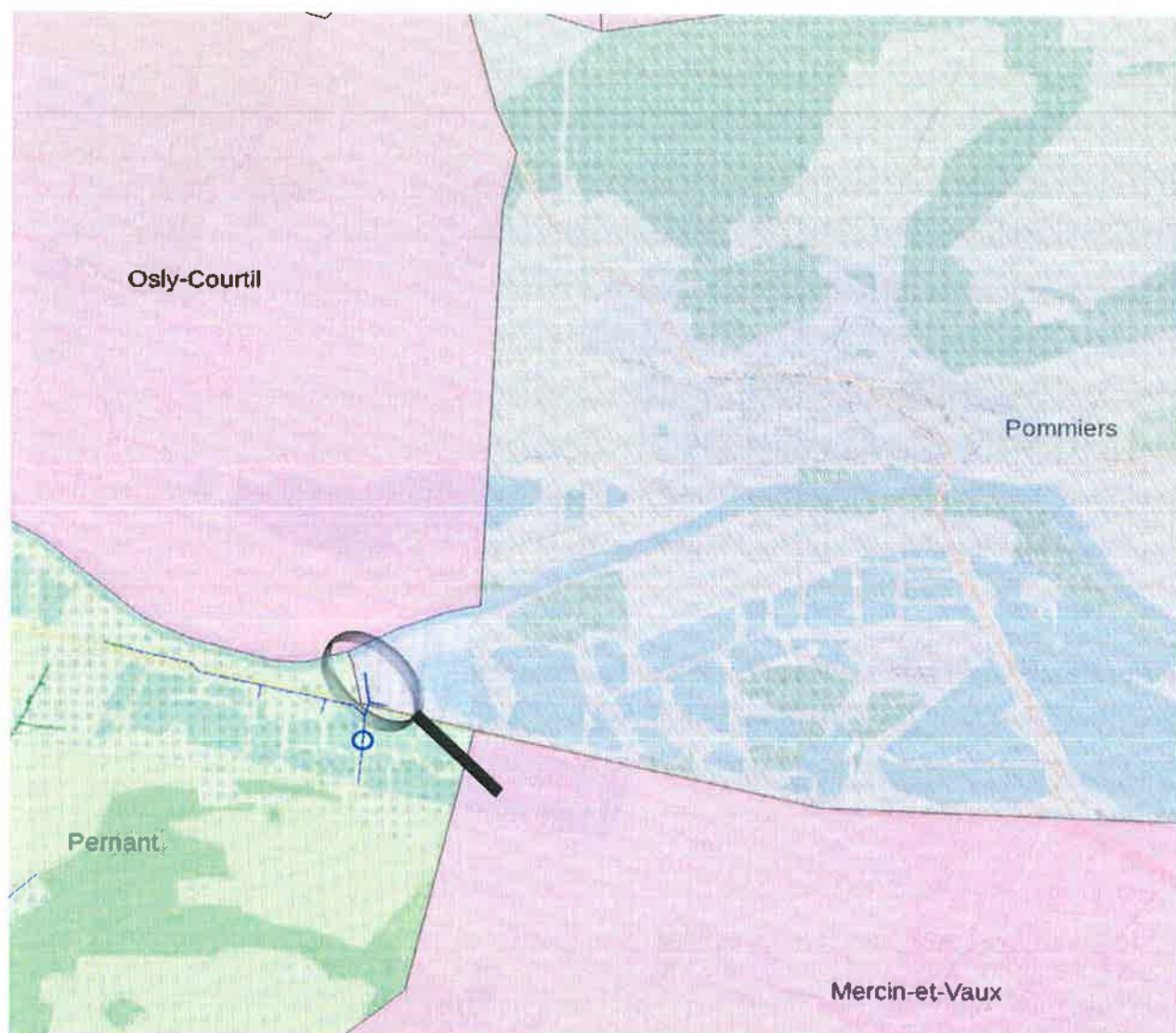
12 Leury " Antenne Télécom et secteur ferme Meunier Noir"



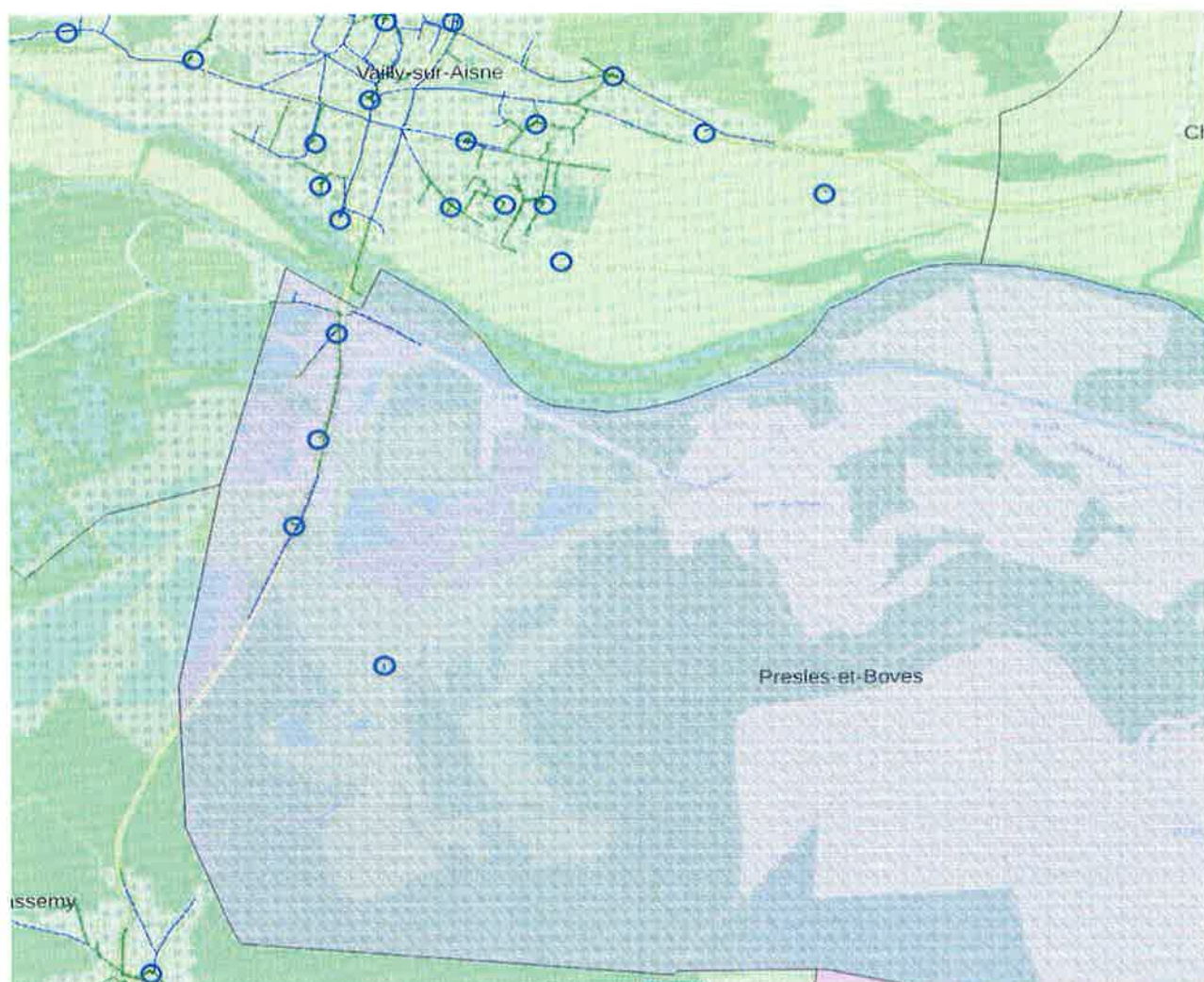
13 Martigny "Les Vallées, Plantin, la Grange et ferme des Wattines



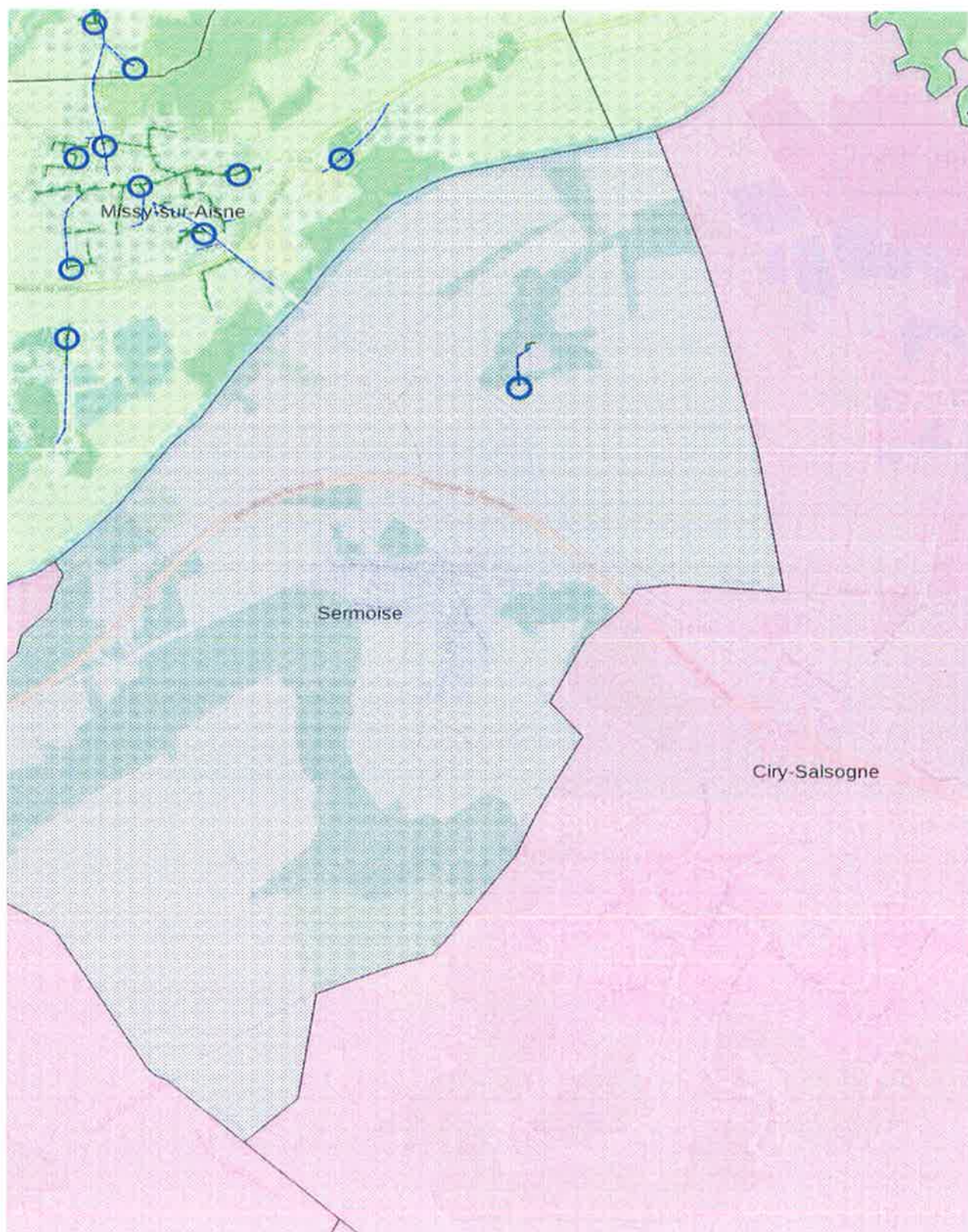
14 Pommiers " Habitations à proximité de la ferme de Canivet sur la route de compiègne



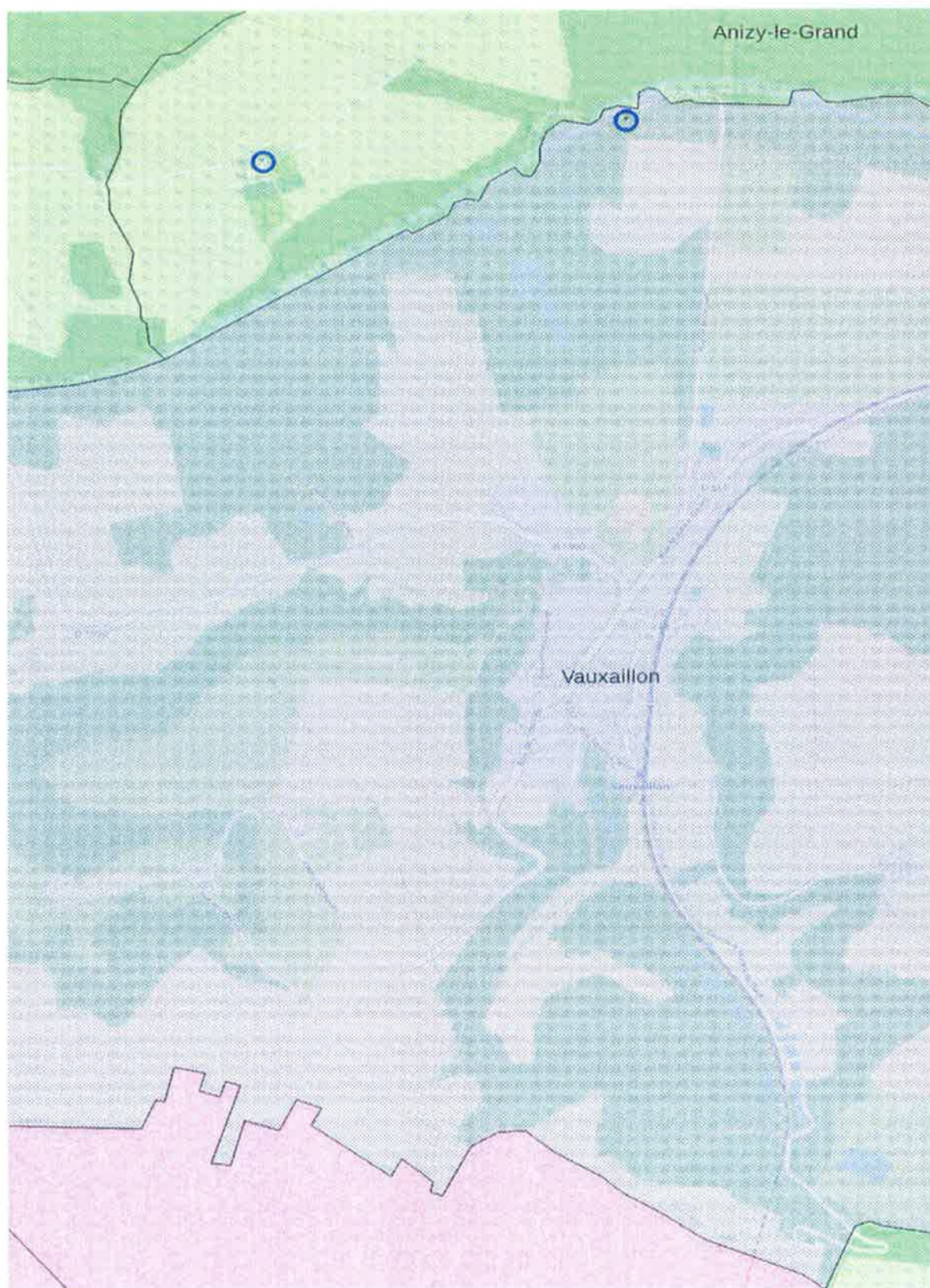
15 Presles-et-Boves " rue du bois Morin, rue du Port, la Tuilerie "



