

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 :

- **Syndicat Départemental d'Énergie des Côtes d'Armor**, 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, représenté(e) par M. le Président, Dominique RAMARD, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 25 novembre 2022, domicilié 53 boulevard Carnot, 22000 Saint Brieuc,

désigné 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 Monsieur Jean-Philippe LAMARCADE, Directeur Régional Enedis Bretagne, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} janvier 2020 par Madame Marianne LAIGNEAU Présidente du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile 64 boulevard Voltaire à Rennes (35000).

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 1 943 290 542 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 Frédéric COSPEREC, Directeur du Développement Territorial EDF – Direction Commerce Ouest, dûment habilité à l'effet des présentes et faisant élection de domicile 205 rue de Kerervern à Brest (29000),

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 désignés ensemble par « les parties ».

EXPOSE

Le Syndicat Départemental d'Énergie des Côtes d'Armor et Electricité de France ont conclu le 2 juillet 1993, 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 :

- Un territoire exposé aux événements climatiques intenses et récurrents ;
- Un réseau de distribution de moyenne tension dont le taux d'enfouissement (38% en 2020) est plus faible que la moyenne nationale à densité de population équivalente ;
- Un département qui comprend 600 582 habitants en 2019 avec une densité de population inférieure aux moyennes nationale formant un territoire qui se caractérise par une importante dimension rurale nécessitant de grandes longueurs de réseaux.

et de ses enjeux en particulier :

- Garantir aux usagers du réseau de distribution une qualité optimale de l'électricité conforme aux engagements contractuels en réduisant les écarts de qualité sur le département ;
- Renouveler et pérenniser les infrastructures, pour réduire les vulnérabilités et les rendre davantage résilientes aux événements climatiques ;
- Moderniser le système électrique pour intégrer davantage d'énergies renouvelables et faciliter le développement des nouveaux usages de l'électricité tels que la mobilité bas carbone, le stockage, les flexibilités locales et la réduction de la demande en énergie.

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 contrat de concession précédemment attribué le 2 juillet 1993 par le Syndicat Départemental d'Énergie des Côtes d'Armor 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 l'ensemble des communes du département des Côtes d'Armor.

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 trois exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention, et un exemplaire non relié par ce procédé pour les besoins de transmission à la Préfecture.

A Saint-Brieuc, le 16 décembre 2022

Pour l'autorité concédante,

Le Président



Dominique RAMARD

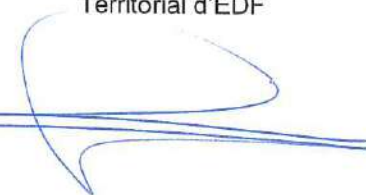
Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional Enedis Bretagne



Jean-Philippe LAMARCADE

Le Directeur du Développement
Territorial d'EDF



Frédéric COSPEREC

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	23
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	23
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	23
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux	25
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain.....	25
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	26
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	26
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	27
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	28
Article 23 — Territoires à énergie positive	30
Article 24 — Service de flexibilité local	30
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	31
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale.....	31
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS.....	32
Article 27 — Principes généraux.....	32
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	33
Article 29 — Branchements	36
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	37
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	37
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés.....	38

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle	38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle	41
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.....	41
Article 36 — Continuité de service	43
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée.....	44
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau.....	45
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité	46
Article 40 — Traitement des réclamations.....	48
CHAPITRE V TARIFICATION.....	50
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.....	50
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	51
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION	52
Article 43 — Inventaire des ouvrages	52
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité	53
Article 45 — Cartographie du réseau	55
Article 46 — Pénalités.....	55
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations.....	56
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION.....	57
Article 48 — Durée de la concession.....	57
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession.....	57
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES	59
Article 50 — Conciliation et contestations	59
Article 51 — Impôts, taxes et contributions	59
Article 52 — Modalités d'application de la TVA	60
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution.....	61
Article 54 — Élection de domicile	61
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges.....	61

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par **Syndicat Départemental d'Énergie des Côtes d'Armor**, 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 à l'article 3 de 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 20 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 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 de ces 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 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 ».

¹ Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du D7 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.

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 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 ») ;

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.

- 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 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 4 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

³ A adapter selon le type de territoire

⁴ Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

des ouvrages, des moyens de comptage et de mesure, des équipements électriques, des ouvrages 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.*

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.

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).

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 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~~ concedés

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 concedés 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 concedés

Les passifs relatifs aux ouvrages concedés 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 concedés. 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 concedés, 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.

☞ 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

⁶ Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

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 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, si le contrôleur constate 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 L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre Ier, 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.

A 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.

A 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 de présentation 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 conserver 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.

⁷ Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

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.

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 la concession 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 électrique 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 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. 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 :
 - évolutions des consommations dans le temps,
 - comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,
 - analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,
 - 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.

☞ A 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.

☞ A 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 ;
- conformément à l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1^{er} novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

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 (dotations 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 30 (trente) ans, à compter du 31 décembre 2022, 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, réévalué⁸ par référence au TMO,

⁸ 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 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 contrat de concession du 2 juillet 1993 et de ses 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 : 9 rue Rabelais, 22000 Saint-Brieuc
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : 205 rue de Kerervern, 29000 Brest

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- 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,
 - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;

- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;
- Annexe 2A, relative à la gouvernance de la programmation des investissements ;
- Annexe 2B, présente le diagnostic technique de la concession partagé entre les parties ;
- Annexe 2C, fait état du schéma directeur des investissements ;
- Annexe 2D, relative au premier programme pluriannuel d'investissements 2023-2026 ;
- 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 ;

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 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 de la concession concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages et de services publics 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 ;
 - **ING₀**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année 1992, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 2 juillet 1993, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
 - **ING**, index « ingénierie »³ ;

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.

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

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

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le



ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

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 $R1_1$ 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 ING_1 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 $R1_1$ ainsi calculé à titre indicatif est de 1 515 932 euros, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 26 143 km, longueur au 31 décembre 2021, des réseaux concédés sur le territoire des communes de la concession
- P_{C1} : 600 582 habitants, population municipale des communes de la concession au 31 décembre 2021,
- P_{D1} : 600 582 habitants, population municipale du département au 31 décembre 2021,
- D : 30 ans,
- ING_1 : 123,2 indice ING pour le mois de décembre 2021 (base 2010),
- ING_0 : 68,9 pour le mois de décembre 1992 (base 2010), soit 546 (base 1973) / 7,9241

où ING_1 est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre 2022..

Le montant de $R1_1$ est ci-dessus estimé à partir des valeurs L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 au 31 décembre 2021. Ce montant sera actualisé, après publication des valeurs ci-dessus au 31 décembre 2022 par échange de courrier entre les parties.

Compte tenu de la date d'effet du contrat au 31 décembre 2022, les parties conviennent que la part $R1_1$ calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat est celle calculée au titre de l'année 2023.

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 .

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année n , $R1_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{C1} 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 **R1₁** 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 la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession (P_c)	Montant minimal de $R1_1$ (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 **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros ;
- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit 1 001 930 euros (à partir des valeurs au 31/12/2021), 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"

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le



ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

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 :
 - 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,
 - 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, 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 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 ;

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.

⁶ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

- I, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours d'année pénultième par la concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, 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,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

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 :

$$4 \text{ euros ou } 4 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016}).$$

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.

Les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I sont précisées dans l'accord cadre national entre la FNCCR, France urbaine, et Enedis relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession du 28 juin 2019, et dans tout autre accord national ultérieur en vigueur entre Enedis et les instances représentatives des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité.

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

2.3.2.1. Part R2 calculée

A- Choix de la formule de calcul

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.

B- Option de l'autorité concédante en début de contrat

L'autorité concédante opte, à la date de prise d'effet du contrat pour la formule de calcul 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 :

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

Lorsque l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire et que la population municipale des communes de la concession est inférieure à 70 000 habitants, la part R2 est égale à 0.

Lorsque l'autorité concédante est une métropole⁷ ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage,

⁷ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité
Annexe 1 – SDE22 – 16 décembre 2022

sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, de présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

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.

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.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 200 000 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession.

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 au titre de l'année 2016⁸ ;
- le montant de R1 à verser chaque année n 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,

⁸ Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.

- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours 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.
- compte tenu de la date d'effet du contrat au 31 décembre 2022, les parties conviennent de ne pas appliquer le calcul au prorata temporis décrit à l'alinéa ci-dessus, pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat (2022).

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 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.

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 m⁹ autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits. Cette distance pourra être revue en majoration ou en minoration si les deux parties s'entendent avec l'accord de l'autorité administrative compétente pour définir des périmètres adaptés aux critères d'environnement et de covisibilité.

Les nouvelles canalisations seront réalisées selon les mêmes techniques dans le périmètre :

- Des secteurs sauvegardés
- Des zones urbanisées des communes (la zone urbanisée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie prévus par le code de la route),
- Des zones de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager (ZPPAUP)
- De la bande littorale hors espaces urbanisés, définie par la loi du littoral
- Des réserves naturelles
- Des zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) et zones Natura 2000
- Des secteurs acquis ou les zones de préemption au titre des espaces naturels sensibles (conservatoire du littoral, communes, département ou région)
- Des périmètres protégés par des arrêtés préfectoraux de biotope

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 80 % 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

⁹ On indiquera ici une distance, par exemple 500 m, ou l'on annexera un plan délimitant la zone où les réseaux de la concession sont établis en technique discrète.

appropriée, selon un pourcentage minimal de 60 % de la longueur du
le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet

d) Branchements

Sauf cas particulier ou impossibilité technique, les branchements nouveaux seront réalisés en souterrain ou en aéro-souterrain.

e) Bâtiments et enveloppes préfabriqués

Toute construction de bâtiment ou toute implantation d'enveloppes préfabriquées, dont le concessionnaire sera maître d'ouvrage, devra recevoir au préalable l'accord de la commune concernée. Le concessionnaire s'engage à fournir aux communes, qui l'exigeraient, les éléments nécessaires à l'appréciation de l'intégration de l'ouvrage dans l'environnement.

f) Rénovation des postes de transformation en cabines hautes :

Pour chaque préparation de PPI, le gestionnaire du réseau de distribution adressera un bilan des cabines hautes rénovées au cours du PPI précédent ou en cours. L'autorité concédante s'engage à adresser à Enedis les alertes de communes sur le génie civil de tels ouvrages, dès lors qu'il en a connaissance. L'autorité concédante pourra également procéder à un recensement et éventuellement un suivi de qualité du génie civil des cabines hautes. Si ce bilan existe et si des besoins sont identifiés, le concédant et le concessionnaire se concerteront afin de mettre en œuvre les actions nécessaires éventuelles.

g) Dossiers de construction d'ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité

Le concessionnaire et l'autorité concédante s'engagent :

- À joindre à tout dossier d'approbation et de réalisation d'ouvrages du réseau public d'électricité, une notice expliquant l'objet du projet, les choix de la technique retenue, du tracé et des implantations d'ouvrages et précisant la consistance du projet au regard des dispositions du a) b) c) du B) de présent article ;
- À joindre, si la commune l'exige, un plan d'insertion dans l'environnement des bâtiments et enveloppes préfabriquées complété par un schéma visuel de l'ouvrage dans son contexte dans le cadre des renouvellements et renforcements.

h) Traitement des poteaux bois déposés

Les poteaux en bois déposés, du fait de leur traitement par la créosote ou les CCA, sont considérés comme des déchets dangereux.

Le concessionnaire et l'autorité concédante interdisent toute cession de poteaux bois issus du réseau électrique et organisent, chacun pour ce qui le concerne, le traitement et la valorisation de ces déchets.

i) Autres actions environnementales

Le concessionnaire et l'autorité concédante s'engagent à mener une réflexion sur des expérimentations et des actions qu'ils pourraient mener en commun en matière de traitement de déblais de tranchées et de traitement des déchets de chantier et à favoriser la pose de transformateurs à pertes réduites, qui présentent le double avantage d'être moins bruyants et moins consommateurs d'énergie.

Autant que nécessaire, le concessionnaire et l'autorité concédante développeront des actions communes à mener dans le domaine de l'environnement et du développement durable.

ARTICLE 5
MAITRISE D'OUVRAGE

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le

ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE



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 suit¹⁰ :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
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 reprise de la liaison au réseau HTA	Enedis	SDE22
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Adaptation aux charges des transformateurs HTA/BT	Changement de transformateur sans modification structurelle du poste HTA/BT (enveloppe ou support)	Enedis	Enedis
	Changement de transformateur avec modification structurelle du poste HTA/BT (enveloppe ou support) y compris reprise de la liaison au réseau HTA	Enedis	SDE22
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Fiabilisation des réseaux HTA y compris bouclage HTA	Enedis	Enedis
	Sécurisation des réseaux BT fils nus	Enedis	SDE22

¹⁰ Le cas échéant, une 3ème catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il 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%.

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de commun	
		Publié le	ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation HTA de consommation ou de production.	Enedis	Enedis
Extensions BT <i>Pour toute opération nécessitant la création d'un poste HTA/BT et sa liaison au réseau HTA, le maître d'ouvrage réalise également ces ouvrages</i>	Extension BT pour raccordement individuel (de 1 à 2 PDL) ou collectif (horizontal ou vertical) d'une installation de consommation	Enedis	SDE22
	Extension BT pour le raccordement d'une installation neuve de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation Si l'installation de production est > 6kVA alors Enedis est maître d'ouvrage en urbain et en rural.	Enedis	SDE22
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance ≤ 36 kVA et de la consommation. Si l'installation de production est > 36kVA alors Enedis est maître d'ouvrage en urbain et en rural.	Enedis	SDE22
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis
Branchements	Liaison réseau et dérivation individuelle de tous les branchements	Enedis	Enedis SDE22 dans les lotissements et ZAC pour les liaisons réseaux d'un branchement individuel BT ≤ 36 kVA
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement de réseau BT	SDE22	SDE22
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis
Dépose d'ouvrage	Dépose d'ouvrage HTA ou BT mis hors exploitation	Enedis	Enedis

B) Définitions

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

Commune rurale : 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.

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, la reprise de la liaison au réseau HTA.

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

Adaptation aux charges des transformateurs HTA/BT :

- Changement de transformateur sans modification structurelle du poste HTA/BT : Tout changement de transformateur y compris le cas échéant fourniture, pose et raccordement du disjoncteur ou du tableau BT et la liaison transformateur bloc disjoncteur ou tableau.
- Changement de transformateur avec modification de l'enveloppe du poste HTA/BT y compris reprise de la liaison au réseau HTA : Tout changement de transformateur nécessitant une modification structurelle du poste HTA/BT (enveloppe, support) y compris la fourniture, pose et raccordement du disjoncteur ou du tableau BT et la liaison transformateur bloc disjoncteur ou tableau.

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.

Fiabilisation des réseaux HTA : travaux réalisés sur les réseaux HTA en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, en l'absence de contraintes électriques y compris bouclages (enfouissement, rénovation programmée...).

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 (de 1 à 2 PDL) ou collectif dont ZAC et lotissement d'une installation 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 consommation individuelle ou collective (au moins 3 PDL). Dans le cas d'un raccordement d'une installation BT > 36kVA l'extension se termine sur une émergence ou support de fin de réseau. Ces travaux incluent, le cas échéant, la création d'un poste HTA/BT et son raccordement au réseau HTA.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément 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 simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs 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 simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

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 simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

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

Liaison réseau : partie de branchement reliant le point de raccordement au réseau au premier appareil de sectionnement ou de protection du branchement ; ce premier appareil fait partie de la liaison au réseau.

Dérivation individuelle : canalisation issue du CCPI et desservant un seul point de livraison.

Branchement collectif d'un immeuble : Nature de travaux visant à réaliser des ouvrages de branchements collectifs conformément à l'article 29 B) du cahier des charges.

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 (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif.

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.

Dépose d'ouvrage mis hors exploitation : suppression d'ouvrage HTA ou BT mis hors exploitation sans création d'un ouvrage en renouvellement, en déplacement, en effacement, à l'exclusion des seuls branchements laissés en déshérence et déposés par le concessionnaire.

Lorsque des travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation, d'effacement, de renouvellement... entraînent une dépose des ouvrages, celle-ci est réalisée par le maître d'ouvrage des travaux générateurs de la dépose.

A noter que les articles du code de l'énergie concernant les *Branchements* (art D 342-1 à la date de signature) et *Extensions* (D 342-2) s'appliquent.

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 d

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 exceptionnel¹¹ (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 »)
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).

¹¹ 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.