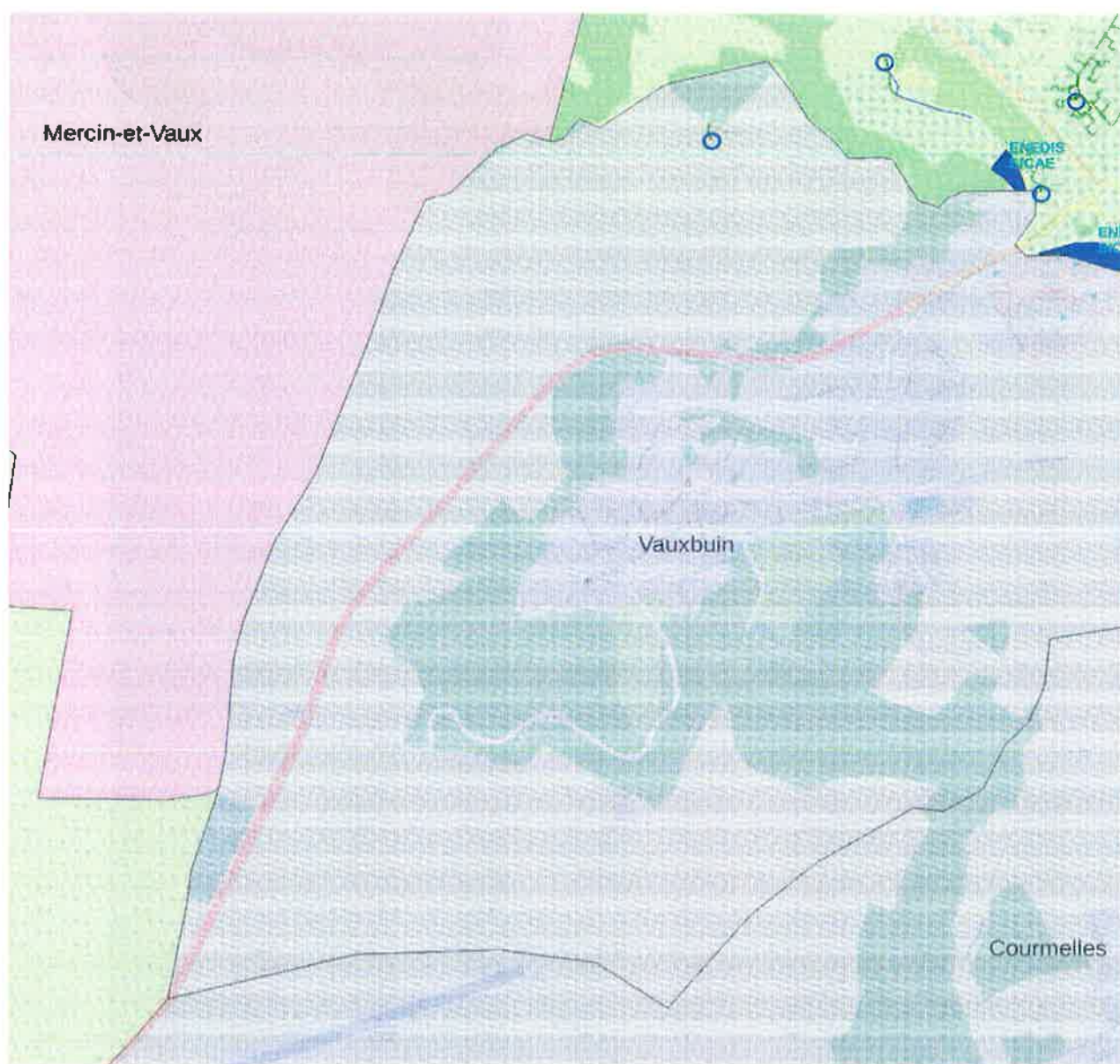
16 Sermoise "Les Neiges"



17 Vauxaillon "Ecluse"



18 Vauxbuin "Antenne Télécom"



Communes ENEDIS, Exploitées partiellement par SICAE AISNE

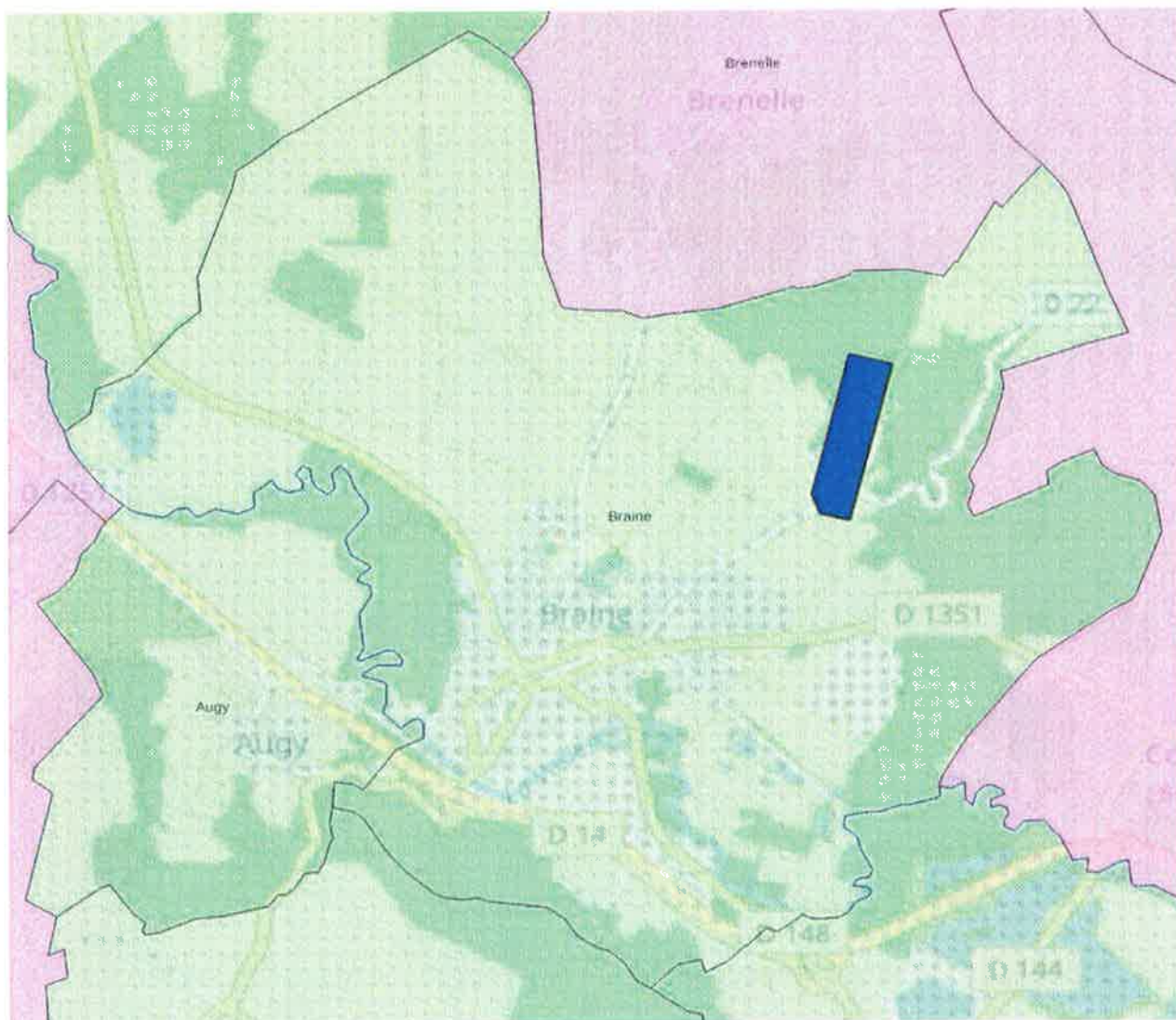
- 1 Arcy-Sainte-Restitue
- 2 Braine
- 3 Chassemy
- 4 Cuissy-et-Geny
- 5 Étréaupont
- 6 Launoy
- 7 Marly-Gomont
- 8 Moussy-Verneuil
- 9 Origny-en-Thiérache
- 10 Pargnan
- 11 Quincy-sous-le-Mont
- 12 Saint-Rémy-Blanzy
- 13 Soissons
- 14 Soupir
- 15 Trosly-Loire
- 16 Vervins
- 17 Villeneuve-Saint-Germain

Zone de présence de réseaux SICAE

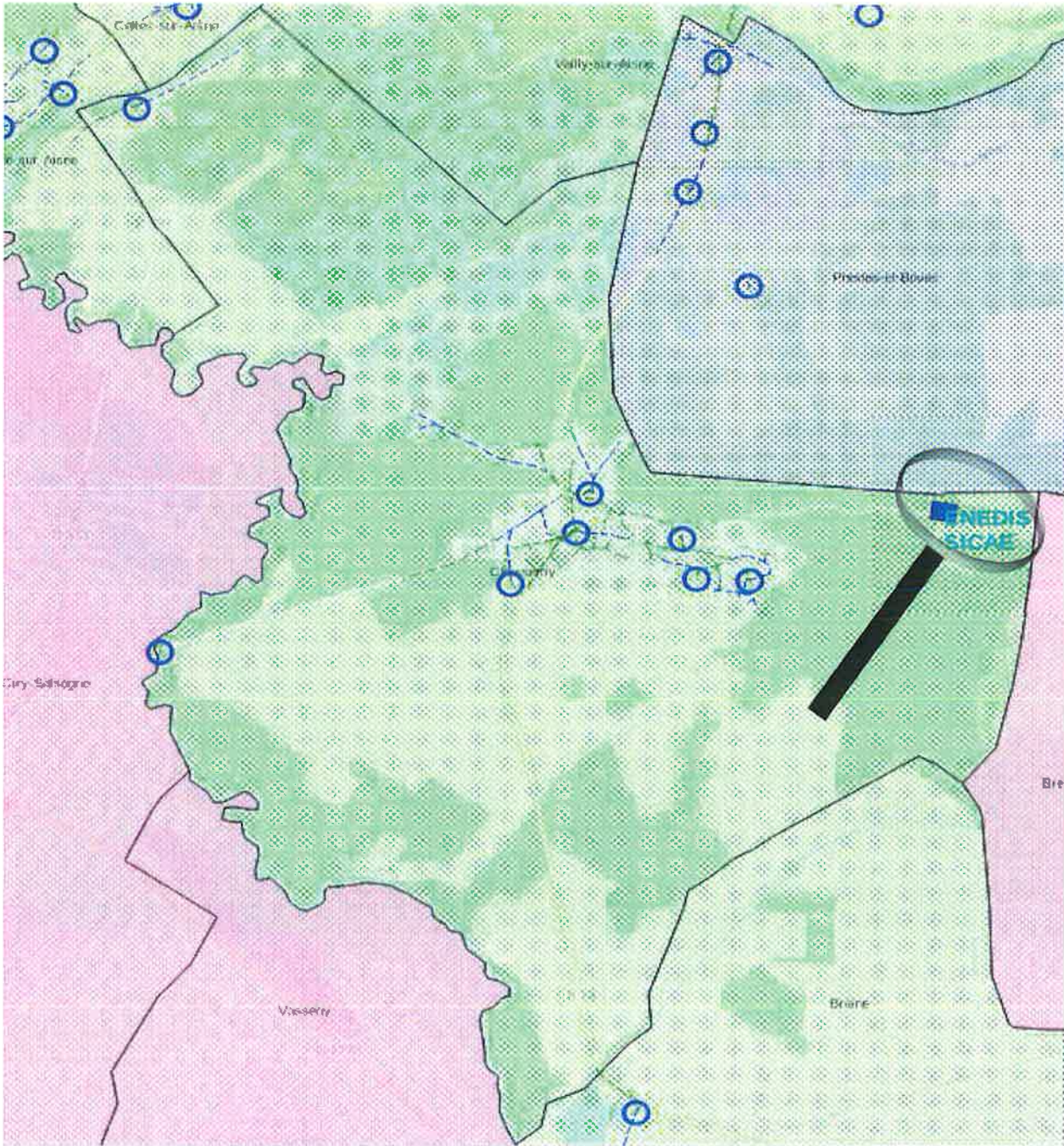


[illegible]