- 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 alimenté¹²
- 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
 - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA

¹² 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 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

- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, les amortissements de 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
- Ventilation¹³ des clients de la concession au 31 décembre
 - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
 - 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
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹⁴, 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 hivernale¹⁵

¹³ 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.

¹⁴ A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹⁵ 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

- 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 écrites¹⁶ reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹⁷ :
 - 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.

¹⁶ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

¹⁷ Répartition à la date de la signature du présent contrat.

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 :

- 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 au moins 2 mois¹⁸ avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que 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 2 mois¹⁹.

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 assermenté²⁰ à cet effet.

¹⁸ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

¹⁹ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

²⁰ Conformément à la législation en vigueur

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature, notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle 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.

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 4 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 4 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 DECENTRALISEES 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 photovoltaïque²¹ 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.

²¹ Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions des articles 10 et 11 du décret n° 2017-1057 du 21 juin 2017.

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 :

- 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 prévues 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

ACCOMPAGNEMENT DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE ET SOLIDAIRE PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE

Dans le prolongement des actions partenariales déjà mises en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de définir ensemble une convention spécifique signée concomitamment au présent contrat de concession pour accompagner la Transition Ecologique et Solidaire conformément au chapitre III du cahier des charges de concession.

En effet, dans le cadre de ses compétences dont celle d'autorité concédante, le Syndicat Départemental d'Energie des Côtes d'Armor développe une vision prospective coordonnée des réseaux de distribution d'énergie en lien avec l'aménagement du territoire. Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à la bonne articulation du développement du réseau de distribution publique d'électricité avec cette vision coordonnée.

Cette convention au périmètre de l'autorité concédante intégrera notamment les thématiques suivantes :

- Coordonner les interventions sur la voirie avec les gestionnaires de voirie afin de réduire les coûts et les délais, améliorer la sécurisation des chantiers, limiter l'impact des travaux et fluidifier les échanges ;
- Favoriser la limitation des réseaux de distribution publique d'électricité en contrainte ;
- Favoriser le développement et la planification des projets de raccordement des installations de production d'énergies renouvelables, l'autoconsommation individuelle et les opérations d'autoconsommation collective ;
- Simuler le raccordement des points d'injection sur le réseau de distribution afin de fournir un premier niveau d'analyse pour aider la collectivité à affiner la future demande de raccordement au réseau ;
- Développer des tableaux de bord énergétiques locaux ;
- Accompagner des opérations de rénovation énergétique des bâtiments.
- Collaborer sur des Systèmes d'Information Géographique et au Plan de Corps de Rues Simplifiés ;
- Intégrer la composante véhicule électrique dans l'infrastructure des réseaux et accompagnement de l'autorité concédante dans le développement de son schéma directeur des IRVE, dans ses projets d'installation de bornes de recharge de véhicules électriques, et dans les études technico-économique de solutions de mobilité bas carbone ;
- Accompagner l'autorité concédante par la transmission annuelle à titre gratuit de données portant sur le territoire concédé par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, sans préjudice de toute autre stipulation contractuelle :
 - Les données issues de la modélisation de l'état du réseau :
 - les niveaux de charge des transformateurs HTA/BT
 - les contraintes électriques des départs BT
 - les contraintes électriques des départs HTA

- En complément, les données issues de mesures et de concession, selon des projets et périmètres à définir conjointement par exemple l'efficacité des projets de l'autorité concédante, selon les données disponibles et dans le respect de la législation et de la réglementation afférente aux données à caractère personnel, celles-ci incluant notamment :
- L'identification des capacités d'injections sur les réseaux BT

Si leur nature l'impose, les données précitées, nécessaires au bon accomplissement des missions de l'une des parties, seront remises contre un engagement formalisé de l'autre partie de limitation de leur usage et de confidentialité.

Par ailleurs, le gestionnaire du réseau de distribution transmettra annuellement le suivi des raccordements d'énergie renouvelable : nombre de dossiers reçus, nombre de dossiers aboutis. Le concédant pourra exercer son droit de contrôle de la concession en examinant certains dossiers plus précisément.

ARTICLE 14 -

COOPÉRATION DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE ET DU FOURNISSEUR D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DANS LE CADRE DU CHAPITRE III

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente expriment la volonté de coopérer sur le territoire de la concession dans la lutte contre la précarité énergétique notamment par la sensibilisation aux économies d'énergie.

Dans le cadre de cette coopération, les parties souhaitent en particulier :

- Favoriser les échanges avec les intervenants dans le domaine de l'action sociale des communes membres sur le territoire concédé.
Dans cette optique, l'autorité concédante et le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementé de vente participeraient ensemble à des sessions d'information et d'échanges auprès des intervenants dans le domaine de l'action sociale des communes membres ;
- Réaliser conjointement des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie auprès de publics identifiés en commun ;

Les conditions techniques et financières de cette coopération pourront être définies dans des conventions spécifiques à convenir en tant que de besoin, lesquelles fixeront en particulier la fréquence des échanges précités entre les deux parties.

Pour le suivi de ces conventions et des actions associées, un comité de suivi sera mis en place et se réunira au moins une fois par an et selon les besoins.

Par ailleurs, les parties pourront réfléchir à des actions intéressant d'autres dispositions du chapitre III du présent cahier des charges relevant de la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

ARTICLE 15

COORDINATION DE TRAVAUX

Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à étudier les solutions, notamment en matière de coordination de chantiers, qui pourraient être mises en œuvre pour faciliter la réalisation des travaux et favoriser la réduction des nuisances.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution souhaitent concilier les attentes des gestionnaires de voirie en termes d'efficacité des interventions, de sécurité des chantiers vis-à-vis des usagers de la voie publique, et d'information des riverains et d'efficience des investissements, au travers d'engagements visant à :

- Définir les modalités de coopération avec les gestionnaires de voirie et de communication auprès des riverains ;
- Mettre en œuvre les dispositions particulières de sécurisation des chantiers vis-à-vis des usagers de la voie publique, y compris les plus vulnérables, ainsi que de propreté et maintenance régulière des balisages et barrières nécessaires ;
- Partager les analyses d'opportunités de coordination ;
- Maximiser l'efficacité des interventions au service des clients de la distribution publique d'électricité ;

- Préserver l'environnement et le cadre de vie.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à optimiser la programmation des opportunités et des mutualisations de chantiers avec les gestionnaires de voirie et les autres concessionnaires de réseaux, dans le but de limiter autant que possible la nuisance des chantiers et leurs impacts auprès des usagers de la voie publique et des riverains.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à étudier toute opportunité de coordination de travaux conduisant au renouvellement de fils nus et/ou de réseau souterrain CPI-NP, et à partager les critères de réalisation associés.

ARTICLE 16 DELAIS DE RACCORDEMENT

Le gestionnaire du réseau de distribution porte une ambition forte relative à la qualité de service apportée aux clients sur le réseau concédé, au travers notamment des délais de raccordement.

L'autorité concédante attache de son côté une attention particulière à la réalisation de cette ambition.

Dans ce contexte, le gestionnaire du réseau public de distribution et l'autorité concédante conviennent d'instaurer un dialogue étroit autour du suivi des délais de raccordement.

Le gestionnaire de réseau met à la disposition du concédant une application open data permettant le suivi de l'état de la file d'attente des demandes de raccordements.

ARTICLE 17 MISE A DISPOSITION DE DONNEES

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante soulignent le caractère essentiel des données dans l'exercice de leurs missions respectives.

A cette fin, en complément des autres dispositions contractuelles, et dans le but d'accompagner les ambitions de l'autorité concédante relatives à la transition écologique, des données complémentaires de réseau, à l'exception de celles relatives à la gestion de l'exploitation (en tant qu'elles portent sur le métier d'exploitant et le savoir-faire du gestionnaire du réseau de distribution en la matière), pourront, être mises à la disposition de l'autorité concédante pour l'exercice de ses compétences, à titre gratuit, par le gestionnaire du réseau de distribution dans le respect des règles de confidentialité, de protection des données à caractère personnel et de protection des informations commercialement sensibles.

Il s'agit de données issues de la modélisation de l'état du réseau, de données de mesure de consommation et de production, notamment celles issues des compteurs communicants, à des mailles globalisées mais pertinentes pour les analyses souhaitées, utiles à la mise en œuvre des cas d'usage identifiés et partagés avec le gestionnaire du réseau, disponibles et collectées ou constituées par le gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du service public concédé

A cet effet, et dans ce cadre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de définir par voie de convention les détails et modalités de transmission des données susvisées, dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur. Un comité de suivi de la convention sera instauré entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Il pilotera le suivi et la planification de la mise à disposition de l'ensemble des données prévues dans le cadre de ce contrat.

ARTICLE 18 COMPTABILISATION DES PASSIFS DE LA CONCESSION

Les passifs mentionnés à l'article 11 du cahier des charges ont été constitués en fonction des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur lors de l'exécution des précédents contrats de concession, telles que mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.

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 de ces précédents contrats en matière de constitution des passifs, les parties conviennent de se rencontrer, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences.

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

Envoyé en préfecture le 20/12/2022
Reçu en préfecture le 20/12/2022
Publié le
ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE



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

Annexe 1 au cahier des charges de la 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		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. DB27/XXX)	N° affaire autorité concédante	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	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

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

ANNEXE 2

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT

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 »).*

Il est recommandé d'engager les travaux de préparation du schéma directeur et du premier programme pluriannuel d'investissement, incluant le diagnostic, qui est une des composantes d'un bilan de fin de contrat, 12 à 18 mois avant l'échéance du contrat de concession. Cette recommandation est à adapter en fonction de la taille et des particularités de chaque autorité concédante.

Article 1 – Principes généraux de la démarche

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des actions de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfices associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

Article 2 – Diagnostic technique

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

Pourront ainsi être notamment évoqués :

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *La fréquence de coupures pour travaux,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les facteurs environnementaux et les risques climatiques spécifiques à la concession.*

La référence à un historique de 5 ans est recommandée.

Article 3 – Evolution des besoins

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;

- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant toutes les prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfetures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;
- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

Exemple d'ambition :

Pour les concessions particulièrement exposées aux aléas climatiques, l'ambition peut porter sur des programmes ciblés de dépose et d'amélioration de réseaux aériens permettant d'éviter les écarts récurrents avec la réglementation en matière de qualité.

Article 5 – L'identification des leviers

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers pouvant être abordés sont :

- *La poursuite d'une politique de maintenance, renforcée par les capacités offertes par les nouvelles technologies (par exemple, l'utilisation du numérique pour une maintenance plus prédictive) ;*
- *La sécurisation des grands postes sources urbains et l'amélioration globale de la fiabilité de l'ensemble du parc ;*
- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige) dans les départements chroniquement en écart par rapport à la réglementation en matière de qualité et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus ;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- *Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;*
- *Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.*

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel de l'autorité concédante, en particulier si celles-ci peuvent être coordonnées avec les actions du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

Exemple de tableaux de présentation des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire dans le cadre d'un programme pluriannuel d'investissements :

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	Quantité
Renouvellement BT fils nus	
Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)	
...	

Autorité concédante	
Ouvrages	Quantité
Réseau BT	
Dépose BT fils nus pour de la sécurisation ou pour du renforcement	
...	

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	Quantité
Création de points de coupure télécommandés	
Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air	
....	
Autorité concédante	
Ouvrages	Quantité
Renforcement d'un poste HTA - BT	
XXXX	
....	

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées**Réseau HTA**

Ouvrages	Quantité
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	
Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)	
Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV)	
Renouvellement lignes aériennes	
Renouvellement ou ajout d'OMT	
....	

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées**Postes sources**

Ouvrages	Quantité
Sécurisation par le réseau HTA	
Création d'un poste source	
Renouvellement de composants de postes sources	
...	

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements est formalisé selon le modèle ci-dessous.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	Total PPI 20xx à 20xx
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
Total de l'engagement (M€)	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

Finalité d'investissement	Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
Renforcement des réseaux	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source
Climatique-sécurisation	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source
Linky	
<i>II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

A) Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établis par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

Exemple :

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi ¹	Indicateur d'évaluation ²
Sécurisation par le réseau des PS	Nombre d'OMT....	% de clients repris par manœuvre télécommandées
Fiabilisation de x km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés
Fiabilisation de x km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés
Renforcement de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...	Nombre de km renforcés/an	Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,...
Sécurisation de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...	Nombre de km sécurisés/an	Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,...
Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, ..., dans les communes A, B, C, ...	Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an	Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, ...
Améliorer la réactivité et l'automatisation des zones A, B, C...	Nombre d'OMT posés /an sur la zone	Nombre de clients concernés

B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi sur le modèle ci-dessous :

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
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs (pour les projets sélectionnés selon chapitre 2)				
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
Renforcement des réseaux				

¹ Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

² Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées)

Climatique-sécurisation				
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids				
Linky				
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes				
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)				
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)				
Modification d'ouvrages à la demande de tiers				

L'évaluation de l'engagement du concessionnaire au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties

Les dispositions convenues localement dans l'annexe 2-A entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- les modalités d'élaboration et de partage du diagnostic technique,
- les orientations et les éléments à prendre en compte pour l'évolution des besoins,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique du schéma directeur,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique et financier du programme pluriannuel,
- l'articulation entre le bilan de fin d'un PPI et la production du PPI suivant,
- l'articulation avec les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur.

Article 9- Schéma directeur

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe.

Article 10- Programmes pluriannuels

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe. Cette annexe est mise à jour par avenant, le nouveau programme succédant au précédent.

Annexe 2A

Dispositions locales pour l'élaboration et le suivi du dispositif de gouvernance de la programmation des investissements

Préambule

Le présent document a pour objet de définir les modalités d'application de l'article 11 du cahier des charges de concession pour la mise en œuvre du Schéma Directeur d'Investissement (SDI) décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissement (PPI), et notamment pour l'élaboration et le suivi du dispositif de gouvernance de la programmation des investissements.

Article 1 - Principes

Les trois horizons de programmation prévus par le dispositif de gouvernance ont été définis par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution :

Long terme	Durée du contrat 30 ans	SDI Annexe 2C	<i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire de la concession, schéma directeur des investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession</i>
Moyen terme	4 ans	PPI Annexe 2D	<i>Programmes pluriannuels d'investissements (PPI) correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur</i>
Court terme	1 an	PA	<i>Programmes de travaux annuels (PA) en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels</i>

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une politique de modernisation, d'entretien et de renouvellement du réseau public de distribution destinée à garantir dans la durée et au meilleur coût un réseau électrique performant.

La performance du réseau est caractérisée par sa capacité à fournir :

- pour chaque utilisateur présent la puissance électrique prévue dans son contrat ;
- pour chaque utilisateur futur un accès à la puissance souhaitée dans les meilleures conditions (coût et délai) ;
- avec un niveau de qualité conforme aux engagements du distributeur ;
- dans les meilleures conditions économiques et de sécurité ;
- en minimisant les impacts environnementaux.

Ainsi, pour définir les orientations à long terme des investissements sur le réseau de distribution, les parties doivent prendre en compte les tendances d'évolution des populations sur la concession, le développement des aménagements et les résultats obtenus en termes de qualité, ainsi que les évolutions réglementaires, technique, économiques et environnementales.

Article 2 – Les instances :

Le **Comité de Gouvernance** : il réunit les parties :

- élus et services du SDE 22
- Services d'Enedis

Il se réunit une fois par an pour évaluer l'avancement des réalisations et préciser les objectifs pour l'année à suivre en cohérence avec les objectifs du SDI et du PPI. Il peut aussi se réunir, en tant que de besoin, à la demande du Comité de suivi.

Le Comité de suivi 22 : réunit les services de chaque partie. Il se réunit pour préparer les réunions du Comité de Gouvernance, et autant que de besoin pour suivre le bon déroulement du PPI et des

Programmes Annuels (PA), sur demande de l'une ou l'autre des parties. Il doit particulièrement suivre, analyser, commenter les bilans des réalisations annuelles au regard des objectifs à atteindre du PPI et les ambitions du SDI. Il examinera également l'avancement des conventions Transition Energétiques.

Il doit apporter, au Comité de Gouvernance, des propositions pour améliorer l'atteinte des objectifs de ces documents cadres si des écarts sont constatés.

Le Comité Technique : il réunit les services du SDE 22 et d'Enedis. Il se réunit en moyenne une fois par trimestre pour mettre en commun la déclinaison des phases opérationnelles du PA,

Le détail des actions et des prérogatives de chacune des instances précédentes figure dans les articles suivants.

Un Comité Technique spécifique sera constitué au sein de la convention transition Energétique.

Délais de procédures :

Ils sont précisés dans les articles suivants de la présente annexe, selon les documents (diagnostic / SDI / PPI / PA)

Validation des documents :

La mise à jour du diagnostic, du SDI et du PPI devront, en tant que de besoin, être validés par le Comité Syndical du SDE 22 sur présentation des documents par le Comité de Gouvernance, et faire l'objet d'avenant lorsque le parallélisme des formes l'oblige.

Article 3 - Le diagnostic du réseau

Le diagnostic du réseau ainsi que les éléments patrimoniaux et financiers, partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution figure en annexe 2B.

3 – 1 - Le contenu du diagnostic du réseau

Il est élaboré à partir des données figurant dans les comptes rendus d'activité du gestionnaire du réseau de distribution, les Conférences départementales NOMÉ, et des fichiers de contrôle.

Il comprend notamment :

Pour la partie technique :

- La description du patrimoine de la concession (quantitatif et qualitatif)
- Les indicateurs de performance du réseau notamment la continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et la qualité de tension (qualité de l'onde électrique) délivrée aux usagers,
- Les prévisions d'évolution des besoins en soutirage et en injection.

Pour la partie patrimoniale et financière :

- La nature juridique des biens
- La valorisation comptable des ouvrages concédés
- La synthèse des actifs et passifs de la concession
- Les produits et charges d'exploitation.

L'analyse de ces éléments permet d'identifier les **forces et fragilités du réseau**.

Ce diagnostic est fondé sur le partage des données et des analyses qui en sont faites.

3-2 - Suivi du diagnostic :

3 - 2 – 1 : suivi du diagnostic technique :

Le Comité de suivi réalise ce suivi à chaque bilan de PPI, sur la base du constat de progression des ambitions du SDI. Le niveau atteint pour chaque ambition devra permettre d'indiquer globalement si les fragilités de réseaux se résorbent, et si les forces sont au minimum maintenues. (Voir annexe DIAG 1).

Ce constat sera présenté au Comité de Gouvernance.

3 – 2 – 2 : suivi de l'état des lieux patrimonial et financier :

A la production de chaque Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC) le tableau précisé en annexe DIAG 2 sera complété par le Comité de suivi.

Il s'attache à suivre les équilibres entre ACTIF et PASSIF de la concession et à suivre précisément la consommation de Provisions pour Renouvellement (PR) et la constitution / consommation des Amortissements. Les tableaux de suivi seront présentés au Comité de Gouvernance.

3 – 3 - Evolution / Révision / Actualisation du diagnostic partagé

Le Comité de Gouvernance a, chaque année ou en tant que de besoin, la possibilité d'ajuster l'analyse conclusive du diagnostic, d'un commun accord entre les parties, notamment en raison de :

- Survenance d'évènements spécifiques et majeurs
- Evolution de la réglementation, de circonstances économiques ou conjoncturelles
- Progression de réalisations non cohérente avec le rythme associé à la durée de la concession.

A ce stade, les parties peuvent, dans ces cas, convenir d'adapter les Forces - Opportunités / Enjeux – Fragilités et Points de Vigilance du réseau.

En vue de produire les PPI successifs, le Comité de suivi se réunira durant la dernière année du PPI, pour actualiser le Diagnostic et l'Etat des Lieux en vue d'identifier les Forces - Opportunités / Enjeux – Fragilités et Points de Vigilance du réseau.

Sur la base de ces constats, le Comité de Gouvernance esquissera le PPI suivant, en cohérence avec les objectifs du SDI.

Article 4 – Le Schéma Directeur des Investissements (SDI)

Le Schéma Directeur des Investissements, partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution figure en annexe 2C.

4 – 1 - Le contenu du Schéma Directeur des Investissements.

Le schéma directeur propose une vision technique et qualitative, sur la durée du contrat, des orientations envisagées sur le réseau, définies conjointement entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le SDI est établi pour la durée du contrat, à partir de la chronologie des données du patrimoine de la concession et des conclusions du diagnostic détaillé et partagé.

Le schéma directeur définit, en lien avec les enjeux identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, des **ambitions**, **leviers** et **valeurs repères** à viser en termes de qualité et de gestion patrimoniale, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur du contrat de concession intègre les ambitions suivantes :

- Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension
- Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques

qui se déclinent en leviers et en valeurs repères à 30 ans (durée de la concession).

L'annexe SDI1 détaille ces indicateurs, en cohérence avec l'annexe 2C.

Les valeurs repères ont été arrêtées en tenant compte de l'état du réseau, des ambitions, mais aussi des divers Schéma et Plans élaborés par des structures territoriales qui ont, ainsi, fixé des objectifs pour leurs territoires.

Les parties ont également convenu, en parallèle, de conventionner des ambitions en termes de Transition Energétique. Celle-ci peut impacter directement les ambitions sur les réseaux. La convention en question traite de la gouvernance de cette partie qui pourra être liée en tant que de besoin au présent SDI pour rechercher la performance globale du réseau dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent et l'optimisation de la distribution publique pour accompagner la transition écologique et les nouveaux usages de l'électricité (production, mobilité, flexibilité, autoconsommation, ...)

4 – 2 – Le Suivi du Schéma Directeur des Investissements.

L'élaboration concertée des PPI successifs tendra à permettre l'atteinte des valeurs repères des leviers et ambitions prévus dans le schéma directeur des investissements.

Le Comité de suivi est chargé d'établir le suivi des investissements et comparer leur progression au regard des valeurs repères à 30 ans.

Il établit donc les graphes de progression à chaque période de bilan / préparation de PPI (au cours de la dernière année de chaque PPI), analyse et commente chaque levier et indique les écarts, dans un rapport qu'il présente au Comité de Gouvernance.

La méthode est décrite dans l'annexe SDI 1, selon les leviers retenus au moment de la signature de la concession.

Toutefois, au cours de l'exécution de la concession, d'éventuels nouveaux indicateurs de suivi et d'évaluation pourront être intégrés, d'un commun accord des deux parties au sein du Comité de suivi.

4 – 3 – Evolution / Révision / Actualisation du Schéma Directeur des Investissements.

Le schéma directeur peut être révisé, en tant que de besoin et en cas d'accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, notamment dans les cas suivants, conformément aux stipulations de l'article 11 du cahier des charges :

- en cas d'évolution significative du diagnostic actualisé par rapport au diagnostic technique initial ;
- en cas d'évolution significative des orientations de développement du territoire ;

Il est ici rappelé que les ambitions, leviers et valeurs repères doivent intégrer les divers schémas et Plans arbitrés en territoires dont notamment :

- à l'échelle régionale :
 - ✓ le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) ;
 - ✓ le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)
 - ✓ tout document de planification en lien avec l'énergie.
 - à l'échelle de la concession :
 - ✓ les Plans Climat Air Energie Territorial (PCAET),
 - ✓ les documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), PDM, PLH...),
 - ✓ les schéma(s) directeur(s) de l'énergie et/ou des infrastructures de recharge pour véhicules électriques ;
 - ✓ les conventions locales signées par le SDE 22 avec les collectivités relatives aux investissements et programmations sur les réseaux électriques ou leurs usages ;
 - ✓ tout autre document de planification pouvant impacter le réseau de distribution ;
 - à l'échelle des projets : tout projet significatif identifié : zone d'aménagement concerté, programme national de renouvellement urbain, travaux d'infrastructure, tous projets identifiés ;
 - tout autre document nécessaire à l'évaluation des besoins futurs.
- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire de la concession ;
 - pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements ;
 - pour tenir compte des évolutions réglementaires ;
 - pour tenir compte des évolutions du cadre environnemental ou technologique lié à l'utilisation ou au développement des réseaux de distribution d'électricité ;
 - pour une adaptation en cohérence avec les investissements envisagés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes et qui impactent la concession en Côtes d'Armor ;
 - pour tenir compte d'évènements majeurs (notamment climatiques) ayant eu un impact sur la qualité de fourniture du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession ;
 - et, en tout état de cause, chaque fois que l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution le jugeront utile.

L'actualisation du SDI pourra comprendre un focus spécifique sur les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique, dont notamment : 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 de nouveaux usages (mobilité électrique, ...).

Le partage régulier des retours d'expérience associés à la gestion des évènements majeurs (notamment climatiques) ayant eu un impact sur la qualité de fourniture du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession permettra de contribuer à cette actualisation.

Au delà des constats sur des évènements passés, le Comité de suivi devra également réfléchir aux adaptations potentielles du SDI pour anticiper, autant que faire se peut, les progressions d'impacts climatiques.

Le Comité de suivi est en charge d'identifier les besoins de révision ou d'adaptation, de formuler les propositions de modification à présenter au Comité de Gouvernance.

Il pourra être envisagé d'ajouter de nouveaux leviers, dès lors que la décision est partagée au niveau du Comité de suivi.

Le schéma directeur révisé est adopté, in fine, par avenant au contrat de concession.

Article 5 – Le Programme Pluriannuel des Investissements (PPI)

Le Programme Pluriannuel des Investissements, partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution figure en annexe 2D.

5 – 1 - Le contenu du Programme Pluriannuel des Investissements.

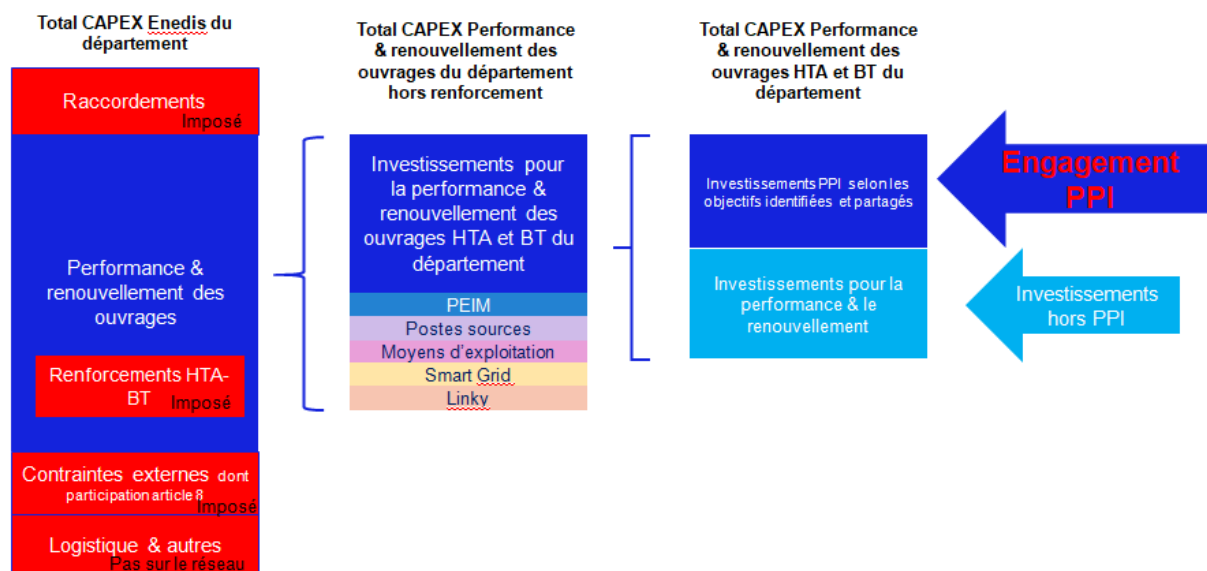
Afin d'atteindre les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution élaborent de façon concertée des PPI par périodes généralement de 4 ans, et ce, jusqu'au terme du contrat.

Le 1^{er} PPI débute au 1^{er} janvier 2023 et prend fin au 31 décembre 2026 nonobstant la date de prise d'effet du contrat. Il figure au contrat en annexe (tableau) de l'annexe 2D.

Le PPI précise des finalités d'investissements, leurs montants et quantités d'ouvrages associés.

Au regard du réseau et de la qualité du service de distribution pour répondre aux ambitions du SDI, les finalités du PPI portent en priorité sur les quantités d'ouvrages réalisés. Toutefois, au regard du cahier des charges de concession (art 11 – 4°), la clause de séquestre ne peut être activée que si le montant total du PPI n'est pas respecté.

Le PPI ne porte que sur une partie des investissements du gestionnaire, réalisés annuellement à l'échelle de l'ensemble du territoire concédé.



Les objectifs fixés conjointement dans le PPI (Annexe 2D) portent majoritairement sur les communes identifiées dans le diagnostic.

Un investissement, comptabilisé dans le cadre du PPI :

- correspond à une dépense unique du programme pluriannuel d'investissements ;
- correspond exclusivement à des travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau ;
- identifie le montant des dépenses prises en compte pour chaque finalité poursuivie
- peut concourir à l'atteinte d'un ou plusieurs objectifs mais l'intégralité de l'investissement n'est affecté qu'à une seule finalité d'investissement.

Les PPI intègrent les objectifs de réalisations du gestionnaire du réseau de distribution par catégorie d'ouvrages et indiquent des quantités prévisionnelles d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, nombre d'OMT...).

Le PPI fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur une partie de l'ensemble des investissements réalisés sur le territoire costarmoricain. Chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) précisera la répartition envisagée selon les finalités déclinées dans le PPI.

Ces finalités d'investissement détaillées sont celles présentées et retenues lors des conférences départementales prévues par la législation en vigueur.

L'Autorité concédante a également porté dans le PPI ses opérations et investissements programmables, afin d'aboutir conjointement à une amélioration de l'ensemble du réseau public de distribution d'électricité en Côtes d'Armor, quel que soit le maître d'ouvrage.

Le programme pluriannuel d'investissements sera décliné chaque année en programmes annuels.

5 -2 - Le suivi du Programme Pluriannuel des Investissements.

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et d'évaluation, définis dans l'annexe PPI 1 et pouvant être complétés par d'autres indicateurs nécessaires et disponibles, et modifiés par décision conjointe de l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution lors de l'établissement du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Le suivi du PPI est effectué annuellement en s'appuyant sur le bilan du dernier programme annuel (PA) cumulé aux bilans des PA précédents. Le Comité de Suivi devra en apprécier l'avancement au regard des objectifs fixés dans le PPI. Il analysera en particulier l'efficacité des travaux au regard des ambitions et valeurs repères du schéma directeur et au travers des indicateurs d'évaluation. Il pourra apporter ses commentaires et propositions d'ajustements au Comité de Gouvernance si des écarts sont constatés.

Le Comité de suivi est chargé d'établir ce bilan annuel à présenter au Comité de Gouvernance. L'annexe PPI 1 détaille ces indicateurs.

Le bilan de fin du PPI se déroulera en 2 phases :

Phase 1 : Le gestionnaire du réseau de distribution produira au plus tard le 31 mars de la dernière année du PPI : un bilan complet de l'état d'avancement du PPI au 31 décembre de l'année précédente.

Le Comité de suivi sera en charge d'analyser l'avancement sur les premières années du PPI, d'évaluer une prospective à la fin de la dernière année du PPI et de formuler de nouveaux objectifs à inscrire dans le PPI suivant en respectant les ambitions, leviers et valeurs repères du SDI (initial ou ajusté à date

Le Comité de suivi présentera ses propositions au Comité de Gouvernance qui sera en charge de finaliser le nouveau PPI. Celui-ci fera l'objet d'un avenant au contrat de concession.

Phase 2 : à l'issue du ~~des 4 années de~~ PPI, et au plus tard avant le 30 juin de l'année suivant la dernière année du PPI en question, le Comité de suivi établira le bilan définitif du PPI, selon le point 5-5 ci-après.