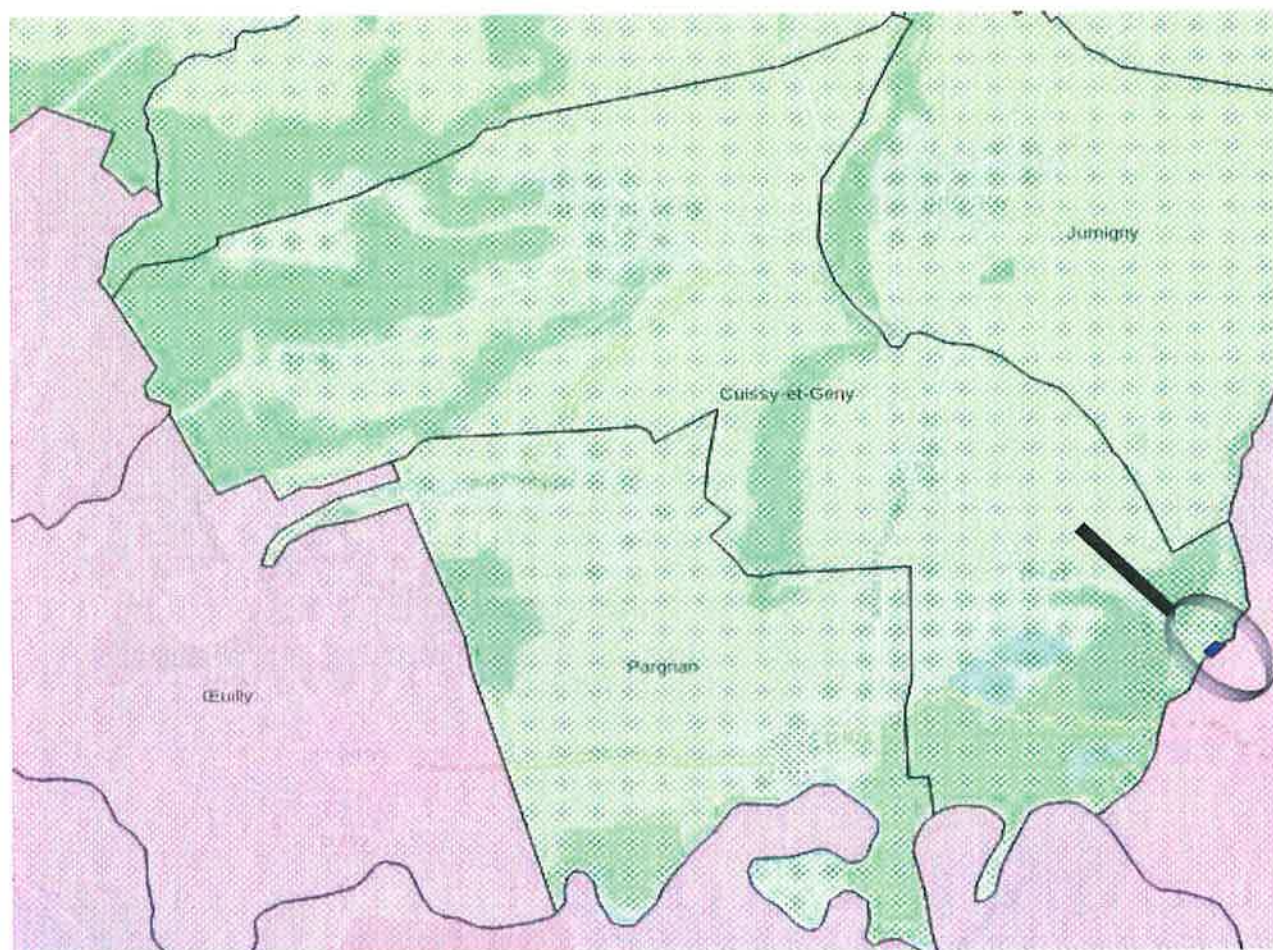
2 Braine "Château de la Roche et Ferme de la Cendrière"



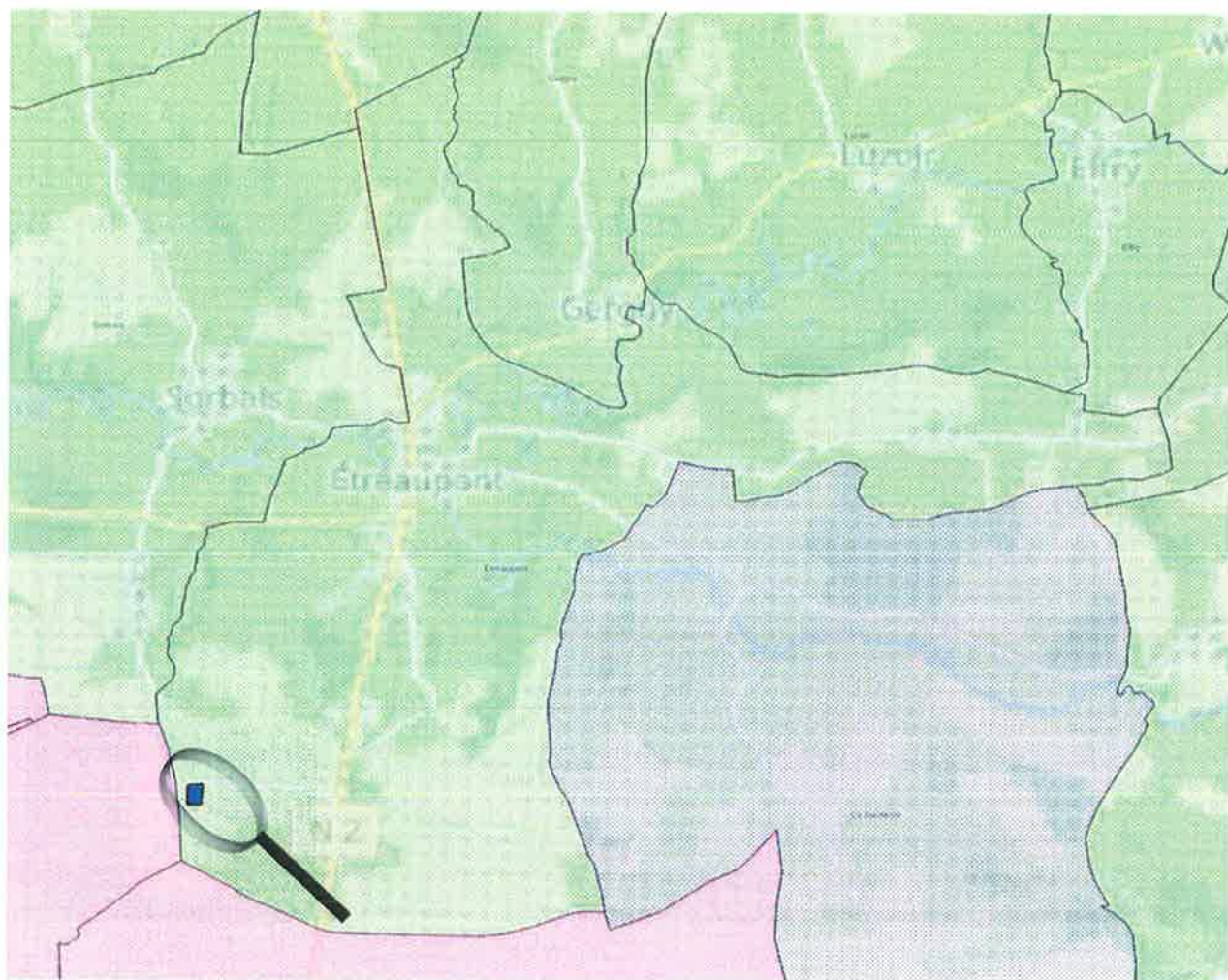
3



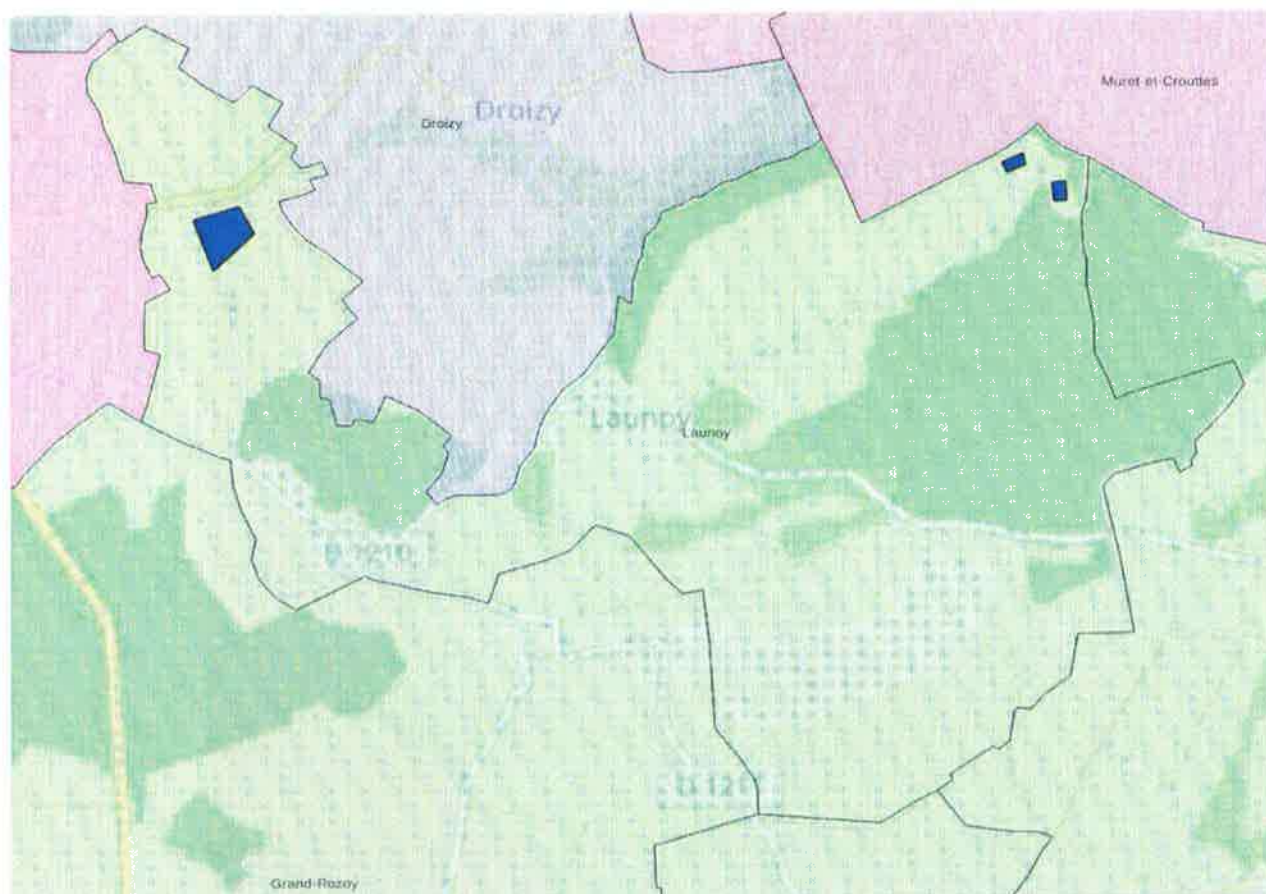
4 Cuissy-et-Geny "Les Bosquets"



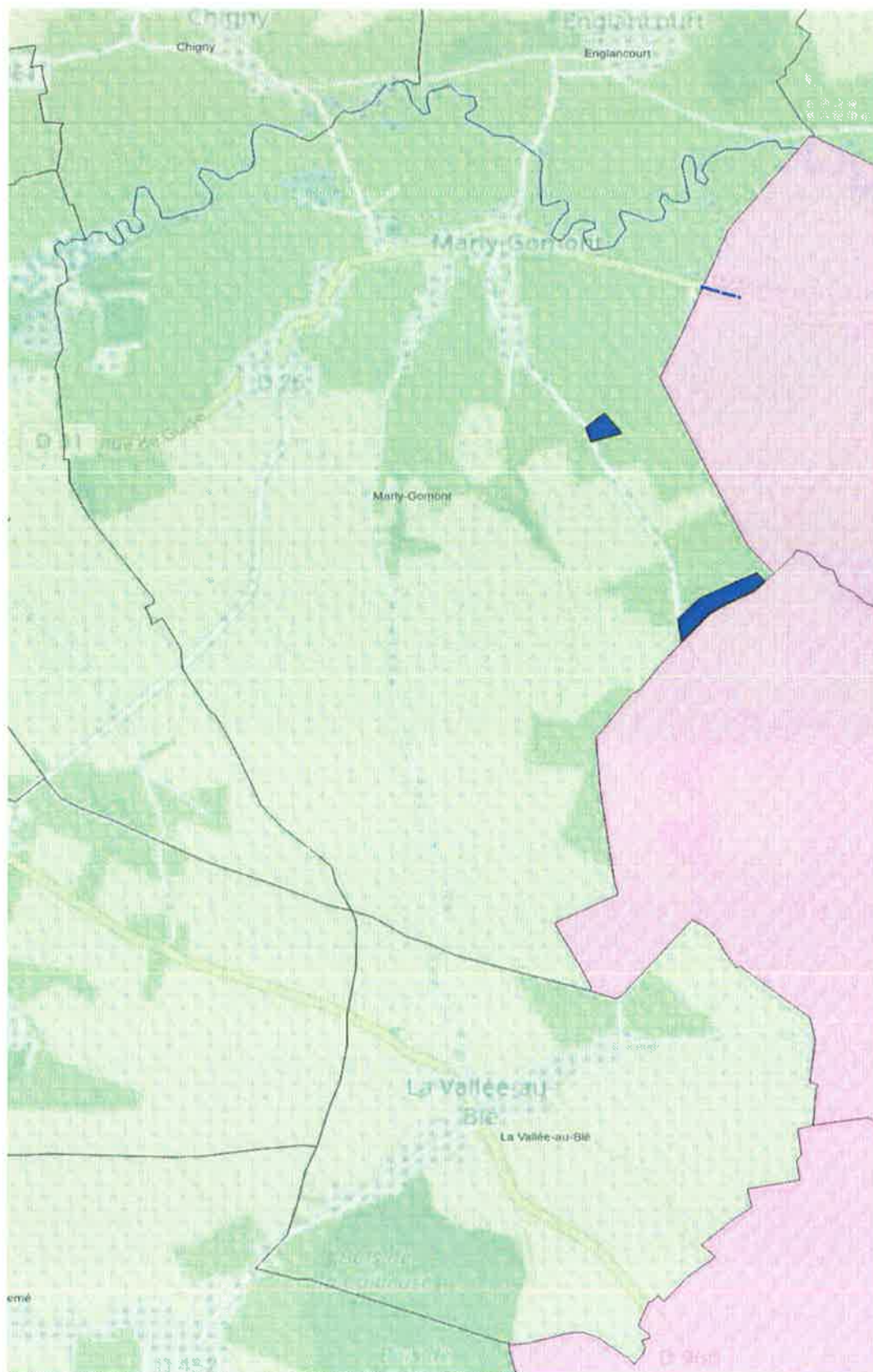
5 Étréaupont "Silo"