5 –3 – Evolution / Révision / Actualisation

Chaque PPI peut être révisé, au cours de ses 4 années de validité, dans les cas suivants :

- pour répondre à de nouveaux leviers ou valeurs repères identifiés dans une adaptation du SDI ;
- pour intégrer des évolutions significatives dans les politiques territoriales des collectivités costarmoricaines ;

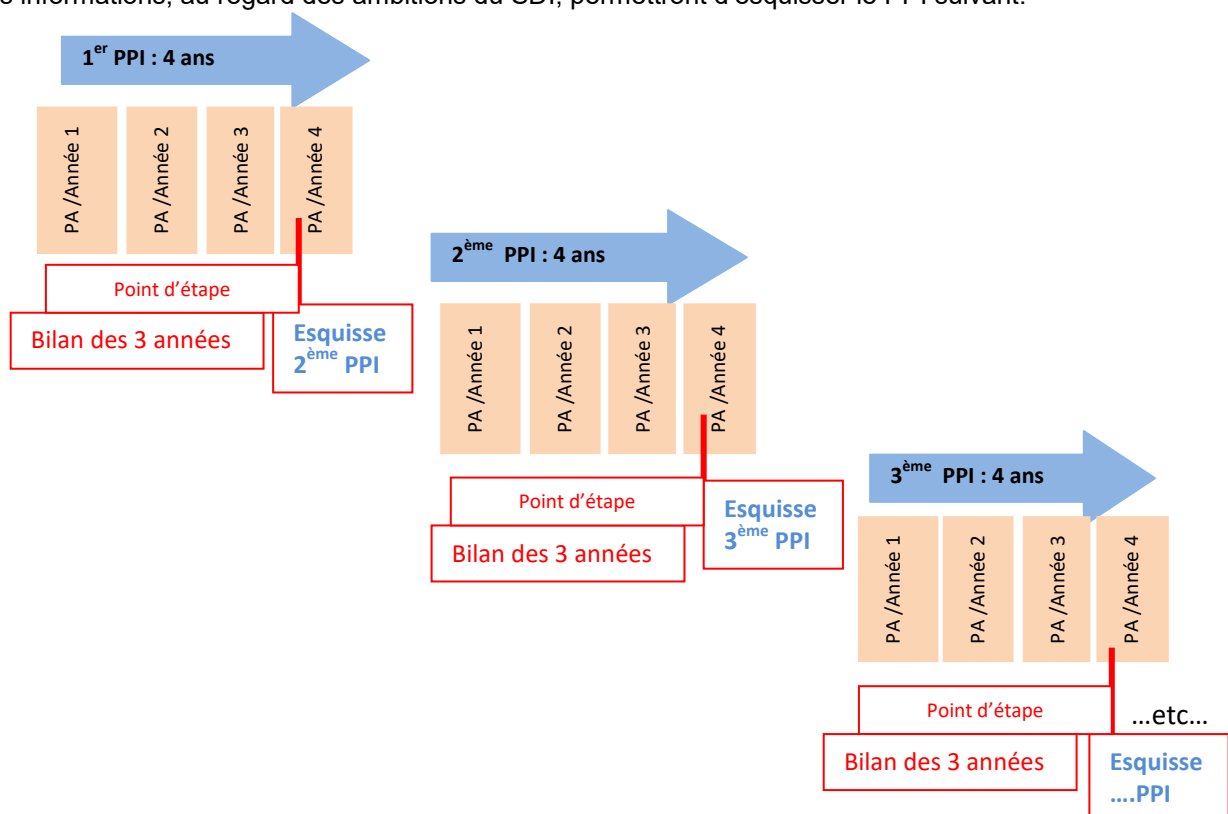
- pour ajuster le déroulé du PPI en cas de retard de la progression de réalisation, que ce soit financièrement ou techniquement ;
- pour mettre en œuvre de nouvelles dispositions réglementaires, techniques, environnementales ;
- pour ajuster les typologies d'opérations à de nouvelles fonctionnalités techniques d'équipements du réseau ;
- pour adapter les objectifs en cas d'évènement majeur ayant entraîné une réorientation nécessaire des investissements du concessionnaire ou de l'autorité concédante sur des interventions impérieuses ;
- pour s'adapter à des conjonctures techniques (approvisionnement) ou économiques conjoncturelles ;
- pour intégrer de nouveaux usages notamment liés au développement de démarches numériques (smart grids ou autres).

Les modifications s'effectuent si les deux parties conviennent de l'intérêt de la démarche. La réalisation se déroule dans la même forme que lors de l'établissement d'un PPI et doit être partagé et validé, in fine, par l'Autorité concédante.

5 – 4 – Modalités de poursuite sur le PPI suivant :

Le gestionnaire du réseau de distribution transmettra à l'autorité concédante, au plus tard le 30 avril de la dernière année du PPI, les premières données globales des années précédentes. A partir des données de ce point d'étape, le Comité de suivi devra projeter un bilan estimatif à la date de fin du PPI en cours.

Ces informations, au regard des ambitions du SDI, permettront d'esquisser le PPI suivant.



Ce point d'étape des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport qui, en distinguant valeurs effectives et prévisionnelles, expose :

- les quantités par catégorie d'ouvrages retirées et mises en service dans le cadre du programme pluriannuel d'investissements ;
- les montants financiers, associés à chaque finalité ;
- l'évolution des indicateurs de suivi et d'évaluation ;
- les écarts éventuels entre ces valeurs, celles visées par le PPI à l'initial, et les contributions aux valeurs repères ;
- les appréciations et justifications de ces valeurs et écarts, en mettant en avant, le cas échéant, les difficultés rencontrées et les mesures correctives envisagées ;
- les montants des Provisions pour Renouvellement repris en résultat.

Ce rapport sera élaboré avant le 30 juin de la dernière année du PPI.

Les programmes pluriannuels d'investissement (PPI) postérieurs au premier PPI sont établis de manière concertée entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la base du point d'étape décrit ci-dessus, et tiennent compte le cas échéant de l'actualisation du diagnostic partagé et du schéma directeur des investissements.

Les nouveaux PPI pourront être complétés d'éléments permettant de mesurer la contribution de chaque PPI au respect des ambitions et leviers du SDI, et d'éventuelles mesures correctrices issues de l'analyse des écarts constatés dans la mise en œuvre des PPI précédents.

Sous réserve des ressources financières liées à l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution, et des équilibres financiers en résultant pour Enedis le volume prévisionnel de renouvellement des câbles souterrains et du réseau aérien BT fil nu sera une priorité sur le deuxième programme pluriannuel d'investissement.

Par ailleurs, les parties conviennent que ce volume pourra être revu à la lumière des résultats qu'elles auront conjointement constatés à l'issue du premier PPI en matière de coordination des travaux, de coûts unitaires, de gestion de la voirie et d'acceptabilité par les riverains du rythme soutenu du renouvellement de ces câbles.

Le montant des Provisions pour Renouvellement repris en résultat du concessionnaire fera l'objet d'une communication identifiée spécifiquement, durant le PPI en cours, et devra être indiqué dans le rapport. Le Rapport mentionnera le suivi opération par opération et de façon globalisée annuellement.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution s'engagent à valider le point d'étape précédemment décrit en vue d'arrêter le nouveau PPI en comité de suivi au plus tard le 30 juin de la dernière année du PPI en cours. Chaque nouveau PPI sera présenté à l'organe délibérant de l'autorité concédante pour approbation, au cours du dernier trimestre de la dernière année du PPI en cours.

Au regard des évolutions environnementales et climatiques constatées et probables sur les premières années du présent contrat, le concessionnaire fera tout son possible pour mettre en œuvre des travaux permettant, sur les deux premiers PPI, d'améliorer la résilience des réseaux aux événements climatiques majeurs, notamment dans les zones PAC (Plans Aléas Climatiques).

Sous réserve des ressources financières liées à l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution, et des équilibres financiers en résultant pour Enedis, le volume prévisionnel de renouvellement des câbles souterrains, CPI en particulier, et du réseau aérien BT fil nu sera fixé sur les 3 premiers PPI à un niveau suffisant pour viser le plus rapidement possible la résilience attendue des réseaux.

De même, le concédant SDE 22 maintiendra le niveau de sécurisation des fils nus BT inscrits aux deux premiers PPI, si les modalités de financement (notamment issues du FACé) sont adaptées à la réalisation des volumes de travaux correspondants.

Les durées de chaque PPI sont a priori fixées à 4 ans pour chacun, mais pourraient être adaptées en fonction de circonstances particulières, de façon concertées, et in fine, validées par l'Autorité concédante.

Pour chaque nouveau PPI, l'annexe 2D sera mise à jour par avenant au contrat de concession, validé par le Comité Syndical du concédant, le nouveau programme succédant au précédent.

5 – 5 – Bilan final des investissements réalisés dans le cadre du PPI :

Le bilan final du PPI est établi la première année qui le suit. Il s'appuie sur les éléments rapportés avec les CRAC et sur les points d'étape présentés ci-avant. Il donne lieu à un rapport organisé comme celui du bilan d'étape et fondé exclusivement sur des informations effectives (aucunement prévisionnelles).

Il comprend également une analyse du respect de l'engagement financier (avec exposé de l'écart éventuel et sa justification) et une description technique détaillée des projets réalisés, des indicateurs de qualité de réseaux, des indicateurs de qualité de service, et une représentation cartographique pour chaque sujet.

L'autorité concédante pourra procéder à la vérification d'un échantillon de dossiers représentatif. Le gestionnaire du réseau de distribution garantit à ce titre un accès à l'ensemble des documents utiles du dossier, de la programmation et 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.

Son élaboration donne lieu aux étapes suivantes :

- remise par le concessionnaire d'une première version le 1^{er} juin qui suit la dernière année d'un programme pluriannuel d'investissements, en termes de quantité d'ouvrages réalisés ainsi que le montant financier par finalité et le total des investissements du PPI. Il mentionne également les volumes opérationnels réalisés suivant les indicateurs figurant dans l'annexe PPI 1 ;
- arrêt d'une version partagée avec l'autorité concédante avant le 15 octobre qui suit la dernière année d'un programme pluriannuel d'investissements.

Le bilan du programme pluriannuel d'investissements sera présenté au comité de suivi et à l'organe délibérant de l'autorité concédante au plus tard le 31 décembre de l'année suivant la fin du programme pluriannuel. L'Autorité concédante doit à ce stade, soit émettre un avis conforme, soit porter des observations, ou refuser le bilan du PPI.

Dans ces deux derniers cas, le concessionnaire devra apporter des mesures correctives et de compensation, dans une adaptation du PPI en cours afin de répondre aux attentes du concédant, dans la limite du cadre initial ou adapté en cours d'exécution du PPI concerné.

Faute de répondre au niveau attendu avant le 31 décembre suivant la dernière année du PPI concerné, l'Autorité concédante, mettra en œuvre les dispositions de l'article 11-4 (clause de séquestre) du cahier des charges de concession.

Article 6 - Programmes Annuels

6 – 1 – Contenu d'un programme annuel :

Chaque programme pluriannuel d'investissements est décliné au sein de programmes annuels listant précisément les travaux à réaliser au cours de l'exercice considéré. Ces travaux sont identifiés au sein d'une liste des investissements programmés par le concessionnaire et par l'autorité concédante (article 8A du cahier des charges), et en particulier selon le portefeuille d'affaires établi au moment du PPI.

6 – 2- Etablissement du portefeuille d'affaires préalable au PA

Pour anticiper la construction des Programmes Annuels (PA), les parties conviennent de définir le portefeuille d'affaires pour les plus structurantes d'entre-elles (HTA notamment) afin d'intégrer les délais nécessaires aux études et procédures préalables.

Pour cela, il est convenu :

- qu'Enedis apporte des propositions permettant de répondre aux ambitions du SDI, sur la base du diagnostic technique, et aux objectifs du PPI
- que le Comité de suivi établisse conjointement une planification partagée,
- que le Comité de Gouvernance statue et arbitre, au besoin, les objectifs partagés.

Cette analyse devra prendre en compte l'avancement du programme en cours et la progression attendue au regard des objectifs du PPI concerné.

A ce stade, si des interventions majeures de collectivités ou des orientations d'aménagement (liées à un schéma par exemple) sont identifiées, les parties conviennent d'en tenir compte.

6-3 - Modalités d'élaboration d'un Programme Annuel :

Les parties conviennent d'examiner conjointement le portefeuille d'affaires en cours : son avancement et les affaires à engager et notamment les points suivants pour identifier les opérations principales :

- études et avancement des procédures des opérations du portefeuille d'affaires ;
- affaires HTA entraînant des déclinaisons d'opérations BT (quelle que soit le maître d'ouvrage) ;
- autres interventions à programmer pour répondre aux finalités du PPI ;
- les zones à traiter prioritairement :
 - au regard de la qualité des ouvrages,
 - au regard de la qualité de distribution constatée,
 - au regard de la vulnérabilité vis-à-vis des éléments climatiques constatés ou prévisibles,
 - au regard de projets ou d'ambitions locales pouvant impacter la qualité de distribution;
- les objets à traiter prioritairement.

L'élaboration du Programme annuel devra prendre en compte les projets des collectivités et notamment les opportunités d'interventions concomitamment à des aménagements de voiries ou des interventions d'autres concessionnaires.

A ce titre, le concessionnaire devra particulièrement adapter son programme aux projets voiries des communes, en particulier pour le traitement des CPI. Pour ces derniers, lors de projets détectés (à l'initiative des autres concessionnaires ou des collectivités), le gestionnaire de réseau s'engage à réaliser des diagnostics et/ou des sondages sur ces ouvrages spécifiques afin de juger de l'opportunité de leur renouvellement en coordination des dites opportunités de voirie. L'objectif est de garantir l'absence d'intervention pendant 5 ans.

A partir de cet arbitrage, et avant le 30 septembre de l'année précédant le Programme Annuel considéré, le concessionnaire adresse à l'autorité concédante une liste des opérations programmables l'année suivante, et livre des informations prévisionnelles par affaire et finalité selon la déclinaison du PPI concerné.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut également associer une représentation cartographique de la programmation de ces affaires et finalités. Cette représentation pourra être transmise à l'autorité concédante à sa demande.

Les programmes annuels détaillent :

- une carte des travaux lorsqu'ils sont localisables ou, selon les types de travaux, une localisation sous la forme : adresse, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT... ;
- les opérations prévues sur l'année au titre du programme pluriannuel en cours ;
- la liste des travaux localisables avec les informations suivantes en fonction de leur disponibilité :
 - le numéro d'affaire concerné, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
 - le domaine de tension concerné
 - le libellé et code de la finalité de l'opération
 - l'intitulé du projet explicite pour l'autorité concédante ;
 - la localisation, selon les types de travaux : code INSEE et nom commune, adresse, postes HTA/BT concernés, départ HTA,
 - le libellé de la finalité du PPI concerné
 - Les noms et codes du départ HTA et du poste source amont pour les affaires relatives au réseau HTA, les noms et code du poste HTA/BT pour les affaires relatives au réseau BT et au poste HTA/BT
 - les quantités techniques prévues par technologie (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes, colonnes montantes...)
 - le montant prévu de la décision d'investissement
 - le calendrier prévisionnel de l'opération s'il est connu.

Au-delà de son programme annuel lié strictement au PPI, et toujours dans les délais de ce même PPI, le gestionnaire du réseau de distribution informe sur les autres travaux prévus à la maille de la concession.

L'efficacité des travaux programmés sera évaluée par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution au regard de la contribution du programme pluriannuel à l'atteinte des ambitions et valeurs repères du schéma directeur et au travers des indicateurs d'évaluation.

6 – 4- Suivi d'un Programme Annuel :

Le Comité Technique se réunit au minimum chaque trimestre pour établir les actions opérationnelles à venir au cours des mois suivants, dans une logique de complémentarité et d'accompagnement des interventions sous chacune des maîtrises d'ouvrage. On notera particulièrement, l'accompagnement des opérations HTA par des opérations BT associées.

Au quotidien, les parties s'informeront régulièrement de l'avancement de leurs programmes.

6 – 5- Bilan d'un Programme Annuel :

Le gestionnaire du réseau de distribution réalisera chaque année N (courant 1^{er} semestre) un état annuel détaillé, chantier par chantier, de l'avancement des investissements de l'année N-1.

Ainsi au plus tard le 1^{er} juin de l'année N, concomitamment avec le Compte Rendu Annuel de Concession, le gestionnaire du réseau de distribution communiquera un fichier de suivi de l'ensemble des travaux réalisés.

Les écarts aux programmes annuels prévisionnels arrêtés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont commentés et justifiés le cas échéant.

Le fichier de suivi précisera au minimum pour chaque investissement réalisé sur le territoire de la concession les informations mentionnées à l'annexe PA1.

Il adjointra à ces fichiers une synthèse cartographique à une échelle pertinente.

Les opérations seront classées par objectifs / leviers identifiés au PPI et seront l'objet d'un état global sur chacune de ces finalités.

Le critère B sera également suivi à l'échelle communale (données chiffrées et cartographiques) à chaque bilan de Programme Annuel.

Les suivis financiers et comptables des investissements des affaires du PA seront assurés à l'aide des données détaillées à l'annexe PA 2.

Un suivi de la consommation du stock de droit en espèce et du stock de provisions pour renouvellement est remis à chaque bilan de programme annuel d'investissements, en présentant pour chaque affaire du PA : 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.

Lors de la restitution des bilans annuels et des PPI, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforcera de rapprocher au mieux les quantités techniques et les montants dépensés par finalités. Les données ci-dessous concernent l'ensemble des réalisations du PPI décomposées par finalités. Ils permettent le suivi de l'ensemble des affaires identifiées comme contributrices au PPI. L'ensemble des investissements réalisés sur la concession sera remis en complément du Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC).

Article 7 - Dispositions particulières ou diverses :

7-1 suivi de la qualité de gestion

Le concessionnaire fournira à la demande du concédant :

- L'état de la liste d'attente des demandes de raccordements de productions par tranches de production (P1 / P2 / P3 / P4). Le SDE 22 pourra analyser les délais de raccordements conformément à l'article 16 de l'annexe 1 (Délais de raccordements), notamment grâce aux outils numériques accessibles.
Au titre de son contrôle de concession, le concédant pourra solliciter des demandes de propositions techniques et financières (PTF) sur un échantillonnage qu'il aura défini.
Une analyse sera engagée entre les parties pour vérifier que le concessionnaire respecte les délais convenus à l'accord cadre spécifique.
- L'état des délais de raccordements en soutirage. Le concédant vérifiera que les délais fixés par la CRE sont respectés.
- La liste des opérations, sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, ayant conduit à solliciter une participation financière d'une collectivité membre du SDE 22. Au titre de son contrôle de concession, ce dernier peut solliciter des PTF sur un échantillonnage.

Une convention locale sur la gestion de crise est à prévoir conjointement entre les parties dès l'élaboration du premier PPI.

Le concessionnaire s'engage à informer le concédant, dans les meilleurs délais, de toutes les évolutions technologiques des compteurs Linky et des nouvelles fonctionnalités possibles.

Le SDE22 doit avoir accès aux outils de modélisation des capacités d'injection de production dans les réseaux.

7 – 2 – Méthodes :

Chaque année, au moment de la remise du CRAC, le concessionnaire fournira les quantités d'électricité acheminées à la maille communale. En cas de besoin pour le suivi d'actions particulières, le concédant peut solliciter le concessionnaire pour obtenir des données sur les évolutions de consommation à des mailles territoriales adaptées et sur des délais inférieurs à l'année.

Toute modification technique, de valorisation des ouvrages ou de durées de vie des installations ou autre proposition visant à modifier les conditions économiques, techniques ou financière du contrat fera nécessairement l'objet d'une concertation, d'une validation par l'autorité concédante puis d'un avenant en cas de besoin.

Modalités de gestion des points de blocage : en cas de désaccord, lors par exemple de non aboutissement d'un PPI, ou tout autre sujet relatif à l'exécution de la présente concession, les parties conviennent d'engager une démarche au sein du Comité de Gouvernance afin de trouver des voies de règlement du blocage. Dans ce cas, l'une ou l'autre des parties peut solliciter la tenue d'une réunion de ce Comité de Gouvernance.

En cas de non règlement du blocage, l'article 50 du cahier des charges (conciliation et contestation) s'applique.

Dans l'attente des délais de règlement des conflits, chacune des parties continuera ses investissements dans l'objectif de maintenir la qualité de desserte du réseau.

Annexe DIAG1 - Technique - Modalités de suivi

Lors de l'établissement du diagnostic initial (annexe 2B), les analyses **techniques** sur le réseau ont conduit à identifier des **forces et fragilités**.

A chaque bilan de PPI, en fonction de la progression des indicateurs du SDI, le **Comité de suivi** devra compléter le tableau ci-dessous pour évaluer **globalement** les tendances et les avancées :

Progression pour résorber **les fragilités** :

Diagnostic initial	Evaluation à la fin du PPI 1	Evaluation à la fin du PPI 2etc
•Un taux d'enfouissement du réseau HTA de près de 38% à fin 2020, plus faible que la moyenne à densité de population sur le réseau HTA équivalente •Un stock important de réseau BT aérien nu en communes rurales et urbaines (près de 3600 km à fin 2020), qui présente une forte vulnérabilité : son taux d'incident est 7 fois supérieur aux autres technologies de réseau BT •Une durée moyenne de coupure annuelle par client BT, critère B Hix hors RTE, de 105 min sur la chronique 2016-2020, plus élevé que celui constaté sur la même période au niveau national sur les zones de desserte émeraude Z1 (137 min vs 111 min) et Z2 (69 min vs 46 min). •Un taux d'incidents global moyen sur réseaux BT un peu au-dessus de la moyenne nationale sur la période 2013-2018 principalement dû à l'incidentologie du réseau fils nus. •Un réseau globalement exposé aux aléas climatiques bois, vent, faibles sections (558 km de tronçons HTA aériens risque avéré PAC à fin 2020), avec un impact direct sur le critère B à la maille de la concession. Les tronçons les plus à risque ont été traités dans le cadre du PEIM.		

Progression sur les **points de vigilance** :

Diagnostic initial	P Evaluation à la fin du PI 1	Evaluation à la fin du PPI 2etc
•Surveillance de l'évolution des risques climatiques •L'évolution du critère B •Maintien sous surveillance les réseaux souterrains BT d'ancienne génération ou potentiellement incidentogènes, notamment au travers d'analyses statistiques de type « Big Data » déjà à l'œuvre. •Une cohérence des linéaires de réseau BT entre l'inventaire technique et comptable qui peut être améliorée •Un inventaire technique des réseaux BT de technologie ancienne qui reste à fiabiliser (fils nus, souterrain CPI et NP)		

Maintenir (au minimum voire faire progresser) les forces:

Diagnostic initial	Evaluation à la fin du PPI 1	Evaluation à la fin du PPI 2 etc
•L'alimentation de la concession est fiabilisée par le maillage des 34 postes sources situés sur le département et les postes sources des territoires adjacents •Niveau d'investissement important ces dernières années pour le renouvellement du réseau HTA et du réseau BT aérien nu, ayant permis de limiter l'impact des événements climatiques intenses, notamment dans le cadre du programme PEIM de 30,5 M€ achevé en 2020 •Amélioration de la résilience face aux aléas climatiques •Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés au sens de la tenue de tension depuis la mise en application du décret qualité •Un programme de maintenance et d'élagage volontariste qui a permis de renforcer la résilience des réseaux •Des réseaux souterrains HTA et BT performants, avec des taux d'incident particulièrement faibles par rapport à la moyenne nationale •Des réseaux HTA aériens en majorité en Almelec de forte section, qui présentent un niveau de fiabilité très satisfaisant par rapport à la moyenne nationale •Un nombre de départ HTA en contrainte de tension limité (2 départs à fin 2020) et un taux de clients BT mal alimentés plutôt faible (0,7% à fin 2020) •Des réseaux HTA aériens peu sensibles aux événements salins •Un bon niveau d'équipement en organes de manœuvre télécommandés (OMT)		

Mettre en œuvre des projets sur les opportunités et les enjeux :

Diagnostic initial	Evaluation à la fin du PPI 1	Evaluation à la fin du PPI 2 ... etc
•Les travaux de voirie réalisés en coordination •La transition énergétique •Mettre à profit les apports du déploiement de la technologie Linky et des Smart Grids pour moderniser la gestion du réseau et de la relation client •Une meilleure qualification de la qualité d'alimentation et de la continuité de fourniture attendue grâce aux données des compteurs Linky •Les opportunités de travaux sur les ouvrages aériens HTA (opérations de prolongation de la durée de vie / rénovation programmée)		

Le suivi devra également être décliné par des cartographies, permettant d'évaluer les progressions et mesurer l'avancement pour chaque territoire, par rapport aux cartographies de base du diagnostic initial figurant en annexe 2B.

Annexe DIAG2 – Patrimonial et financier - Modalités de suivi

Lors de l'établissement de l'état des lieux patrimonial et financier (annexe 2B), les équilibres entre **ACTIF** et **PASSIF** de la concession ont été dressés ainsi (chiffres à fin 2020):

ACTIF dans la comptabilité d'Enedis	PASSIF dans la comptabilité d'Enedis
Immobilisations nettes de la concession (A) 737,2	Financement concédant déjà constitué sur le tarif (amortissement et provision pour renouvellement du bien précédent) et remises gratuites (B) 418,2 Financement concessionnaire non amorti, restant à constituer sur le tarif (C) 319,1 Amortissement financement concédant constitué sur le tarif mais non affecté comptablement (D) 186,0 constituée sur le tarif mais non affectée comptablement 82,7

NB : ce tableau sera ajusté aux valeurs fin 2022, lors de la remise du CRAC 2022 en juin 2023. Ces chiffres constitueront le point zéro de la présente concession.

A chaque bilan annuel (remise du CRAC), le **Comité de suivi** devra compléter le tableau ci-dessous pour évaluer globalement la balance actif/ passif.

	Valeurs fin 2020	Valeurs fin 2022	valeur fin 1 ^{er} PA
Valeur brute de la concession	1 290 M€		
Amortissements de dépréciation	553,2 M€		
Amortissements industriels d'Enedis	239,7 M€		
Droits en espèces Concédant	186,0 M€		
Valeur de remplacement	1 662 M€		
Valeur nette comptable	737,2 M€		
Provisions pour renouvellement	82,7 M€		

Un suivi plus spécifique sera opéré sur le suivi des Provisions pour Renouvellement (PR) sous le format ci-après :

	durant le 1 ^{er} PA	durant le 2 ^{ème} PA	
Provisions affectées à un bien de remplacement (1)			
Provisions devenues sans objet et reprises au compte de résultat national du gestionnaire			
<i>Les parties conviennent d'examiner ensemble la possibilité de documenter les éléments ci-dessous concernant les PR non affectées et reprises en résultat :</i>			
○ Le bien est abandonné et non renouvelé			
○ Le renouvellement du bien s'avère moins coûteux que prévu et une part de provisions pour renouvellement n'a pas été affectée			
○ La durée de vie comptable du bien est allongée et qu'il n'est plus renouvelable au cours du contrat			
○ Le renouvellement du bien est réalisé par l'autorité concédante à la place du gestionnaire du réseau de distribution			

(1) Provisions affectées au bien remplaçant lors du renouvellement effectif du bien :

- Les provisions pour renouvellement sont enregistrées en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, au passif de la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution
- Le financement du concédant augmente la valeur non amortie des biens, dite « droit en nature »
- L'amortissement du droit en nature au fil du temps incrémente l'amortissement du financement du concédant, conduisant au maintien des droits du concédant dans le temps
- En fin de contrat, les provisions pour renouvellement diminuent la valeur de reprise par l'autorité concédante des ouvrages pour la part non amortie des apports du gestionnaire du réseau de distribution

Annexe SDI 1 – Schéma Directeur des Investissements - Modalités de suivi

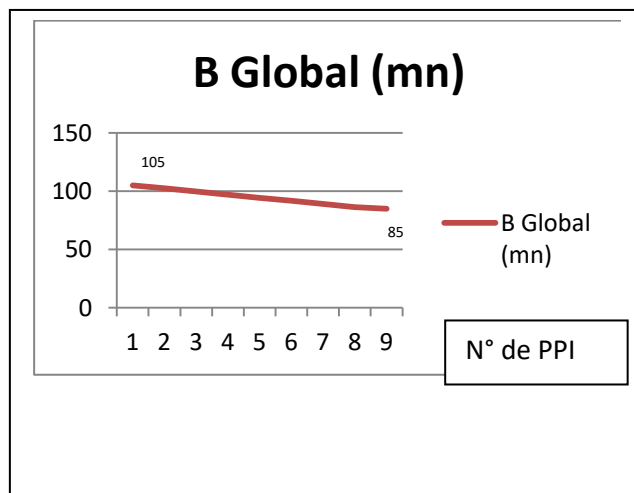
Lors de l'établissement du Schéma Directeur des Investissements (annexe 2C), les ambitions partagées ont été formalisées par des leviers et des valeurs repères sur la durée de la concession (30 ans).

A chaque bilan de PPI, le **Comité de suivi** devra compléter le tableau ci-dessous pour évaluer les avancements dans chaque rubrique :

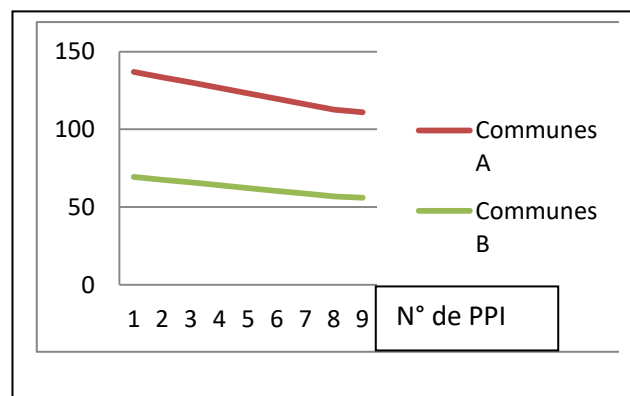
Ambitions	Leviers	Valeur repère à 30 ans	Bilan PPI N° 1	Bilan PPI N°2
Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension	Améliorer le critère B HIX hors RTE de la concession	85 min (moyenne sur 4 ans)		
	Maintenir un réseau HTA avec peu de contraintes de tension	Aucun départ HTA en chute de tension ($DU/U > 6\%$ ¹) plus 3 ans de suite		
	Traitement des départs et clients mal alimentés en communes urbaines	Respecter durablement et a minima des seuils réglementaires du décret qualité : Taux de clients mal alimentés en tenue de tension BT inférieur à 3% • Taux de clients mal alimentés en continuité d'alimentation inférieur à 5%		

¹ A calcul et réglementation équivalente

Le Comité de suivi établira les graphes associés à chaque levier avec en cible la valeur repère à 30 ans.
Exemple :

Suivi du Critère B :

L'Autorité concédante établira également un suivi du critère B par typologie de communes définie en 2.6.9 du diagnostic (Annexe 2B) en s'appuyant sur les critères B calculés par communes par le gestionnaire



Ambitions	Leviers	Valeur repère à 30 ans	Bilan PPI N° 1	Bilan PPI N°2
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Maintenir le niveau de fiabilité et de sécurisation des postes sources alimentant la concession			
	Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques (PAC)	Traitement de 500 km dont 225 km d'enfouissement		
	Augmenter la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine	Traitement de l'ensemble des postes HTA/BT identifiés en zone PPRI et zone de submersion marine		
	Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	Traitement de 3500 km HTA aérien (hors risque avéré PAC)		

Ambitions	Leviers	Valeur repère à 30 ans	Bilan PPI N° 1	Bilan PPI N°2
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	Renouvellement de la totalité ² du stock HTA CPI		
	Sécuriser le réseau BT aérien par la résorption des fils nus dans les communes urbaines	Renouvellement de la totalité ² du stock de fils nus		
	Mettre sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'anciennes générations	Renouvellement de la totalité ² des réseaux BT CPI-NP connus et renouvellement en fonction de l'opportunité ou de l'incidentologie des 399 km de réseaux BT non datés potentiellement CPI-NP.		
	Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA	A définir dans chaque PPI		

² L'ambition du gestionnaire de réseau est de renouveler la totalité de ces réseaux. Pour autant certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront, exceptionnellement, perdurer.

Annexe PPI 1 – Programme Pluriannuel des Investissements ~~Modalités de suivi~~

Lors de l'établissement du Programme Pluriannuel des Investissements (annexe 2C et son tableau annexe), les objectifs partagés ont été formalisés en quantités d'ouvrages réalisés et en valeur financière.

Chaque année : Le Comité de suivi s'appuiera sur les bilans du dernier programme annuel et cumulera les avancées avec les bilans des PA précédents.

Il examinera également l'avancement du portefeuille d'affaires en cours.

Bilan du PPI : Le gestionnaire du réseau de distribution produira au plus tard le 30 juin de l'année N+1 un bilan complet de l'état d'avancement du PPI au 31 décembre de l'année N :

- les éléments de synthèse dans le compte-rendu d'activité de la concession (CRAC) complété d'un fichier de tous les investissements réalisés par affaire, et par finalité et valorisé ;
- ce fichier qualifiera les investissements inclus dans le PPI et hors PPI ;
- trois tables spécifiques pour les investissements inclus dans le PPI avec les données convenues avec l'autorité concédantes annexe PA1 de la présente annexe relatifs aux suivis technique, financier et comptable.
- le bilan annuel détaillé dans un document remis conjointement au CRAC, dans lequel figureront notamment :
 - o le suivi annuel des dépenses d'investissement (CAPEX) et les quantités d'ouvrages réalisées (mises en service et déposées) selon les différentes finalités retenues dans le PPI,
 - o l'état d'avancement du PPI cumulé depuis le début en termes de dépenses et de quantité d'ouvrages réalisées,
 - o le suivi des consommations de Provisions pour Renouvellement (selon détail au tableau de l'annexe DIAG 2 ci-avant)
 - o l'évolution des indicateurs de suivi et d'évaluation de la qualité de distribution d'électricité et de la qualité de service ; notamment délais de réponse, d'intervention, d'instruction ...etc.