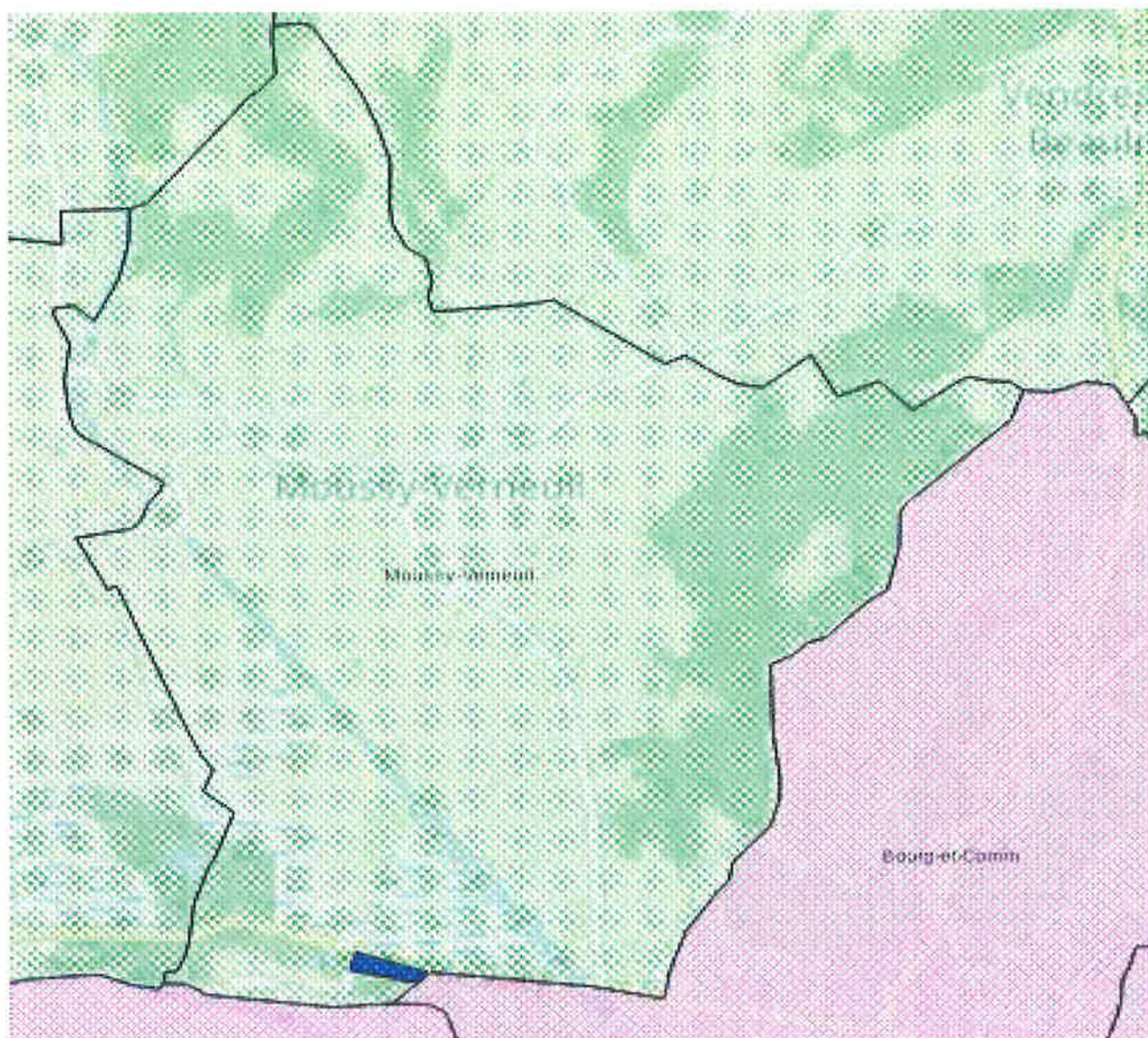
6 Launoy "Ferme Neuville Saint Jean" - Les Bovettes



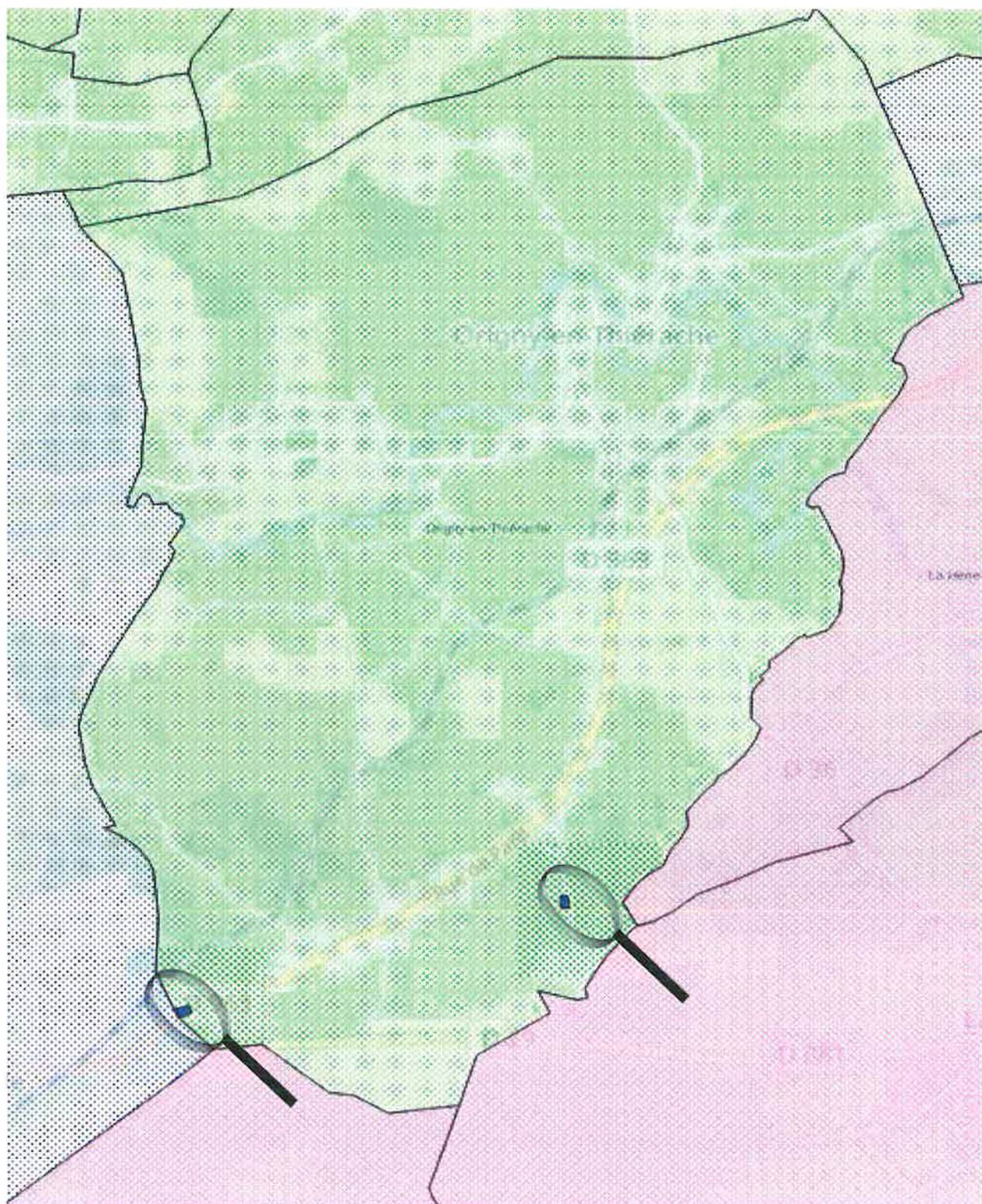
7 Marly-Gomont "Béchaué et l'Ermite"



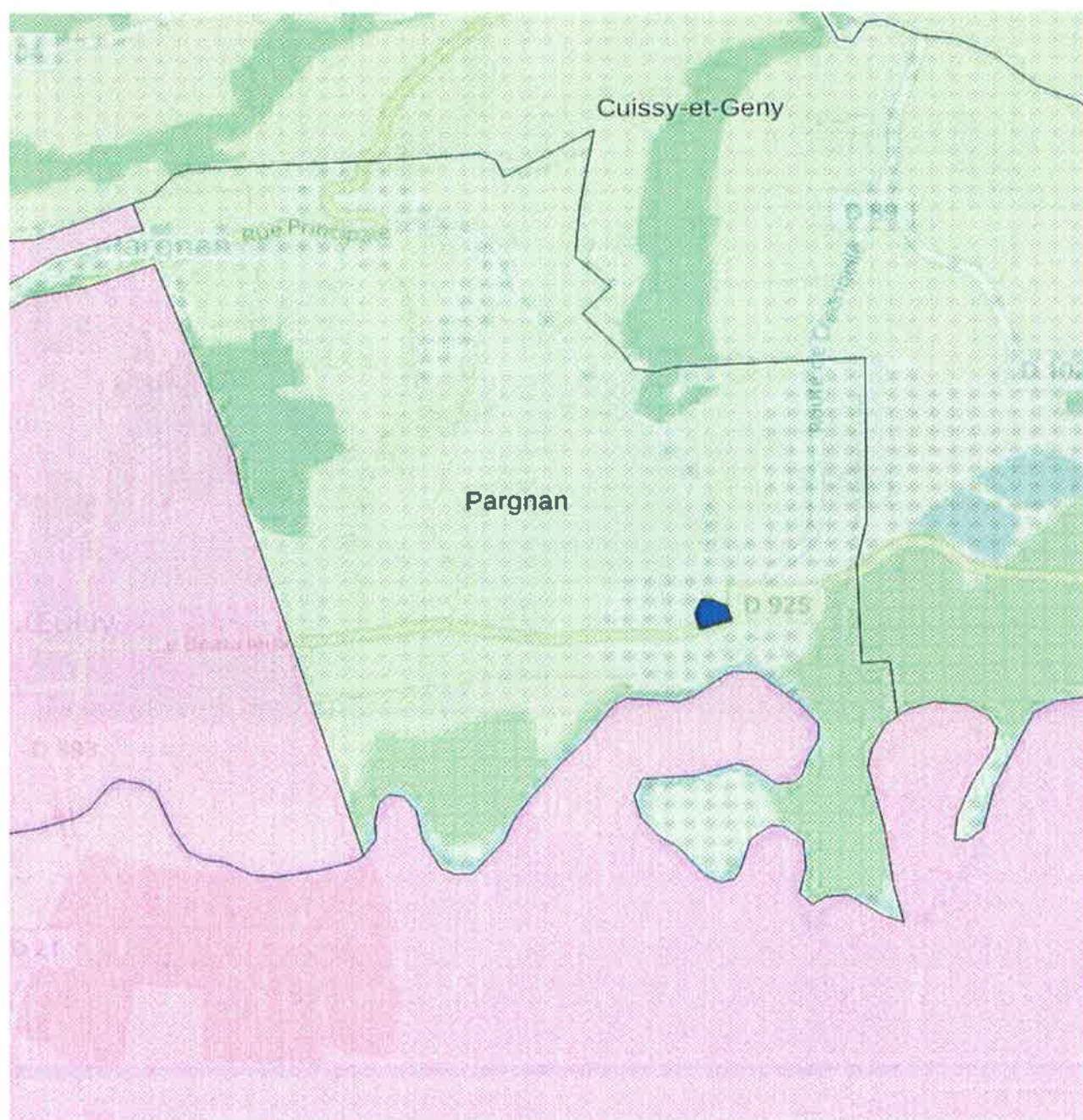
8 Moussy-Verneuil "Gare"



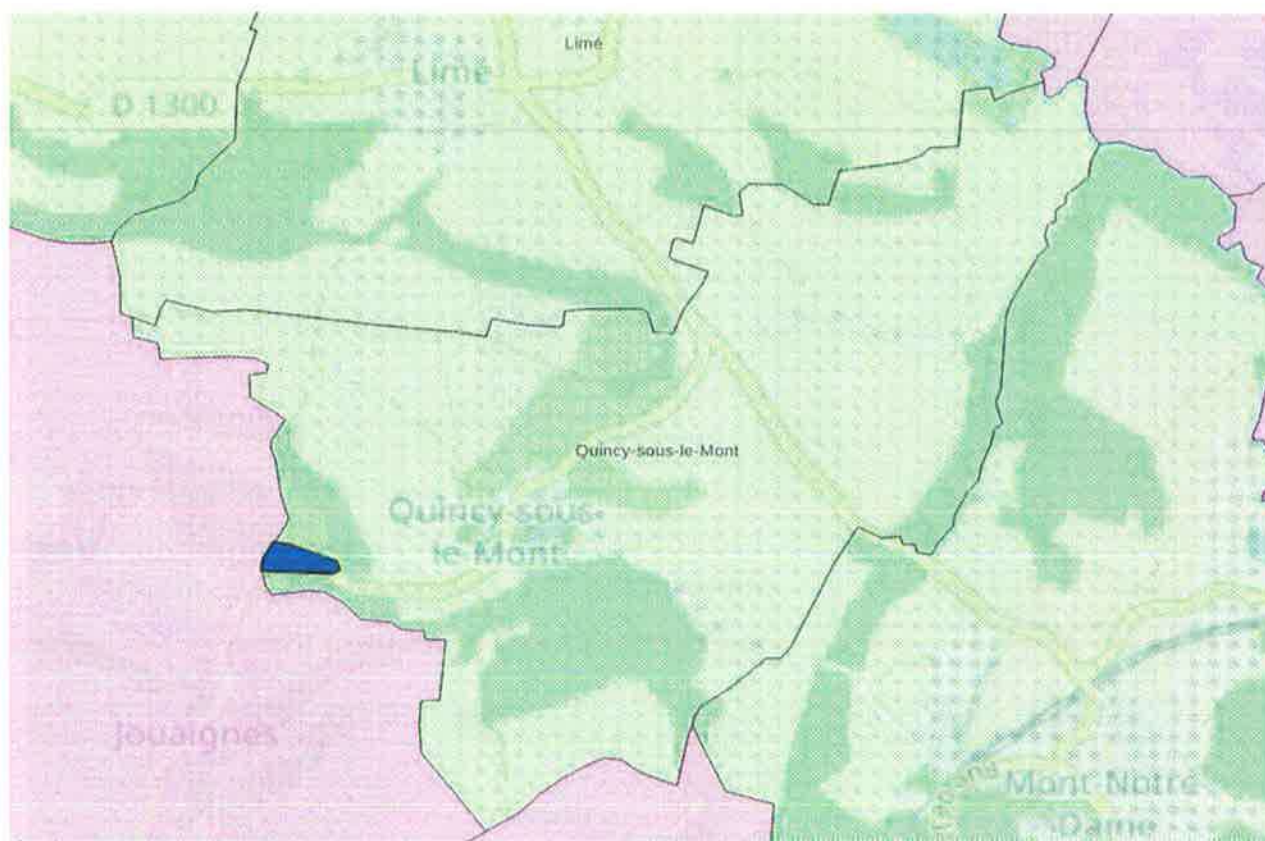
9 Originy-en-Thiérache "La Croix Berjolin, Château d'eau