Un suivi des rénovations de génie civil des cabines hautes sera fourni.

A chaque bilan de PPI, le **Comité de suivi** devra compléter le tableau visé en annexe PPI1 pour évaluer les avancements dans chaque rubrique :

- les éléments de synthèse dans le compte-rendu d'activité de la concession (CRAC) complété d'un fichier de tous les investissements réalisés par affaire et finalité ;
- ce fichier qualifiera les investissements inclus dans le PPI et hors PPI ;
- trois tables spécifiques pour les investissements inclus dans le PPI avec les données convenues avec l'autorité concédantes aux annexes PPI1 et PA1
- le bilan annuel détaillé dans un document remis conjointement au CRAC, dans lequel figureront notamment :
 - le suivi annuel des dépenses d'investissement (CAPEX) et les quantités d'ouvrages réalisées (mises en service et déposées) selon les différentes finalités retenues dans le PPI,
 - l'état d'avancement du PPI cumulé depuis le début en termes de dépenses et de quantité d'ouvrages réalisées,
 - l'évolution des indicateurs de suivi et d'évaluation,

L'ensemble sera également détaillé dans des représentations cartographiques à des échelles pertinentes pour l'analyse du bilan. Ces cartes permettront notamment d'évaluer les évolutions, ou progressions, dans chaque partie de territoire, au regard des attentes figurant dans le SDI et dans le PPI.

Le suivi des objectifs sera résumé à partir du cadre initial du PPI, à savoir pour le PPI N°1 :

Ambitions du SDI	Leviers	stock	Objectif à 30 ans	Objectifs sur le 1er PPI	
				par Enedis	par le SDE 22
Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension	Traitement des départs et clients mal alimentés			suivi des CMA	suivi des CMA
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Traitement de réseaux HTA aériens à risque avéré PAC	558 km	500 km dont 225 km enfouis	40 km dont 24 km enfouis	
	dont programme spécifique PAC face aux changements climatiques				
	Augmenter la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine	6	Traitement de l'ensemble des postes HTA/BT identifiés en zone PPRI et zone de submersion marine	6 Postes	
	Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	6715 km >25 ans	3500 km hors PAC	Traitement de 250 km	
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	102 km	totalité ²	Traitement de 6,5 km	traitement de 25 km
	Sécuriser le réseau BT aérien par la résorption des fils nus	624 km en Urbain	totalité ²	Traitement de 80 km	
		3 382 km en Rural	totalité ²		Traitement de 450 km
	Mettre sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'anciennes générations	20 km BT CPI-NP et 399 km non datés	quasi-totalité ² BT-CPI et selon opportunité ou incidentologie pour les non datés	Traitement de 2,5 km des 20 km CPI-NP BT Connus	
	Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA			25 unités OMT	

² L'ambition du gestionnaire de réseau est de renouveler la totalité de ces réseaux. Pour autant certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront, exceptionnellement, perdurer.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi, définis en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel. Ces indicateurs de suivis sont transmis par le gestionnaire du réseau de distribution dans les comptes rendus annuels d'activité.

Le suivi opérationnel de chaque PPI devra évaluer les volumes mis en œuvre selon les indicateurs suivants :

Type de programme	Indicateurs de suivi annuels au titre des affaires du PPI de la période (*)
Programme PPI	
Enfouissement et traitement des réseaux HTA aériens	Nombre de km de réseaux HTA aériens à risque avéré PAC résorbés Nombre de km de réseaux HTA aériens à risque avéré PAC traités hors résorption Nombre de km de réseaux HTA aériens pérennes hors PAC ayant fait l'objet d'une rénovation programmée
Résorption des réseaux HTA souterrains CPI	Nombre de km de réseaux HTA souterrains CPI résorbés
Résorption des réseaux BT aériens fils nus	Nombre de km de réseaux BT aériens fils nus résorbés en zone urbaine sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution Nombre de km de réseaux BT aériens fils nus résorbés en zone rurale
Résorption des réseaux BT souterrains CPI-NP	Nombre de km de réseaux BT souterrains CPI-NP résorbés
Création d'OMT	Nombre d'OMT créés
Postes HTA/BT identifiés en zones PPRI et submersion marine	Nombre de postes HTA/BT identifiés en zones PPRI et submersion marine traités pour augmenter la résilience des réseaux

(*) Les indicateurs de suivi du PPI seront calculés à partir de la liste des opérations réalisées lors des programmes annuels successifs.

Type de programme	Indicateurs d'évaluation périodiques
Programme PPI	
Qualité de desserte	Critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans à la maille de la concession
Enfouissement et traitement des réseaux HTA aériens	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau HTA moyenné sur 4 ans glissants hors cause tiers et malveillance sur le réseau HTA aérien (Nombre au 100 km) Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau HTA moyenné sur 4 ans glissants pour cause climatique sur le réseau HTA aérien (Nombre au 100 km)
Résorption des réseaux HTA souterrains CPI	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau HTA moyenné sur 4 ans glissants hors cause tiers et malveillance sur le réseau HTA souterrain CPI (Nombre au 100 km)
Résorption des réseaux BT aériens fils nus	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau BT moyenné sur 4 ans glissants hors cause tiers et malveillance sur le réseau BT aérien (Nombre au 100 km)
Résorption des réseaux BT souterrains CPI-NP	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau BT moyenné sur 4 ans glissants hors cause tiers et malveillance sur le réseau BT aérien (Nombre au 100 km)
Renforcement réseau BT	Nombre de CMA à iso-méthode en zone urbaine (donnée annuelle dans le CRAC) Nombre de CMA à iso-méthode en zone rurale (donnée annuelle dans le CRAC)
Création d'OMT	% de clients réalimentés en moins de 3 min Nombre de poches d'usagers pérennes identifiées à équiper Nombre moyen d'OMT par départ HTA
Postes HTA/BT identifiés en zones PPRI et submersion marine	Nombre de postes HTA/BT identifiés en zones PPRI et submersion marine traités pour augmenter la résilience des réseaux

(1) Les indicateurs de suivi et d'évaluation tels que définis dans les tableaux ci-dessus pourront être revus et ajustés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau à chaque fin de PPI.

¹ Les indicateurs de suivi et d'évaluation tels que définis dans les tableaux ci-dessus pourront être revus et ajustés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau à chaque fin de PPI.

Le suivi des investissements et résultats suivra la forme suivante :

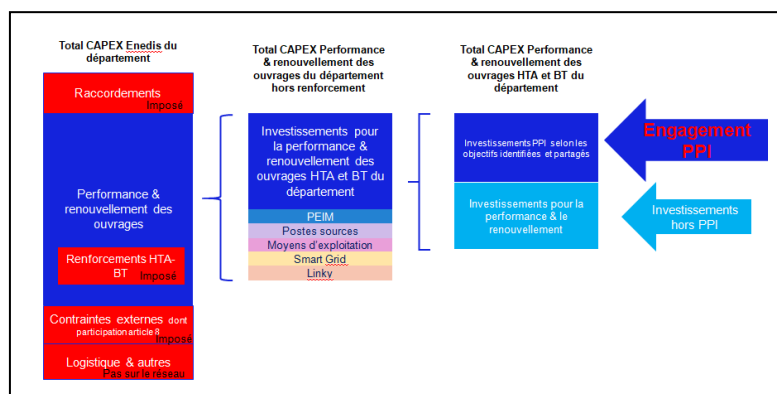
Investissements Enedis (en k€) (Concession)

	2020	2021
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs*	14 590	20 514
Dont raccordement des consommateurs HTA	401	499
Dont raccordement des consommateurs BT	8 567	11 303
Dont raccordement des producteurs HTA	2 085	3 872
Dont raccordement des producteurs BT	531	512
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	23 965	23 672
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	17 922	15 558
Dont renforcement des réseaux BT	568	651
Dont renforcement des réseaux HTA	187	859
Dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)	4 114	2 688
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	6 122	6 838
Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	877	1 269
Dont moyens d'exploitation	763	667
Dont smart grids	123	140
Dont compteurs communicants	5 168	2 446
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	6 043	8 113
Dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	1 577	1 632
Dont sécurité et obligations réglementaires	2 325	3 216
Dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	2 141	3 265
III. Investissement de logistique	519	840
IV. Autres investissements	6	-3
Total (= I + II.1 + II.2 + III + IV) (en k€)	39 080	45 022
Dont total des investissements concernant les postes sources	3 769	5 914
Dont création de capacités d'accueil des ENR dans les postes sources	2 131	3 480

Détail de ces lignes à préciser pour identifier les montants relevant du PPI

Nota : Pour le point zéro de démarrage de la présente concession, les chiffres à prendre en compte seront indiqués dans l'ajustement du diagnostic / partie état des lieux patrimonial et financier qui sera réalisé en juin 2023 sur la base des chiffres à fin 2022 (issus du CRAC 2022).

Le Bilan financier mettra clairement en évidence le volume investi au sens du PPI par finalités Nomé et par affaires ::



Annexe PA1 – Suivi technique des Programmes Annuels :

Les opérations programmées feront l'objet d'un fichier de suivi avec les indicateurs ci-dessous :

- Numéro d'affaire
- Le libellé de la finalité de l'opération
- L'intitulé du projet explicite pour l'autorité concédante ;
- Les libellé et code utilisés Finalités Nome 1-2 et 3 ⁽¹⁾;
- Les noms et codes du départ HTA et du poste source pour les affaires relatives au réseau HTA, les noms et code du poste HTA/BT pour les affaires relatives au réseau BT et au poste HTA/BT ;
- Localisation, selon les types de travaux : code INSEE et nom commune, adresse, postes HTA/BT concernés, départ HTA,
- Suivi réalisation
- Liquidation comptable de l'amortissement du financement concédant (droit en espèce) et des provisions pour renouvellement
- les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes, colonnes montantes...);
- Montants investis et notamment pour chaque élément devant être immobilisé et chaque année de réalisation du chantier : quantité réalisée et montant des dépenses
- Les montants des amortissements du financement concédant (droit en espèce) et des provisions pour renouvellement réutilisés et repris, sauf impossibilité technique démontrée,
- Commentaires éventuels

Suivi de réalisation du Programme Annuel :

Ces fichiers de données seront produits et utilisés pour le suivi de l'ensemble des affaires identifiées au Programme Annuel, comme contributrices au PPI. Ils seront remis en complément du Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC).

Les suivis techniques, financiers et comptables des investissements des affaires éligibles au PPI seront assurés à l'aide des données détaillées ci-dessous.

Lors de la restitution des bilans annuels, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforcera de rapprocher au mieux les quantités techniques et les montants dépensés par finalités. Les données ci-dessous concernent l'ensemble des réalisations du PPI décomposées par finalités. Ils permettent le suivi de l'ensemble des affaires identifiées comme contributrices au PPI. L'ensemble des investissements réalisés sur la concession sera remis en complément du Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC).

Fichier de suivi technique des affaires du PA contient les champs de données suivants :

- Code Insee de la commune principale de l'affaire,
- Numéro d'affaire unique Enedis,
- Code du départ HTA concerné (Code GDO),
- Nom du départ HTA concerné,
- Identifiant du poste HTA / BT (code GDO) concerné par la décision d'investissement,
- Année de première mise en exploitation des premiers ouvrages de l'affaire,
- Année de mise hors exploitation des ouvrages déposés,
- Année de clôture de l'affaire,
- Longueur totale de réseau HTA déposée en mètres,
- Longueur de réseau nu HTA déposée en mètres,
- Longueur de réseau nu HTA de faibles sections déposée en mètres,
- Longueur de réseau HTA de type CPI déposée en mètres,
- Longueur de réseau HTA déposée en mètres au titre de la Politique Aléas Climatiques (PAC),
- Longueur de réseau HTA traitée au titre de la prolongation de durée de vie (PDV) ou rénovation programmée (RP)

- Longueur de réseau souterrain HTA déposée en mètres,
- Longueur totale de réseau HTA posée en mètres,
- Longueur de réseau nu HTA posée en mètres,
- Longueur de réseau souterrain HTA posée en mètres,
- Nombre d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) posés
- Longueur de réseau BT totale déposée en mètres,
- Longueur de réseau BT nu déposée en mètres,
- Longueur de réseau BT nu de faibles sections déposée en mètres,
- Longueur de réseau BT souterrain présumé CPI ou NP déposée en mètres,
- Longueur de réseau BT torsadé déposée en mètres,
- Longueur de réseau BT totale posée en mètres,
- Longueur de réseau BT nu posée en mètres,
- Longueur de réseau BT souterrain posée en mètres,
- Longueur de réseau BT torsadé posée en mètres,

Le Gestionnaire du réseau de distribution remettra annuellement la liste des postes HTA/BT au sol situés en zone inondable pour lesquels un tableau HTA a été renouvelé et / ou ayant été équipé de capteurs d'inondation.

Les opérations seront également présentées sous forme cartographiques, à des échelles pertinentes, arbitrées entre les deux parties et en fonction de la typologie des chantiers.

Le critère B sera évalué au niveau de chaque commune (données chiffrées et représentation cartographique).

Analyse spécifique sur les problèmes de tenue de tension liés à l'injection, lorsque les données seront disponibles.

Bilan financier :

Le gestionnaire de réseau fournira chaque année le détail financier des opérations réalisées.

Il précisera les montants investis sur le périmètre de la concession à la maille de chaque affaire et de la concession.

Il précisera les montants remontés en résultats qu'elle que soit l'origine, ainsi que les montants affectés à la concession ou au territoire des Côtes d'Armor, au titre de la péréquation nationale, notamment lors d'événement majeurs ou exceptionnels.

Le concédant (SDE22) réalisera également un bilan des montants et financements affectés aux opérations sur le réseau, durant l'année considérée.

Le Comité de suivi sera en charge de la synthèse à présenter au Comité de Gouvernance.

Finalités NOME :

Finalité NOME 1	Finalité NOME 2	Finalité NOME 3
I-Raccordement II-Amélioration patrimoine III-logistique	I-Raccordement Autres I-Raccordement Consommateur I-Raccordement Producteurs II.1-Performance & modernisation du réseau II.2-Environnement & contraintes externes	Autres racco Cons-BT Cons-HTA Fiabilité réseaux & postes (Hors PDV) Fiabilité réseaux & postes (PDV) Intégration ouvrages environnement Modification ouvrages demande de tiers Moyens d'exploitation Prod-BT Prod-HTA Renforcement réseaux BT Renforcement réseaux HTA Résilience réseaux & postes Sécurité & obligat° réglementaires Smart-Grids

Annexe PA2 – Suivi économique et financier des Programmes Annuels.