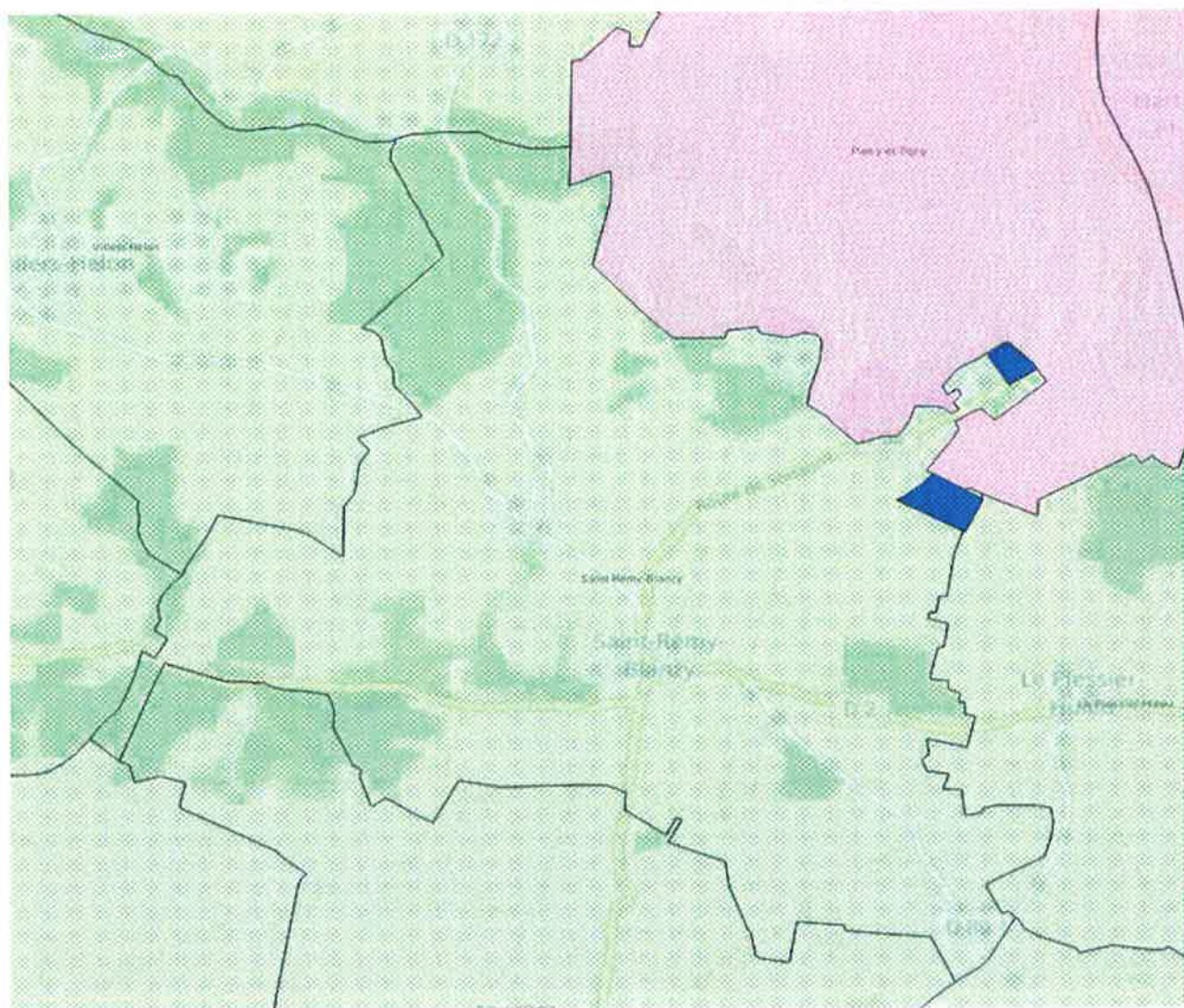
10 Pargnan "Le Routy"



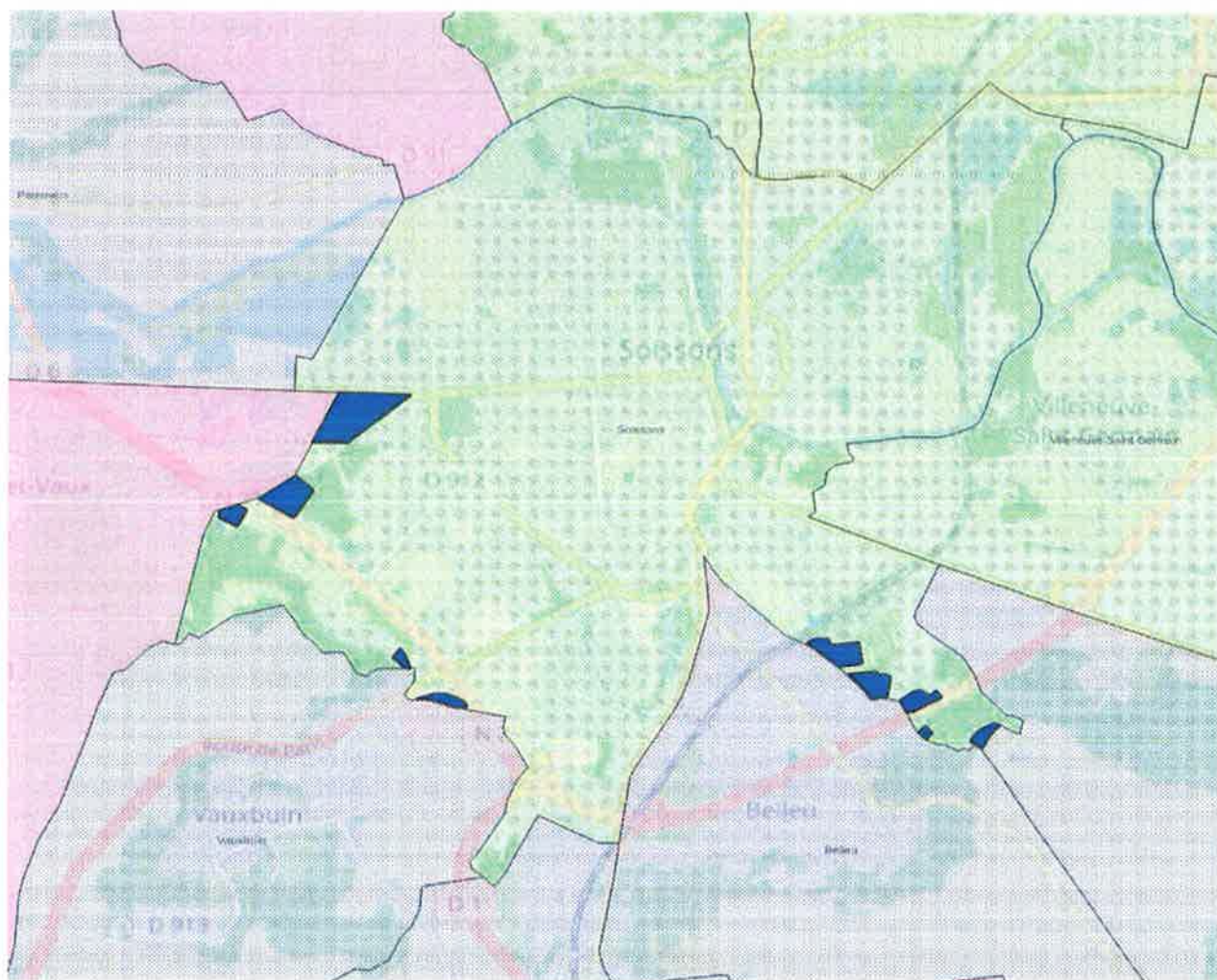
11 Quincy-sous-le-Mont "la tuilerie"



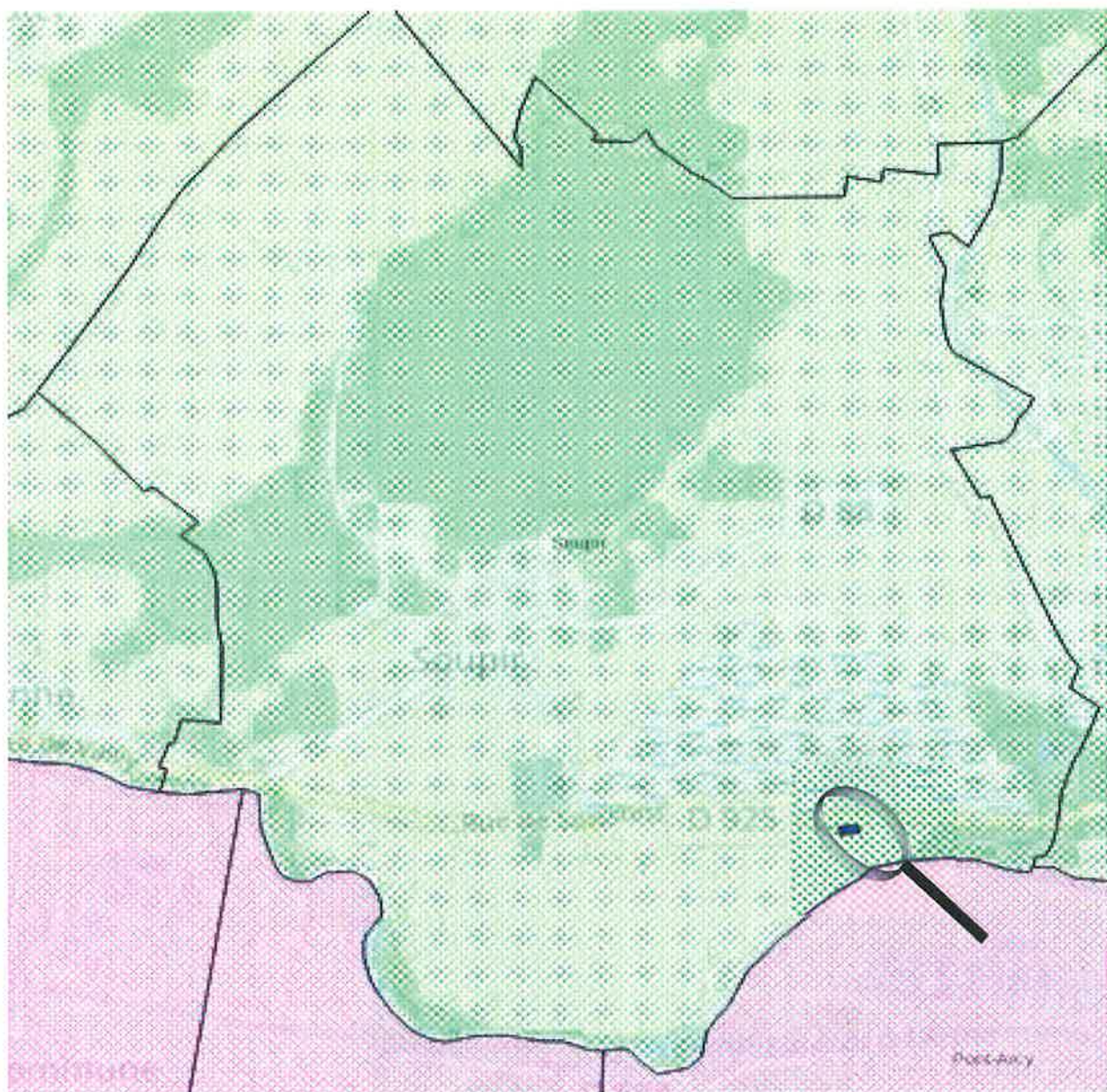
12 Saint-Rémy-Blanzy "La Fontaine aux Chêne, exploitation de sable



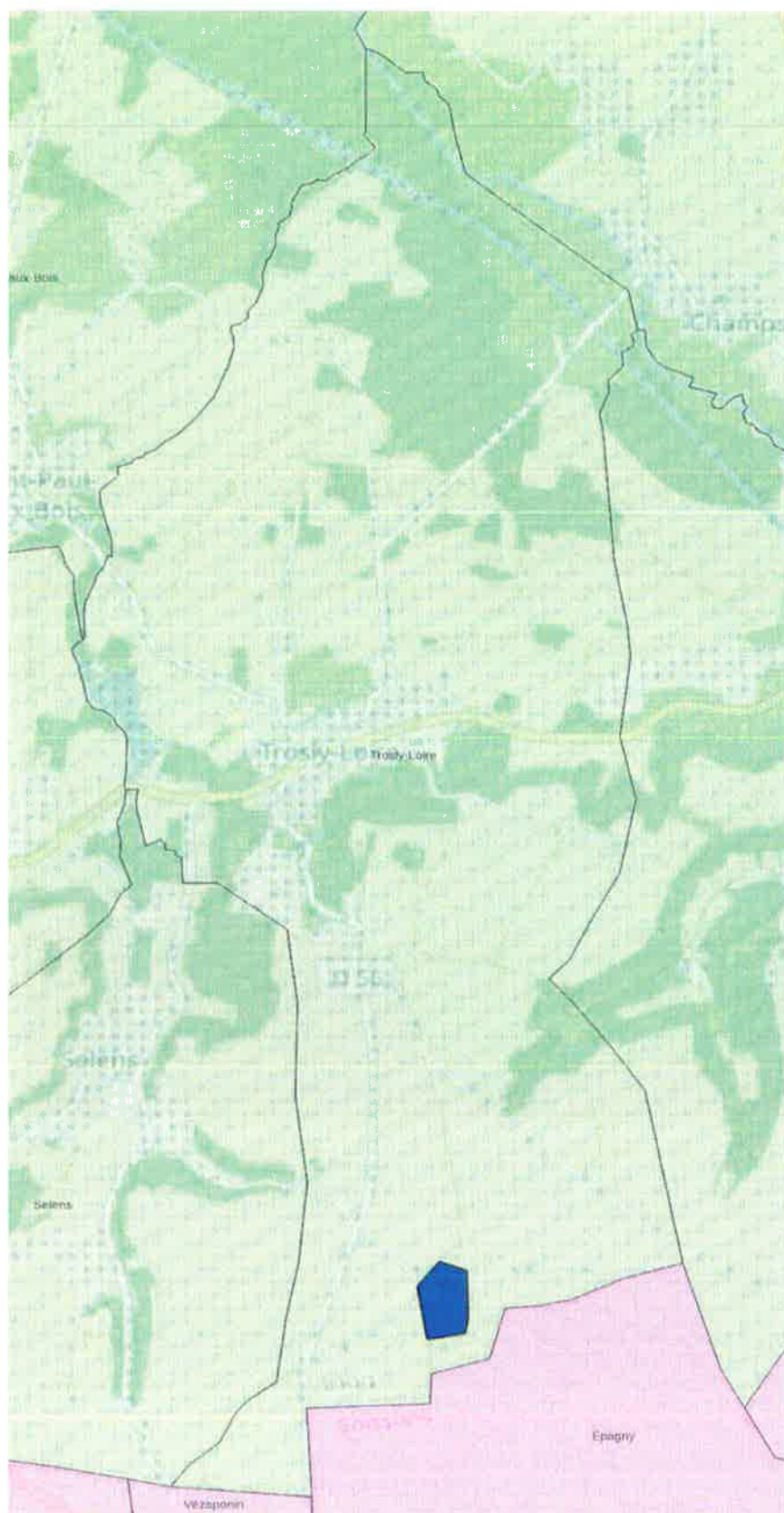
13 Soissons "Jean Moulin, Maupas, Rond Point de l'Archer, Orcamps et ferme Sainte Geneviève



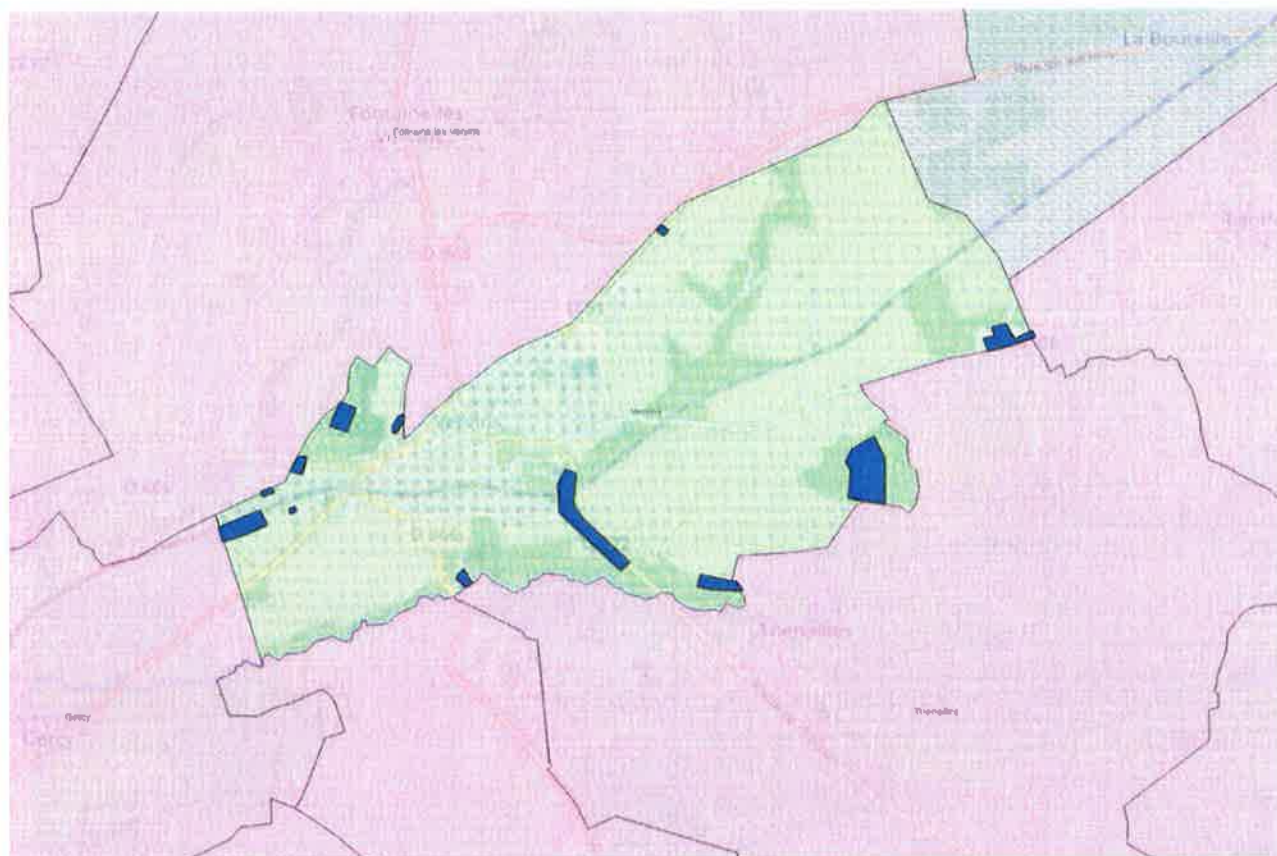
14 Soupir "Etangs"



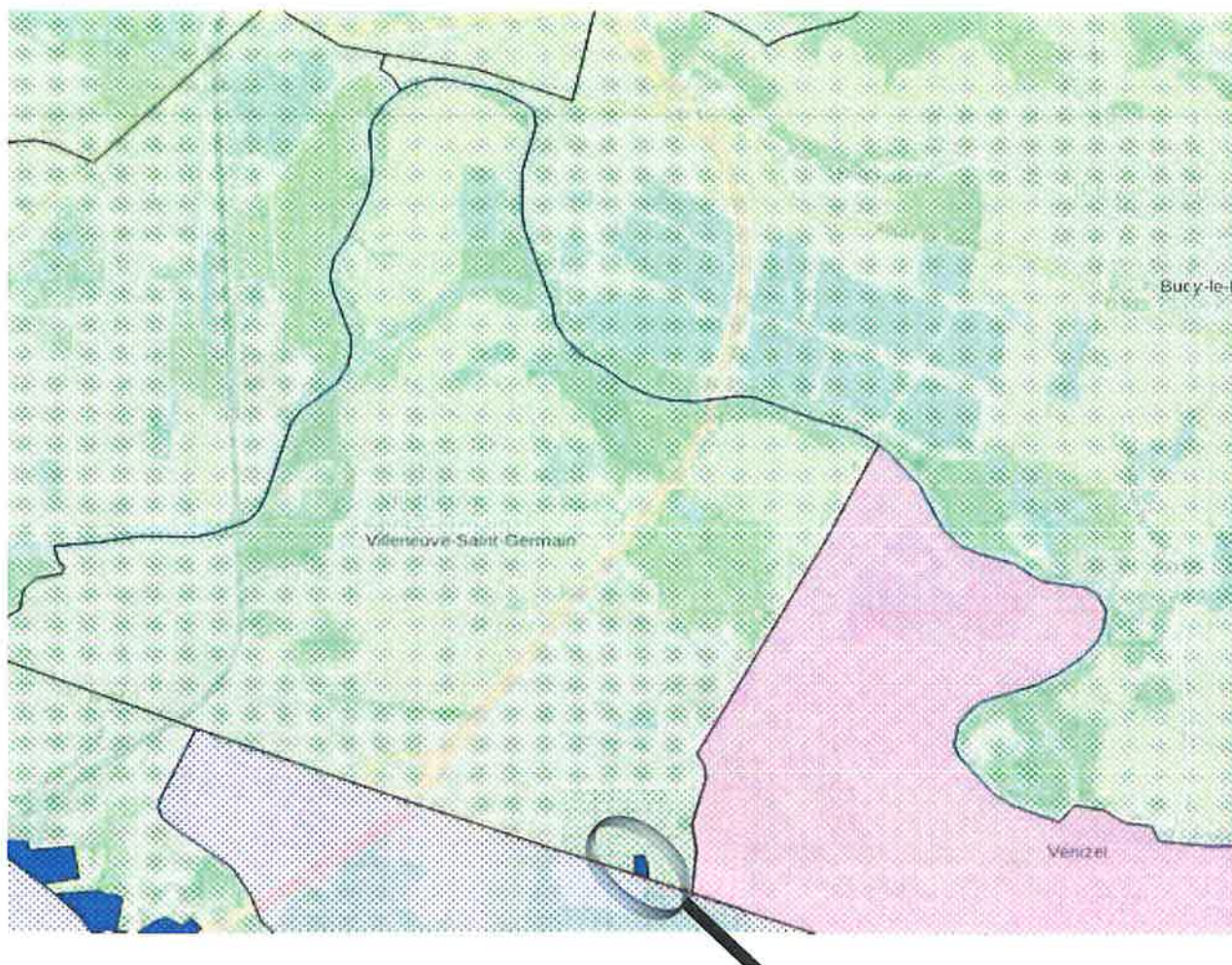
15 Trosly-Loire "Quartier de Loire"



Vervins "La cense Brulée, le Pont de Pierre, Rabouzy pont,
le Tambou, le Petit Vervins, la Grande Denteuse, la Verte Vallée



17 Villeneuve-Saint-Germain "Habitations route de Reims"





ANNEXE 9

Cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires
qu'appellent certaines des dispositions prévues.
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier
des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

SOMMAIRE

CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES	4
Article 1 — Service concédé	4
Article 2 — Ouvrages concédés	5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession	6
Article 4 — Redevances	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre	7
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION	8
Article 6 — Raccordements au réseau concédé	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux	19
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX	22
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux	23
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	24
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	27
Article 23 — Territoires à énergie positive	28
Article 24 — Service de flexibilité local	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents	29
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale	30
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS	30
Article 27 — Principes généraux	30
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	31
Article 29 — Branchements	35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution	36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés	37

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle	38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle	39
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée	40
Article 36 — Continuité de service	42
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée	43
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau	43
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité	44
Article 40 — Traitement des réclamations	47
CHAPITRE V TARIFICATION	49
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente	49
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	50
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION	51
Article 43 — Inventaire des ouvrages	51
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité	52
Article 45 — Cartographie du réseau	54
Article 46 — Pénalités	54
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations	55
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION	56
Article 48 — Durée de la concession	56
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession	56
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES	58
Article 50 — Conciliation et contestations	58
Article 51 — Impôts, taxes et contributions	58
Article 52 — Modalités d'application de la TVA	59
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution	60
Article 54 — Élection de domicile	60
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges	60

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par l'USEDA, autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionnées en annexe à la convention de concession.

La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l'environnement, et le cas échéant l'interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l'énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants, du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :

- 1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*
- 2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
- 3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
- 4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*
- 5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
- 6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*
- 7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*
- 8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
- 9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans les conditions prévues par l'article L. 337-7 du code de l'énergie.

La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie et s'exerce dans le respect des principes posés par l'article L. 121-1 du même code.

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- Enedis, concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution, autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ;
- EDF S.A., concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ».

Au titre du contrat de concession, l'autorité concédante garantit au gestionnaire du réseau de distribution le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires.

⌘ Cette garantie est sans préjudice des droits de l'autorité concédante tels que définis aux articles L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et L. 111-61 du code de l'énergie.

L'autorité concédante garantit également au fournisseur aux tarifs réglementés de vente le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs.

Enedis et EDF S.A., pour leurs missions respectives, sont responsables du fonctionnement du service et le gèrent conformément au présent cahier des charges. Elles l'exploitent à leurs risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages concédés et de leur exploitation incombe ainsi au gestionnaire du réseau de distribution.

⌘ La responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vise tout à la fois celle qui relève de la compétence des juridictions judiciaires et celle qui relève de la compétence des juridictions administratives.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente perçoivent auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à leur charge.

⌘ Le gestionnaire du réseau de distribution tient sa rémunération d'un tarif dont s'acquitte le client de telle sorte que, comme énoncé par l'article L. 341-2 du code de l'énergie, cette rémunération couvre l'ensemble des coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du réseau de distribution.

⌘ Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente tient sa rémunération des tarifs réglementés de vente qui sont pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces tarifs tiennent compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale, conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

L'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne les prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par leurs statuts dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

Article 2 — Ouvrages concédés

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 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

⌘ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

« Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

« Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

« Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

⌘ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

⌘ Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.

Article 4 — Redevances

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

⌘ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.

Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

⌘ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.

CHAPITRE II

INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

Article 6 — Raccordements au réseau concédé

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

✎ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

✎ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

✎ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

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

✎ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement des utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison

existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;

- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.

Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).

Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).

L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

« Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

« Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

« Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

« Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

« L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

« Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel¹. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).

En agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce

¹ Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages

A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

¶ Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

¶ Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés

1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulés par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

⌘ Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie

2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.
La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

⌘ Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.

Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité

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

⌘ Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante². Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

↳ Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire

A) Schéma directeur et programmes d'investissements

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires

² La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

« Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.

« A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.

1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante selon les modalités prévues à l'annexe 2 au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères³ en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de [...] ans⁴, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges.

« Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :

- *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion :*
 - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;*
 - *les exigences environnementales ;*
 - *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
- *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

³ A adapter selon le type de territoire

⁴ Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones⁵.

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

« L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels figurant successivement en annexe au présent cahier des charges est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des

⁵ Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3^{ème} alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1^{er} alinéa du présent paragraphe.

B) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;

- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
 - la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

« Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales. »

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

« Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire. »

Article 12 — Utilisation des voies publiques

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

« Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ». »

« Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ». »

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8^{ème} alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

« Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (...) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (...). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources, transformant la haute tension en moyenne tension et leurs accessoires.

« Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».

Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable⁶. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

« Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

Article 14 — Conditions d'exécution des travaux

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

« Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de

⁶ Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

« Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : camae.enedis.fr.

En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

« Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.

« Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

« Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

« Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.

3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

« L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

« Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site www.enedis.fr.

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.

L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).

Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

À la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : www.capareseau.fr

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

À la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession,

notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

« Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

« L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures

de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

« L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.

« Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

« L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

« Conformément aux articles L. 111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

¶ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.

¶ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

¶ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

¶ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant à réduire les pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

¶ Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

¶ Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

¶ Conformément à l'article L. 124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1^{er} du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

Article 23 — Territoires à énergie positive

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

¶ Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

Article 24 — Service de flexibilité local

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.

Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1^{er} alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

Article 25 — Réseaux électriques intelligents

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

« Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.

Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1^{er} du présent cahier des charges, que les

prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

⌘ Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

⌘ Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

⌘ Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

⌘ Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site www.enedis.fr ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.

Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site www.enedis.fr.

⌘ Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.

- raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.

Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.

- exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.

Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.

La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.

Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».

Les articles R. 111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).

Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :

- lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;
- lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

⌘ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : www.enedis.fr.

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

⌘ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

⌘ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

⌘ Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.

Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

⌘ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

❖ *Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*

- *le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;*
- *une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;*
- *le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;*
- *le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;*
- *du 1^{er} novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.*

C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

❖ *Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;

- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;

La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : www.enedis.fr

- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

Article 29 — Branchements

A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante électrique », également désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :

▪ à l'aval :

- aux bornes de sortie du disjoncteur⁷, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
- au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;

▪ à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.

Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

B) Colonnes montantes électriques (ou branchements collectifs)

Une colonne montante électrique (ou branchement collectif) désigne l'ensemble des ouvrages électriques situés en aval du coupe-circuit principal nécessaires au raccordement au réseau public de distribution d'électricité des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à l'exception des dispositifs de comptage.

Les colonnes montantes électriques ou branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

Les colonnes montantes électriques, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, appartiennent au réseau public de distribution électrique dans les conditions définies par la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

Les dispositions législatives concernées sont codifiées aux articles L.346-2 et suivants du code de l'énergie.

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

⁷ Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs ou colonnes montantes électriques concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, les interventions réalisées.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation

A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;
- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

« S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

⌘ Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

⌘ Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.

D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

⌘ L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation ;
- dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
- dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
- dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;
- dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).
- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.

A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er}

août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

« Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.