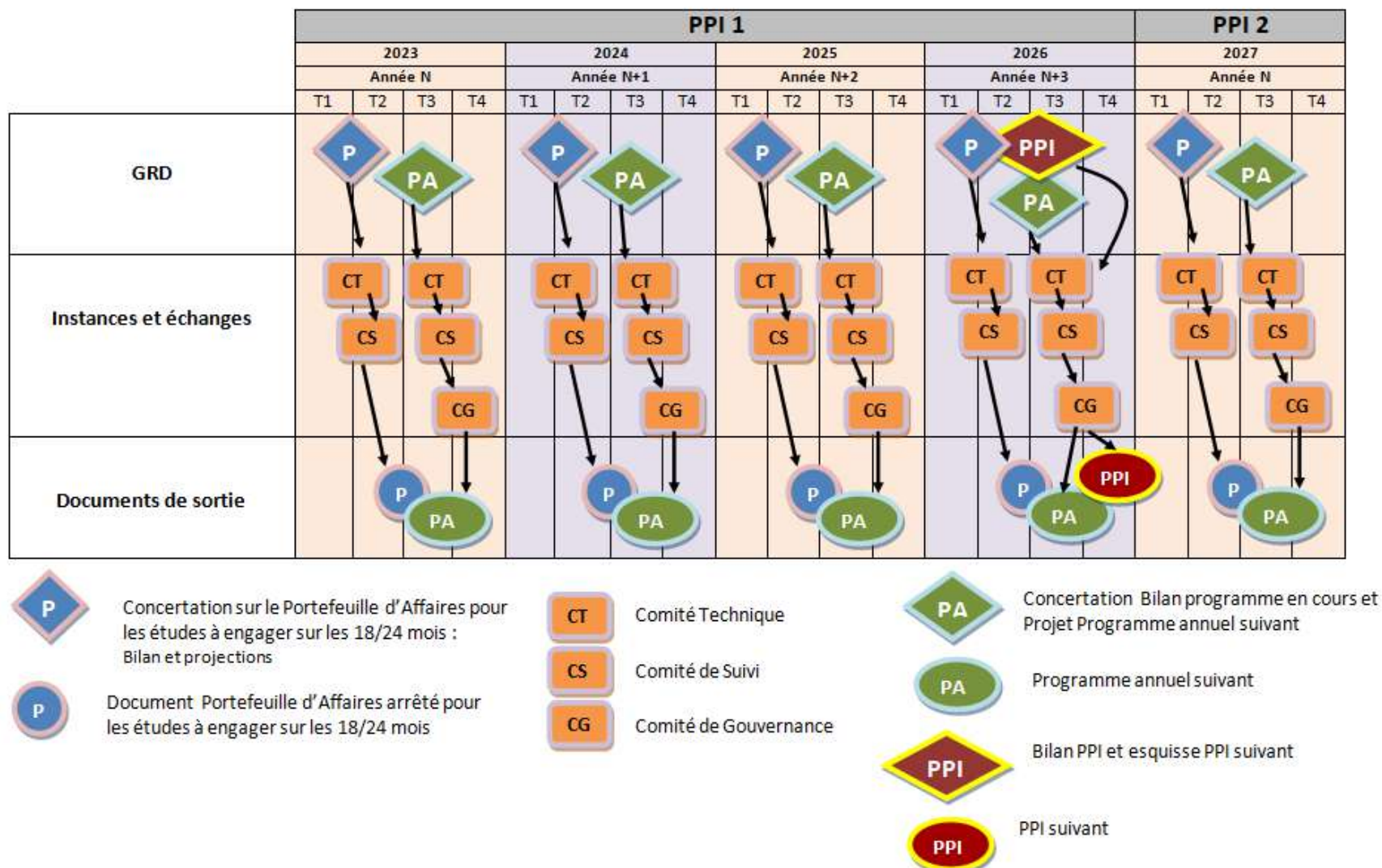
Pour le bilan de chaque programme annuel, le concessionnaire fournira les fichiers suivants :

Fichier de suivi économique des affaires du PA contient les champs de données suivants :

- Code Insee de la commune principale de l'affaire,
- Nom de la commune principale,
- Code du départ HTA concerné (code GDO),
- Nom du départ HTA concerné,
- Identifiant du poste HTA / BT concerné par la décision d'investissement,
- Montant de la décision d'investissement,
- Nom de la finalité NOME 1,
- Nom de la finalité NOME 2,
- Nom de la finalité NOME 3,
- Montant cumulés des dépenses enregistrées sur le PPI,
 - Dont montant dépensé au titre de l'année N

Fichier de suivi de la consommation des amortissements des financements du concédant et des provisions pour renouvellement des affaires du PA contient les champs de données suivants :

- Numéro d'affaire unique Enedis,
- Numéros d'immobilisation comptable (FIES principale et secondaire) lorsqu'ils seront disponibles dans le système d'information d'Enedis
- Date de mise au rebut des ouvrages déposés,
- Date de mise en service des nouveaux ouvrages,
- Date d'affectation des passifs,
- Provision pour renouvellement constituées sur les ouvrages déposés (biens sortis),
- Amortissement du financement concédant constitués sur les ouvrages déposés (biens sortis),
- Amortissement du financement concessionnaire constitué sur les ouvrages renouvelés (biens sortis),
- Provisions pour Renouvellement affectées aux nouveaux ouvrages,
- Amortissement du financement concédant affectés aux nouveaux ouvrages,
- Provisions pour Renouvellement reprises au résultat,
- Amortissement du financement concédant repris au résultat,
- Valeur Brute des nouveaux ouvrages immobilisés

Schéma de gouvernance annexe 2A :



Synthèse du suivi des PPI et programmes annuels :

Etape	Echéance	Contenu
Bilan du programme annuel de l'année N	30 avril et 1 ^{er} juin suivant l'année N Avec le CRAC	Premières évaluations opérationnelles de l'année précédente Le bilan annuel présente le suivi, chantier par chantier, des investissements réalisés au titre de l'année N. Le bilan présente un tableau des investissements réalisés par finalité, en termes de quantités d'ouvrages et de dépenses par rapport à l'engagement du PPI. Le bilan détaille l'évolution des indicateurs de suivi.
Projet de programme annuel prévisionnel de l'année N+1	30 septembre de l'année N	Un projet de programme annuel de l'année N+1 est transmis par les parties dans le respect des nécessités de coordination de voirie
Finalisation du programme annuel prévisionnel de l'année N+1	1er décembre de l'année N	Une réunion d'échanges est organisée à l'initiative de l'autorité concédante pour la finalisation du programme prévisionnel de travaux de l'année N+1 a minima
Bilan provisoire de fin de PPI pour engager les discussions sur le PPI suivant	30 avril de la dernière année du PPI en cours	Le bilan provisoire du PPI est établi à partir des investissements effectivement réalisés sur les premières années du PPI et des prévisions du programme annuel de la dernière année du PPI : - est réalisé sur la base des mêmes tableaux que ceux utilisés pour l'établissement du PPI, - donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant : ▪ les quantités par catégorie d'ouvrages mis en service au cours du PPI, dont certaines portent sur le renouvellement des ouvrages concédés, ▪ le montant financier global des investissements du PPI, ainsi que les montants financiers associés à chaque finalité d'investissement du PPI contribuant à l'atteinte de l'engagement du gestionnaire du réseau de distribution, ▪ la consommation globale du droit en espèce et du stock de provisions pour renouvellement associé au PPI sauf impossibilité technique, ▪ l'évolution des indicateurs d'évaluation, ▪ l'identification des projets pouvant être réalisés en tout ou partie dans le PPI suivant.
Bilan définitif de fin de PPI	1 ^{er} juin suivant la dernière année du PPI précédent	Le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan détaillé des investissements réalisés pour chaque finalité. Le bilan définitif évalue la contribution du PPI achevé à l'atteinte des valeurs repères du SDI.

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le



ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

ANNEXE 2B
A L'ANNEXE 2 DU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION

**DIAGNOSTIC DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE DU SYNDICAT
DEPARTEMENTAL D'ENERGIE DES COTES D'ARMOR**

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	2
1 PREAMBULE	4
2 DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU DE DISTRIBUTION	5
2.1 Avant-propos	5
2.1.1 Syndicat Départemental d'Energie 22 (SDE 22)	5
2.1.2 Les clients de la concession	5
2.1.3 Postes sources.....	9
2.1.4 Hypothèses de croissance des puissances transitées au niveau des postes sources	10
2.1.5 Etat d'avancement du S3REnR	11
2.2 Patrimoine de la concession	12
2.2.1 Moyenne Tension HTA.....	12
2.2.2 Basse Tension	19
2.2.3 Postes HTA/BT	28
2.2.4 Transformateurs HTA-BT	31
2.2.5 Branchements et comptages	32
2.3 Performance du réseau.....	35
2.3.1 Décret qualité – continuité d'alimentation	35
2.3.2 Décret qualité – tenue de tension	37
2.3.3 Evolution du critère B de la concession	39
2.3.4 Comparaison du critère B avec les moyennes nationales	42
2.3.5 Coupure brèves et très brèves	42
2.3.6 Fiabilité des ouvrages HTA.....	44
2.3.7 Fiabilité des ouvrages BT	47
2.3.8 Poste HTA/BT	51
2.3.9 Réactivité sur incidents HTA.....	52
2.3.10 Résilience face au risque d'inondation et de submersion marine	54
2.4 Programmes travaux	54
2.4.1 Programme Exceptionnel d'Investissement et de Maintenance (PEIM)	54
2.4.2 Programme PDV sur les réseaux HTA aériens (Prolongation Durée de Vie)	54
2.4.3 Programme MALTEN – déploiement du régime de neutre compensé.....	56
2.4.4 Evolution des investissements.....	57
2.5 Analyse des forces et fragilités du réseau	58
2.5.1 Grille d'analyse.....	58
2.6 Annexes	60
2.6.1 Lexique	60
2.6.2 Données détaillées par poste source.....	62
2.6.3 Nombre de producteurs raccordé au réseau de la concession	63
2.6.4 Localisation des réseaux CPI HTA à fin 2018 par commune	63
2.6.5 Nouvelle méthode d'évaluation des CMA tension	64
2.6.6 Caractéristiques des départs HTA – inventaire des OMT par départ	64
2.6.7 Tableau de croisement détaillé des incidents par siège et cause.....	65
2.6.8 Cause des incidents pris en compte dans les « causes tiers »	65
2.6.9 Liste des communes par zone émeraude	65
3 ETAT DES LIEUX DES ELEMENTS FINANCIERS ET PATRIMONIAUX.....	66
3.1 Nature juridique des biens	66
3.1.1 Biens propres et biens de reprise	66
3.1.2 Biens de retour	66
3.2 Valorisation comptable des ouvrages concédés.....	66
3.2.1 Valeurs comptables et localisation des biens.....	66
3.2.2 Valeur brute.....	67
3.2.3 Amortissements	70
3.2.4 Valeur nette comptable.....	72
3.2.5 Valeur de remplacement théorique.....	72
3.2.6 Provisions pour renouvellement	73
3.3 Synthèse des actifs et passifs de concession.....	75
3.3.1 Actif et passif.....	75
3.4 Droits du concédant	77
3.5 Produits et charges d'exploitation	78

3.5.1	Préalable	
3.5.2	Produits et charges d'exploitation	
3.5.3	Contribution à l'équilibre	80
3.5.4	Clés de répartition	80
3.5.5	Eléments exceptionnels.....	81

1 PREAMBULE

La présente Annexe 2A du cahier des charges de concession constitue le diagnostic partagé pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

Le diagnostic partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est élaboré à partir des données figurant dans les comptes rendus d'activité du gestionnaire du réseau de distribution et des fichiers de contrôle.

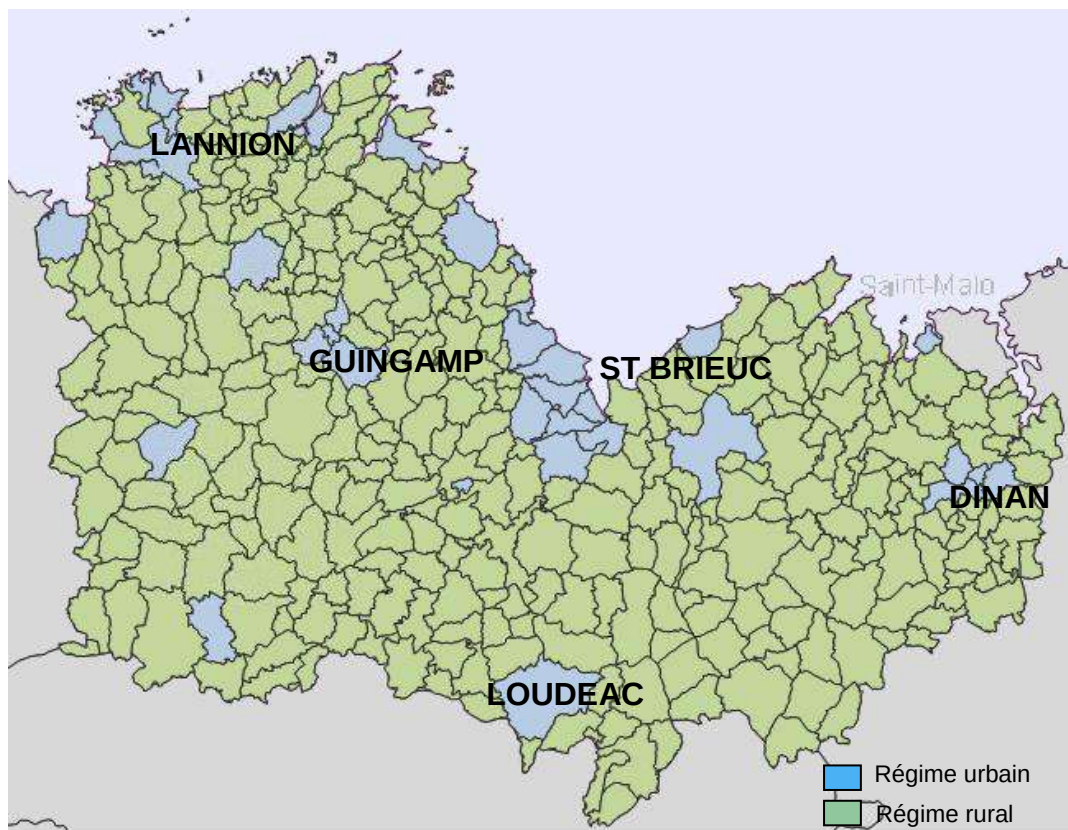
Il est établi au 31 décembre 2020 pour le Syndicat départemental d'énergie des Côtes d'Armor.

2 DIAGNOSTIC TECHNIQUE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

2.1 Avant-propos

2.1.1 Syndicat Départemental d'Energie 22 (SDE 22)

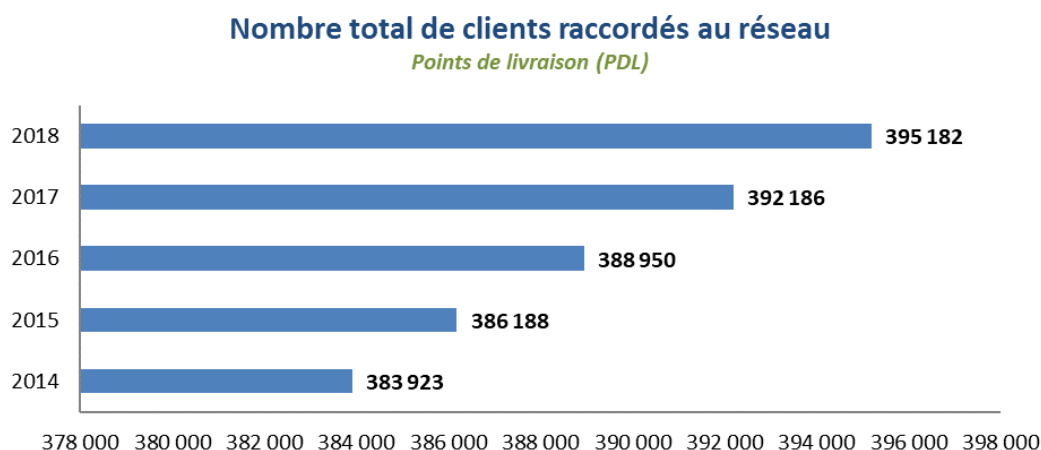
Le SDE 22 regroupe les 348 communes du département des Côtes d'Armor (en 2019), pour une population de près de 600 000 habitants (données INSEE 2019). Les centres urbains principaux sont les villes de Saint-Brieuc, préfecture du département, Lannion, Dinan et Guingamp.



Communes du SDE 22 – classification FACE

2.1.2 Les clients de la concession

2.1.2.1 CLIENTS EN SOUTIRAGE



Répartition par catégorie de clients Maille concession	Au 31/12/2014	Au 31/12/2015	Au 31/12/2016	Au 31/12/2017	Au 31/12/2018
Inférieur ou égal à 36 kVA C5	379 180	381 424	384 165	387 330	390 274
Entre 36 et 250 kVA C3 à C4	3 768	3 797	3 816	3 893	3 952
> à 250 kVA C1 à C2	975	967	969	963	956

Le nombre de clients BT a progressé de 2,9% entre 2014 et 2018. Dans le même temps, le nombre de postes HTA/BT a augmenté de 2,3% (cf. §2.3)

	% clients
Urbain	43 %
Rural	57 %

Part de client par régime FACE

Le territoire présente une dimension rurale relativement prégnante, avec 57% des clients consommateurs raccordés au réseau sur des communes qui relèvent du régime rural au sens du FACE.