B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descellement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

« Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

⌘ Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

⌘ Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée

A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

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

⌘ Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

⌘ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

⌘ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.

B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

⌘ La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

⌘ L'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

⌘ Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;
- les interruptions suite à incident ;
- les variations rapides de la tension (papillotement) ;
- le déséquilibre de la tension.

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

« L'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

Article 36 — Continuité de service

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

« Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

A) En basse tension

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- s'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

B) En haute tension

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un événement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du

service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

¶ En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

¶ En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

¶ En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

A) Accueil des clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.

¶ L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

⌘ A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

⌘ Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

B) Informations et conseils aux clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

⌘ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

⌘ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.

Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :

- *le bilan des factures exprimé en euros ;*
- *le bilan des consommations exprimées en kWh ;*
- *des analyses de consommation :*
 - o *évolutions des consommations dans le temps,*
 - o *comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,*
 - o *analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,*
 - o *répartition estimée de la consommation par usages.*
- *des conseils éco-gestes.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

⌘ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

À la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

À la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :

- le prélèvement automatique,
- le télé-règlement,
- la carte bancaire,
- le chèque,
- le TIP,
- en espèces dans les bureaux de poste.

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;

- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;

- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;

- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;

Article 40 — Traitement des réclamations

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

¶ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

¶ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

¶ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

¶ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.

La saisine du médiateur national de l'énergie :

- ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;
- doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;
- peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

CHAPITRE V

TARIFICATION

Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

⌘ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*

- période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
- puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
- tension de raccordement ;
- consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
- durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

⌘ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

⌘ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

⌘ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé

la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes

A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

¶ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : www.enedis.fr. Il communique également ces informations sur simple demande.

CHAPITRE VI

COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

Article 43 — Inventaire des ouvrages

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un 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 dans les conditions prévues par la réglementation.

« L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

« Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
 - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
 - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
 - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes électriques et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité

- A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

¶ L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

- B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

¶ Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

- 1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

- 2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

- 3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :

- les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
- les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotation aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
 - le chiffre d'affaires ;
 - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Article 45 — Cartographie du réseau

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000^{ème}) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000^{ème}) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

Article 46 — Pénalités

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

CHAPITRE VII

TERME DE LA CONCESSION

Article 48 — Durée de la concession

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 25 ans, à compter du 1^{er} janvier 2025, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

« 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.

Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
 - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
 - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué^{*} par référence au TMO,

^{*} La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

« La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.

La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

« Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

« En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.

Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du (des) contrat(s) de concession du (des) [JJ/M/AA] et de ses (leurs) avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

« Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1^{er} janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

« Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.

C) TVA sur réfections de voirie publique

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la TVA.

¶ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confiés à des entreprises extérieures.

¶ Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1^{er} janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

Article 54 — Élection de domicile

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution : 15 rue Bruno d'Agay 80 049 AMIENS Cedex 1
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : 137 Rue du Luxembourg, TSA 55 009, 59 049 LILLE Cedex

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants, qui prévalent sur la convention de concession et son cahier des charges en cas de contradiction :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
 - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
 - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
 - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,
 - les adaptations locales du contrat ;

- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels et constituée de ;
 - Annexe 2A , définissant les dispositions locales relatives aux modalités de suivi et de révision du schéma directeur des investissements, des programmes pluriannuels d'investissements et des programmes annuels d'investissements
 - Annexe 2B relative au diagnostic technique du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession
 - Annexe 2C relative au Schéma Directeur des Investissements
 - Annexe 2D relative au premier PPI (2025-2029)
- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;
- Annexe 9, convention cartographique moyenne échelle.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

ANNEXE 10

CONVENTION RELATIVE A LA COMMUNICATION RECURRENTE DE DONNEES DE CONTROLE

Entre les soussignés :

L'UNION DES SECTEURS d'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L' AISNE (USEDA), autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés, sis 1 rue TURGOT à LAON – 02 200, représenté par :

Monsieur Jean-Claude BEREUX, son Président, dûment habilité à l'effet des présentes par délibération du Comité syndical du 2 juillet 2024 ;

Désigné ci-après « L'Autorité Concédante » ou « l'USEDA », d'une part

Et,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par :

Madame Véronique PAULY, Directrice Régionale Picardie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} juillet 2020 par Madame la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis, faisant éléction de domicile 15 Rue Bruno d'Agay – 80 048 AMIENS Cedex 1.

Désignée ci-après « le Concessionnaire » ou « Enedis », d'autre part,

Désignées ci-après collectivement « les Parties ».

Exposé préalable :

En application de l'article 44 A du cahier des charges du contrat de concession signé par les Parties le 2024, les agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent procéder à toutes vérifications utiles pour l'exercice de leur fonction.

La présente convention s'inscrit dans le cadre de l'article 44 A du cahier des charges de concession, relatif au contrôle exercé par l'autorité concédante tel que prévu par l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

Afin de faciliter l'exercice annuel du contrôle de concession de contrôle, les Parties se sont rapprochées en vue de définir conjointement les modalités opérationnelles et particulières de transmission de certaines données de contrôle.

Cela étant exposé, il a été convenu de ce qui suit.

ARTICLE 1 : OBJET

La présente convention définit les modalités opérationnelles et particulières relatives à la communication récurrente, à l'autorité concédante, des données listées en annexe à la présente convention, en vue du contrôle par l'autorité concédante de la bonne exécution des missions de service public confiées au concessionnaire dans le cadre de l'article 44A du cahier des charges de la concession.

La communication de ces données dans le cadre spécifique de la présente convention pourra être complétée de toute autre communication dans le cadre de l'article 44A du cahier des charges de la concession et dans les conditions de l'article 9 de l'annexe 1 au cahier des charges du contrat de concession.

ARTICLE 2 : NATURE DU CONTROLE ET DES INFORMATIONS FOURNIES

Le contrôle annuel exercé par l'autorité concédante est réalisé sur la base des données communiquées par le concessionnaire, relatives aux missions de ce dernier, et qui permettent à l'autorité concédante de remplir efficacement sa mission de contrôle.

La liste des données à communiquer par le concessionnaire en application de la présente convention figure en annexe de la présente convention.

Compte tenu du caractère dynamique de la structure du réseau, les données communiquées en application de la présente convention s'entendent en valeur de grandeur électrique ou de dénomination des ouvrages à la date de leur production. En conséquence, il peut y avoir des différences entre la valeur des données communiquées dans le cadre de la présente convention et celle communiquées à un autre titre.

ARTICLE 3 : PERIODICITE ET DATE DE TRANSMISSION DES DONNEES

Les données relatives à l'exercice N nécessaires à l'exercice annuel du contrôle et figurant en annexe 1 seront transmises par le concessionnaire, avant le 1er juillet de l'année N+1.

ARTICLE 4 : MODALITES DE COMMUNICATION DES INFORMATIONS

Les données faisant l'objet de la présente convention seront transmises à l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante conformément aux dispositions du D de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession

Afin d'en faciliter l'exploitation, les données seront transmises à l'autorité concédante sous format informatique modifiable.

Le concessionnaire apportera une réponse aux questions posées par l'AODE liées à l'analyse des données communiquées en application de l'article 3 de la présente convention, dans le délai maximum défini au A de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

ARTICLE 5 : MISE A JOUR DE LA LISTE DE DONNEES

Du fait de l'évolution des systèmes d'information du concessionnaire, certaines données, notamment celles relatives à la clientèle et aux prestations, pourraient cesser d'être disponibles pendant la durée de la présente convention.

Sur justification par le concessionnaire de l'impossibilité technique de communiquer lesdites données et présentation des données disponibles et susceptibles de leur être substituées, les données remplaçantes feront l'objet d'un échange de courriers entre le concessionnaire et l'autorité concédante.

La liste des données annexée à la présente convention sera ensuite mise à jour par voie d'avenant.

ARTICLE 6 : UTILISATION DES DONNEES ET CONFIDENTIALITE

Les parties s'engagent à respecter les obligations de confidentialité qui leur incombent en fonction de la nature des données concernées, en application de la législation et de la réglementation en vigueur. Elles s'engagent à faire respecter ces mêmes obligations à leurs préposés et aux tiers autorisés.

Les parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication des données, par elles-mêmes, par leurs préposés ou par leurs prestataires, des données en dehors du cadre fixé par la présente convention ou de la législation en vigueur.

ARTICLE 7 : RAPPORT DE CONTROLE

Lorsque l'autorité concédante rédige un rapport de contrôle présentant son analyse des données communiquées dans le cadre de la présente convention, les dispositions du E de l'article 9 de l'Annexe 1 du cahier des charges de concession s'appliquent.

Une réunion des parties peut être organisée à la demande de l'une d'elles pour échanger sur le contenu du rapport de contrôle.

ARTICLE 8 : PRISE D'EFFET ET DUREE DE LA CONVENTION ET CLAUSE DE RENCONTRE

La présente convention entre en vigueur à compter de sa notification par l'autorité concédante au concessionnaire signataire des présentes, après accomplissement préalable des formalités de transmission au contrôle de la légalité.

Elle est conclue pour une durée de 5 ans à compter de sa date d'entrée en vigueur.

Les parties programmeront une réunion au dernier trimestre de la convention en cours, afin de dresser un retour d'expérience de l'exécution de la présente convention et de convenir des modalités de son éventuelle adaptation en vue de son renouvellement pour de nouvelles

périodes de 5 ans.

La convention pourra par ailleurs faire l'objet d'une révision pour tenir compte de l'évolution des données ou dès lors qu'interviendraient des accords nationaux améliorant ou complétant les modalités de communication des données, ou leur liste.

Faute d'accord des parties pour renouveler la présente convention, l'USEDA se réserve le droit de demander la communication des données visées en annexe au titre de l'article 44A du cahier des charges de concession à tout moment.

ARTICLE 9 : ENREGISTREMENT

La présente convention n'est pas assujettie aux droits de timbre et d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des Parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait à LAON en trois exemplaires originaux, le

Pour l'Autorité Concédante

Pour le Concessionnaire

Le Président

La Directrice Régionale

**Annexe à la convention relative
à la communication récurrente de données de contrôle**

1. Les données techniques sur le réseau de distribution

1.1- Caractéristiques générales (maille concession)
Nombre de postes sources alimentant la concession
Nombre de postes sources situés sur le territoire de la concession
Nombre total de départs HTA alimentant la concession
Nombre de départs HTA aériens alimentant la concession
Nombre de départs HTA mixtes alimentant la concession
Nombre de départs HTA souterrains alimentant la concession
Longueur moyenne des départs HTA sur la concession
Nombre de départ HTA présentant une chute de tension supérieure à 5% et inférieure à 7%
Nombre de départ HTA présentant une chute de tension supérieure à 7%
Longueur totale du réseau HTA
Longueur du réseau HTA aérien
Longueur du réseau HTA faibles sections
Longueur du réseau HTA souterrain
Nombre de postes HTA/BT en service
Nombre total de départs BT alimentant la concession
Longueur totale du réseau BT
Longueur réseau BT aérien nu
Longueur réseau BT faibles sections
Longueur réseau BT torsadé
Longueur réseau BT souterrain
1.2 - Les postes sources alimentant la concession (par poste source)
Nom du poste source
Commune siège du poste source
Nombre de Transformateurs HTB/HTA
Puissance installée de chaque transformateur HTB/HTA
PTMB par transformateur HTB-HTA
Tension primaire / Tension secondaire
1.3 - Le réseau HTA sur la concession (par départ HTA et par commune)
Code INSEE de la commune
Nom de la commune
Nom du (des) Poste source
Nom du départ HTA
Code GDO du départ HTA
Longueur totale réseau HTA
Longueur totale aérien HTA
Longueur faible section HTA
Longueur souterrain HTA
Année de mise en service
Nature du câble
Section du câble
Isolant
Nombre d'utilisateurs HTA
Nombre d'utilisateurs BT

Chute de tension par départ HTA
Puissance calculée à température minimale de base par départ HTA (PTMB)
Tension d'exploitation du départ HTA
1.4 - Les postes HTA/BT de la concession
Nom de la commune siège du poste HTA/BT
Nom du Poste HTA BT
Nom du ou des départs HTA desservant le poste HTA BT
Tension d'exploitation HTA
Type de poste (cabine basse, H61 ...)
Année de la construction du poste
Fonction du poste (DP ; mixte)
Code GDO du poste HTA BT
1.5 - Les réseaux BT sur la concession (par commune et par poste)
1.5.1- Réseau BT par départ
Nom de la commune
Code GDO du départ BT
Code GDO du poste HTA BT desservant le départ BT
Longueur totale réseau BT du départ BT
Part des tronçons aériens torsadés
Part des tronçons aériens nus
Part des tronçons nus faible section
Part de souterrain
1.5.2 - Réseau BT par commune :
Année de mise en service
Longueur totale réseau BT
Longueur aérien nu
Longueur aérien torsade
Longueur souterrain
Nature du câble
Section du câble
1.5.3. - Réseau BT – par poste HTA
Nom de la commune
Code GDO du poste
Longueur BT du poste
Longueur BT souterraine du poste
Longueur BT aérienne en fils nus du poste
Longueur BT aérienne torsadé du poste
% Typologie de câble BT souterrain (1946CU ; 1946AL ; CPI CU ; AL NP ; Synthétique)
1.6 - Les transformateurs sur la concession (par commune)
Nom de la commune siège du poste HTA/BT
Nom du poste HTA/BT
Code GDO du poste
Année de fabrication du transformateur
Puissance du transformateur
Coefficient d'utilisation du transformateur

2. La qualité de fourniture

2.1 - Continuité de fourniture – Récapitulatif
Durée moyenne de coupure basse tension par usager y compris exceptionnels (critère B)
- dont incidents Transport
- dont incidents PS.
- dont incidents HTA
- dont incidents BT
- dont travaux HTA
- dont travaux BT
Durée moyenne de coupure basse tension par usager hors événements exceptionnels (critère B Hix)
- dont incidents Transport
- dont incidents PS.
- dont incidents HTA
- dont incidents BT
- dont travaux HTA
- dont travaux BT
Critère B climatique
Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures cumulées (Incidents)
Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures cumulées (Travaux)
Nombre d'usagers coupés plus de 3 heures cumulées (Incidents et Travaux)
Nombre d'usagers à plus de 6 coupures longues (incident HTA et amont)
2.2 a - Continuité de fourniture - Interruptions de fourniture – Réseau HTA et Amont (par interruption longue)
Exceptionnel O/N
Nature de l'interruption
Nom du Poste source
Origine de l'interruption
Date
Heure
Durée (en minutes)
Nom départ HTA
Siège de l'interruption
Cause de l'interruption
Mention climatique éventuelle
Impact de l'interruption : Produit : Nombre de clients coupés * durée de coupure (NiTi)
Nombre total de clients BT coupés par interruption
PSI total en kWh
2.2 b - Continuité de fourniture - Interruptions de fourniture – Réseau BT et branchements (par interruption longue)
Exceptionnel O/N
Nature de l'interruption
Origine de l'interruption
Date
Heure
Durée (en minutes)
Commune (INSEE)
Nom départ HTA
Siège de l'interruption
Cause de l'interruption
Mention climatique éventuelle
Impact de l'interruption : Produit : Nombre de clients coupés * durée de coupure (NiTi)

Nombre total de clients coupés par interruption en distinguant moins de 36kVA et plus de 36kVA
2.3 – Histogrammes
Nombre de clients BT coupés par plage de nombre d'incidents subis
Nombre de clients BT coupés par plage de durée d'incidents subie
Nombre de clients BT coupés par plage de nombre d'interruptions travaux subies
Nombre de clients BT coupés par plage de durée d'interruptions travaux subie
Récapitulatif durée et nombre d'interruptions
2.4 – Tenue de tension Réseau BT
Nom de la Commune
Nom Poste source
Nom du départ HTA
Nom du Poste HTA BT
Code GDO du poste HTA BT
Fonction du Poste HTA BT
Type local Poste Electrique
Chute de tension max transformateur
Chute de tension max du départ
Chute de tension totale en %
Longueur totale des tronçons en mètres
Part d'aérien fils nus du départ BT
Part de torsadé du départ BT
Part de souterrain du départ BT
Nombre de CBA
Nombre de CMA
Nombre total de clients BT
Longueur faible section
Longueur des tronçons mal alimentés en mètre
2.5 – Tenue de tension Réseau HTA
Nombre de clients raccordés au réseau HTA mal alimentés en tenue de tension
Nombre de poste HTA au droit desquels DU > 5%

3. Données clientèle et prestations, distribution d'électricité – Enedis

3.1 - Données clientèles par commune et par segment :C1 à C3 en HTA ; C4 et C5 en BT. (Consommations/soutirage sur réseau)
Nombre de clients
Energie acheminée (Gwh)
Recettes d'acheminement
3.2 - Données clientèles par commune* (Production/injection sur réseau) *(données issues du registre national des installations de production)
Type d'installation (éolien, photovoltaïque ...)
Nombre d'installations
Puissance installée (kVA)
3.3 - Prestations réalisées sur la concession par commune
Nombre de raccordement en soutirage pour les clients BT<36 kVA, sans adaptation de réseau
Nombre de raccordement en injection pour les clients BT<36 kVA, sans adaptation de réseau
Nombre d'interventions coupures demandées par les fournisseurs
Nombre d'interventions réalisées avec ou sans coupure pour impayé
Nombre de coupures effectives
Taux d'intervention pour impayé réalisé dans les délais catalogues ou convenu
3.4 - Qualité des prestations
Nombre total de réclamations
Nombre de réclamations "raccordement"
Nombre de réclamations "relève et facturation"
Nombre de réclamations "accueil"
Nombre de réclamations "intervention technique"
Nombre de réclamations "qualité fourniture"
Nombre de réclamations "autre"
3.5 – Comptage et relève maille concession
Nombre de compteurs par segment C5, C1-C4
Nombre de Linky posés / nombre de Linky communicants

4. Données financières et patrimoniale de la concession

4.1 - Données patrimoniales ouvrages localisés par commune
N° d'immobilisation principal
N° d'immobilisation subsidiaire
Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI » (HTA, BT, postes ...)
Libellé de l'immobilisation
Catégorie d'ETI
Quantité (m ou nombre)
Année de mise en service
Mois de mise en service
Valeur brute
Réévaluation 1959
Réévaluation 1976
Financements ENEDIS
Financement concédant
Amortissements industriels
Amortissements du financement du concédant
Valeur nette comptable
Valeur de remplacement
Provisions pour renouvellement
4.2 - Données patrimoniales ouvrages non localisés par type d'ouvrage et par commune
Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI » (compteurs, branchements ...)
Libellé ETI
Catégorie ETI
Année de Mise en Service
Valeur brute
Réévaluation 1959
Réévaluation 1976
Financements ENEDIS
Financement concédant
Amortissements industriels
Amortissements du financement du concédant
Valeur nette comptable
Valeur de remplacement
Provisions pour renouvellement
4.3 - Mises en service ouvrages localisés par commune
Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI » (compteurs, branchements ...)
Libellé ETI
Catégorie ETI
Maîtrise d'ouvrage
Année de mise en service
Quantité (m ou nombre)
Valeur brute
Financements nets ENEDIS
Apports externes
4.4 - Mise en services ouvrages non localisés

Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI » (compteurs, branchements ...)
Libellé ETI
Catégorie ETI
Maîtrise d'ouvrage
Année de mise en service
Valeur brute
Financements nets Enedis
Apports externes
4.5- Retrait d'ouvrages localisés
Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI »
Libellé ETI
Catégorie ETI
Quantité
Valeur Brute
Année de Mise en service
4.6 Retrait d'ouvrages non localisés
Code Commune
Nature de l'ouvrage « ETI »
Libellé ETI
Catégorie ETI
Valeur Brute
Année de Mise en service

ANNEXE 11

CONVENTION ENTRE L'AUTORITE CONCEDANTE ET LE CONCESSIONNAIRE RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A MOYENNE ECHELLE DES OUVRAGES DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DE L'USEDA

Entre

L'UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L' AISNE (USEDA), autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire de l'USEDA, faisant élection de son domicile à son siège social, 1 rue Turgot, 02 200 LAON, représentée par son Président, Monsieur Jean-Claude BEREUX, dûment habilité par délibération du comité syndical du 2 juillet 2024, faisant élection de domicile à son siège social, Rue Turgot – 02007 LAON,

Désigné ci-après « l'Autorité Concedante »,

D'une part,

Et

Enedis, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles, 92079 Paris-La-Défense , immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le n° 444 608 442, représentée par Madame Véronique PAULY, Directrice Régionale Picardie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} juillet 2020 par Madame la Présidente et les membres du Directoire d'Enedis et faisant élection de domicile 15 Rue Bruno d'Agay 80049 Amiens,

Désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité

D'autre part,

ou individuellement désignés « la Partie », et ensemble « les Parties ».

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIIT :

PREAMBULE

Le Concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, conformément au cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

La liste des informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité est précisée dans l'annexe 2 de l'arrêté du 11 mars 2016.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités de mise à disposition de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières de mise à disposition de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

ARTICLE 2 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

2.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

La nature des données fournies est précisée en annexe 1 de la Convention.

Les données portent notamment sur les types d'ouvrages suivants :

- postes source,
- postes de distribution publique,
- armoires HTA,

- appareils de coupure aérien HTA,
- tronçons HTA et BT.

Sont communiquées en sus, dès lors qu'elles ne relèvent ni de la catégorie des informations commercialement sensibles (ICS) ni de celle des données à caractère personnel (DCP), les données concernant les postes clients (consommateurs ou producteurs).

Par ailleurs, les données relatives aux branchements (Liaison Réseau et Dérivation Individuelle) seront communiquées dans le système d'information géographique du Concessionnaire suivant le calendrier prévu par 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, notamment, le type de branchement, la commune, et en ce qui concerne les longueurs, leur tracé et leurs caractéristiques techniques. Ces données seront enrichies au fur et à mesure de la réalisation des travaux.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans IGN géo-référencés (BD parcellaire, France Raster) pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

2.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE dans le système de projection convenu localement (Lambert 93 principalement).

Format à préciser en fonction de la demande de l'Autorité Concédante étant entendu que les formats autres que SHAPE ne comportent pas de données attributaires.

Les données mentionnées au 2.1 sont communiquées par le Concessionnaire sans fond de plan (hors format PDF).

Les données sont transmises par clé USB ou tout autre moyen adapté, tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP), dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, à des dates convenues d'un commun accord entre les Parties au 31 mars et au 31 décembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

2.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, leur nature ou leur représentation, le Concessionnaire examine le bien-fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques corrigées.

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

ARTICLE 3 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDEANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
 - le niveau de tension (HTA, BT),
 - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
 - la section du conducteur,
 - la nature du conducteur,
 - la date de construction (si disponible) ;
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité Concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.

Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l'Autorité Concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 4 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

4.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Sans préjudice des stipulations de l'article 3, chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, énoncées aux articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

4.2 PRESTATAIRES

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recours à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 2 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 4.1 du présent article.

4.3 AUTORITES CONCEDEANTES FRONTALIERES

L'Autorité Concédante peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à une autorité concédante frontalière à partir du moment où, au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, cette autorité concédante frontalière a souscrit une convention similaire à la présente Convention, avec notamment l'engagement de confidentialité prévu à son annexe 2.

ARTICLE 5 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires, aux collectivités publiques du périmètre de la concession ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 3 des présentes et aux autorités concédantes frontalières ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 4.3 des présentes.

De même, le Concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

ARTICLE 6 – RESPONSABILITE

6.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

6.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 7 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet au 1^{er} janvier 2025 pour une durée de 5 ans soit jusqu'au 31/12/2029.

Les parties programmeront une réunion au dernier trimestre de la Convention afin de convenir des modalités de son éventuelle adaptation en vue de son renouvellement pour de nouvelles périodes de 5 ans. Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

En outre, les Parties conviennent que soit intégrée toute évolution issue d'un éventuel nouveau modèle national de convention cartographique « moyenne échelle » permettant un enrichissement des données transmises.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 9 sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

9.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 8 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

9.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 10 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la Convention en deux exemplaires originaux.

Fait à LAON en trois exemplaires, le

Pour L'Autorité Concédante

Pour Le Concessionnaire

Le Président

La Directrice Régionale

Annexe 1 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)

Poste Source

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : le nombre de transformateurs par poste source et la PTMB par transformateur HTB-HTA, donnée calculée annuellement, sont fournis au titre du contrôle de concession.

Poste électrique : cas des postes de distribution publique

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Poste
NOM_POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs ou producteurs n'est pas renseigné
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA (Cf. cas Poste Client HTA) • Distribution Publique - Client HTA • Répartition (Cf. cas Poste de Répartition) • Production (Cf. cas Poste Client HTA Production) • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA - Production (Cf. cas Poste Client HTA) • DP – Production

T_DE_POSTE	Type du poste : • Inconnu • CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers • SA - Poste Au Sol Simplifié de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifié de Type B • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
NB_INTER	Nombre d'interrupteurs installés
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
NB_PROD_BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur - Biogaz

	- Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
PBT_INF_36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT_SUP_36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI_INF_36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI_SUP_36	Nombre de client > à 36 kva
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Armoire HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM_ARMOIRE	Nom de l'armoire
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
TYPE	Type d'armoire : • Manuelle • Manuelle à 3 interrupteurs • Manuelle avec dérivation • Télécommandée • Télécommandée à 3 interrupteurs • Manuelle à 4 interrupteurs • Télécommandée à 4 interrupteurs
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
----------	-------------

CODE_GDO	Code GDO
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme
TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS_BT	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la remontée Aérosouterraine HTA
RAS_HTA	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Tronçon Aérien HTA traité en PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : ce tableau sera mis à jour pour tenir compte de la mise en œuvre de la rénovation programmée

Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
ISOLANT	Nature de l'isolant :
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
EST_ISOL	Estimation de la nature de l'isolant BT : absent des bases de données, l'isolant est estimé en s'appuyant sur les dates de construction et la nature de métal avec la règle suivante : 1946_AL : année 1946 et NATURE_MET AL 1946_CU : année 1946 et NATURE_MET CU CPI_AL : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET AL CPI_CU : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET CU NP : Neutre périphérique entre 1970 et 1976 Autres : > 1976
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dipôle Source BT

La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans le SIG, elle a été évaluée avec la date de construction.

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Dipôle Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur
P.CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P.1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source
P.NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976)
P.AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U_MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE_TENS	Chute de tension totale
PMAX_ADM_T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG_TOT_D	Longueur Totale du Départ
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ
P de PC	Pourcentage de câble avec Isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : la PTMB, donnée calculée annuellement, est fournie au titre du contrôle de concession.

Jonction HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la jonction HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Connexion HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la connexion HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape
----------	--------------------------------------

Postes électriques : cas des Postes de Répartition

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
CODE_GDO	Code GDO du poste
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune

CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dispositifs de régulation de la tension

Les dispositifs de régulation de la tension (DAT, CBM, CTM, ERT) éventuellement existants dans le SIG peuvent, le cas échéant, faire l'objet d'un ajout dans le cadre de la convention cartographique moyenne échelle signée localement.

Nota : DAT (Décaleur et Adaptateur de Tension), CBM (Convertisseur Bi-Mono), CTM (Convertisseur Tri-Mono), ERT (Equilibreur de Réseau Triphasé)

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_M_SERV	Date de mise en service
PUISS_ASS	Puissance assignée
TYPE_APP	Type Appareil
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L. 332-15 du code de l'urbanisme représentés sous forme de branchements, avec les éléments suivants :

Raccordement aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm ²
NOM_COMMUN N	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

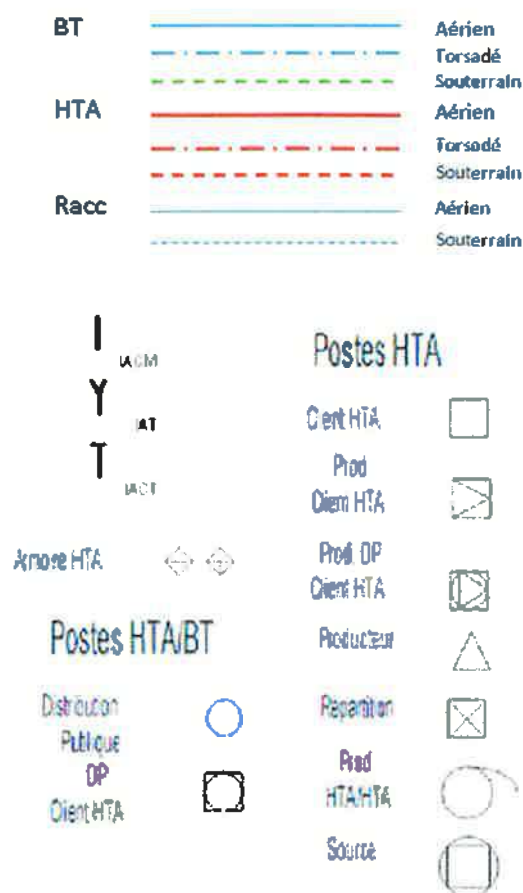
Raccordement souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm ²
NOM_COMMU N	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



☑ A mettre à jour si la communication est au format DXF

Annexe 2 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage :

- à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations,
- à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