2.1.2.2 CLIENTS PRODUCTEURS

Typologie des clients producteurs HTA Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	34	34	35	41	42	43
Hydraulique - Hydrolienne	4	4	5	5	5	5
Photovoltaïque	4	4	4	5	6	6
Biomasse – Biogaz – Déchets	8	10	10	8	9	11
Autres	11	13	14	20	22	25
Nombre total	61	65	68	79	84	90

Typologie des clients producteurs BT ≤ 36 kVA Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	9	10	9	9	8	9
Biogaz-Biomasse	1	1	0	0	0	0
Photovoltaïque	2995	3211	3310	3436	3567	3655
Hydraulique	4	4	4	4	4	4
Nombre total	3009	3226	3323	3449	3579	3668

Typologie des clients producteurs BT > 36 kVA Maille concession	Nombre au 31/12/2013	Nombre au 31/12/2014	Nombre au 31/12/2015	Nombre au 31/12/2016	Nombre au 31/12/2017	Nombre au 31/12/2018
Eolien	0	0	0	0	0	0
Biogaz-Biomasse	4	7	8	12	13	14
Photovoltaïque	109	131	142	147	154	158
Hydraulique	0	0	1	1	1	1
Nombre total	113	138	151	160	168	173

Une augmentation continue du nombre de clients producteurs, portée en particulier par la filière photovoltaïque et les projets de puissance inférieure ou égale à 36 kVA

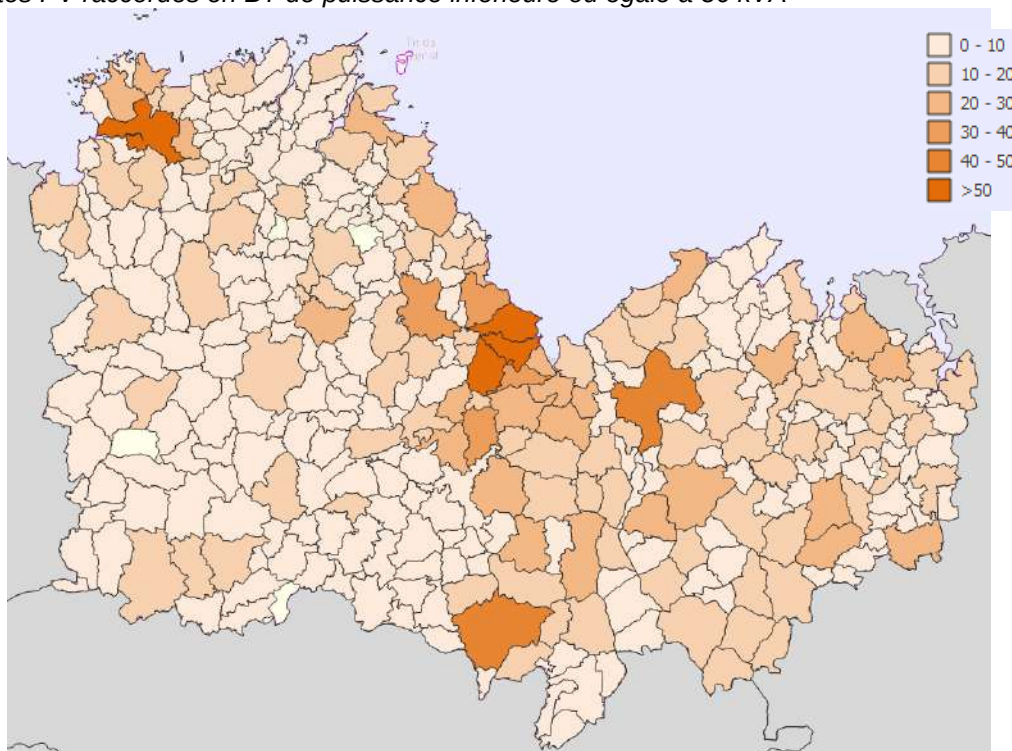
Les données précises du nombre de producteurs BT par poste HTA, et du nombre de producteurs HTA par départ, sont reportées en annexe à ce document (§ 6.3).

A titre d'indication, l'énergie injectée en 2017 sur le territoire de la concession

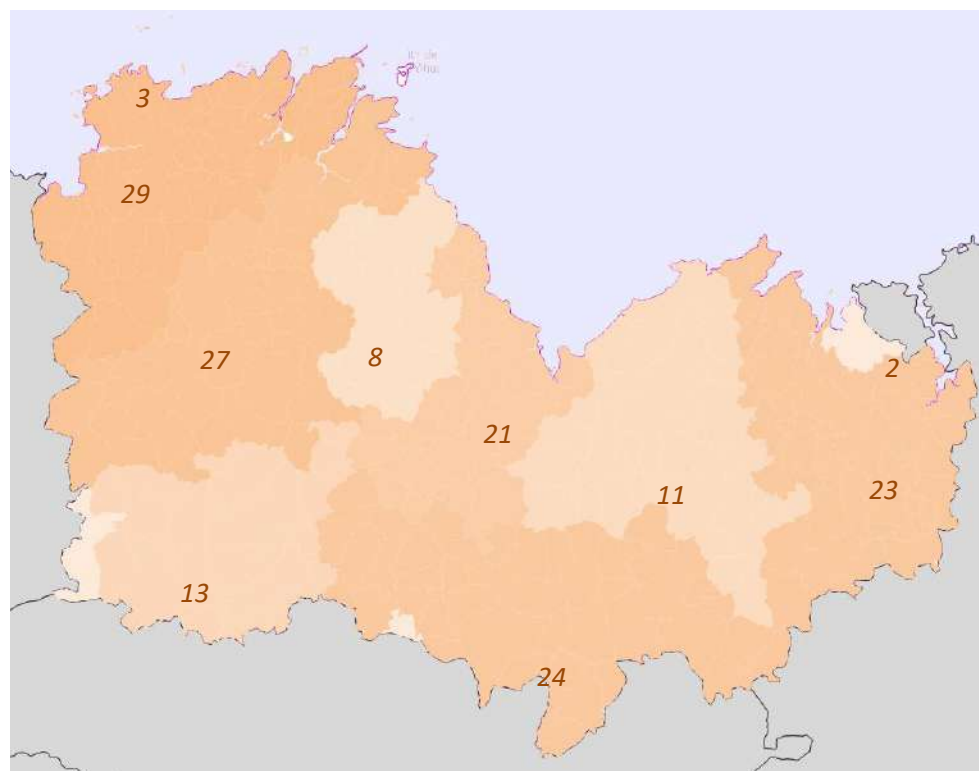
- 38,4 GWh issus du photovoltaïque (5,2 GWh HTA, 15,2 GWh « sup 36 », 18 GWh inf 36).
- 535 GWh issus de l'éolien.
- 92 GWh issus de bio-énergies.

La répartition communale à fin 2018 des sites de production photovoltaïque raccordés en BT est la suivante :

Nombre de sites PV raccordés en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA



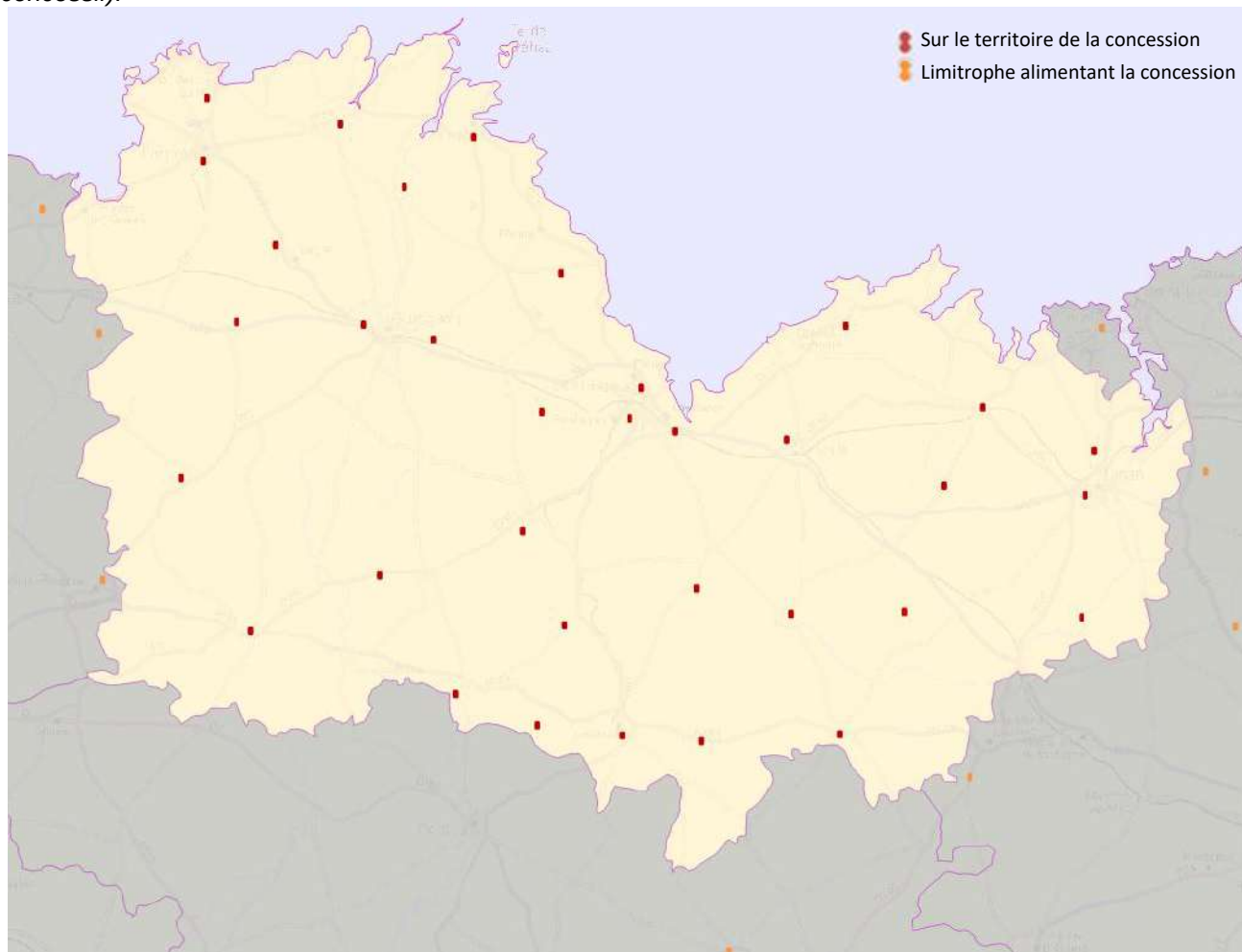
Nombre de sites PV raccordés en BT de puissance supérieure à 36 kVA



¹ Données issues de l'open data d'Enedis

2.1.3 Postes sources

Les consommateurs et producteurs d'électricité situés sur le territoire de la concession sont desservis par 42 postes sources, dont 34 postes sources situés sur le département des Côtes d'Armor, et 8 postes sources situés sur les départements limitrophes (*NB : les postes sources sont situés hors périmètre du régime concessif*).



Postes sources alimentant la concession à fin 2018

Le taux de charge des postes sources à fin 2020, représentant le rapport entre la puissance transitée à température minimale de base (PTMB) et la puissance de transformation installée, est présenté dans le tableau suivant.

Code GDO Poste Source	Nom du Poste Source	N° de Transformateur	Puissance installée transfo. HTB/HTA (MVA)	Ptmb HTA du Transfo (kVA)	Taux de charge (PTMB/Pinstallée)
PLAN6	PLANCOET	1	36	42706	119%
LAMBA	LAMBALLE	2	36	40105	111%
PLEMY	PLEMY	1	20	21629	108%
LANME	LANMEUR	1	20	21346	107%
PLOUV	PLOUVARA	1	20	21226	106%
BZSEU	BOURSEUL	1	20	21107	106%
C.GIB	CROIX GIBAT (LA)	1	36	36478	101%
ROPHE	ROPHEMEL	1	20	20007	100%
TREGU	TREGUEUX	2	36	35970	100%

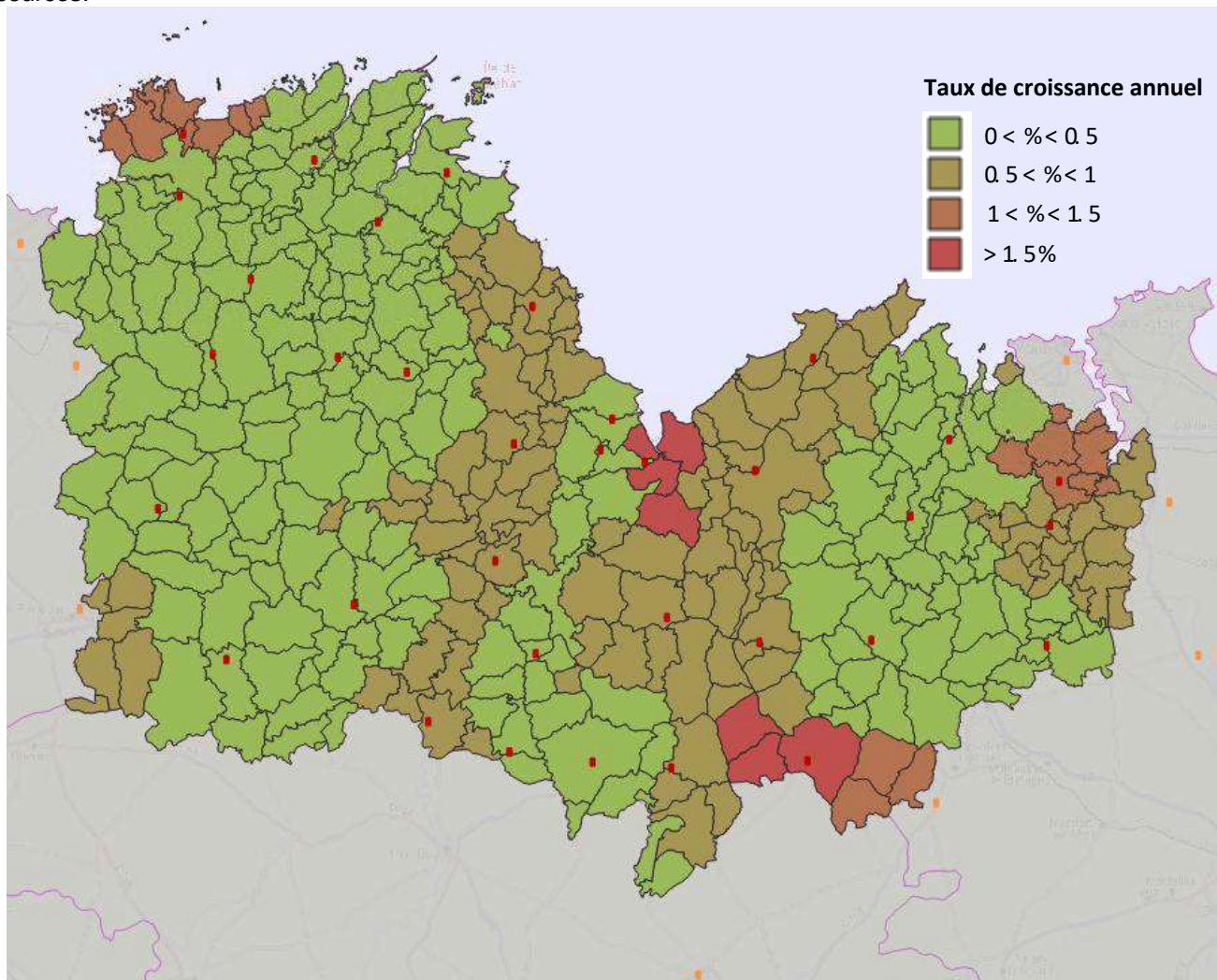
Deux transformateurs ont un taux de charge supérieur à 110%, sur les postes sources PLANCOET et LAMBALLE. Parmi les postes sources situés sur le périmètre de la concession, 9 sont équipés d'un contrôle commande numérique complet (ERQUY, LANFAINS, MERDRIGNAC, MINIHY, PERROS, PLOURHAN, PLOUVARA, PLUSQUELLEC, SAINT-NICOLAS-DU-PELEM) et 6 sont partiellement équipés d'un contrôle commande numérique (GUINGAMP, LAMBALLE, PLEMY, TADEN, SAINT-AGATHON, SAINT-BRIEUC). Les taux de charge fournis pour les transformateurs sont calculés à Ptmb (Puissance à température minimale de base). Il s'agit d'une puissance théorique estimée à partir de la 30^{ème} température la plus froide observée sur les 30 dernières années.

L'analyse de ces taux de charge permet à Enedis d'identifier les ouvrages en contrainte et de résorber ces dernières par des adaptations de schémas d'exploitation,

A fin 2021, les taux de charge des transformateurs de PLANCOET et LAMBALLE ont baissé pour s'établir respectivement à 104% et 100%. Par ailleurs, aucun transformateur du territoire ne présente de taux de charge supérieur à 104%.

2.1.4 Hypothèses de croissance des puissances transitées au niveau des postes sources

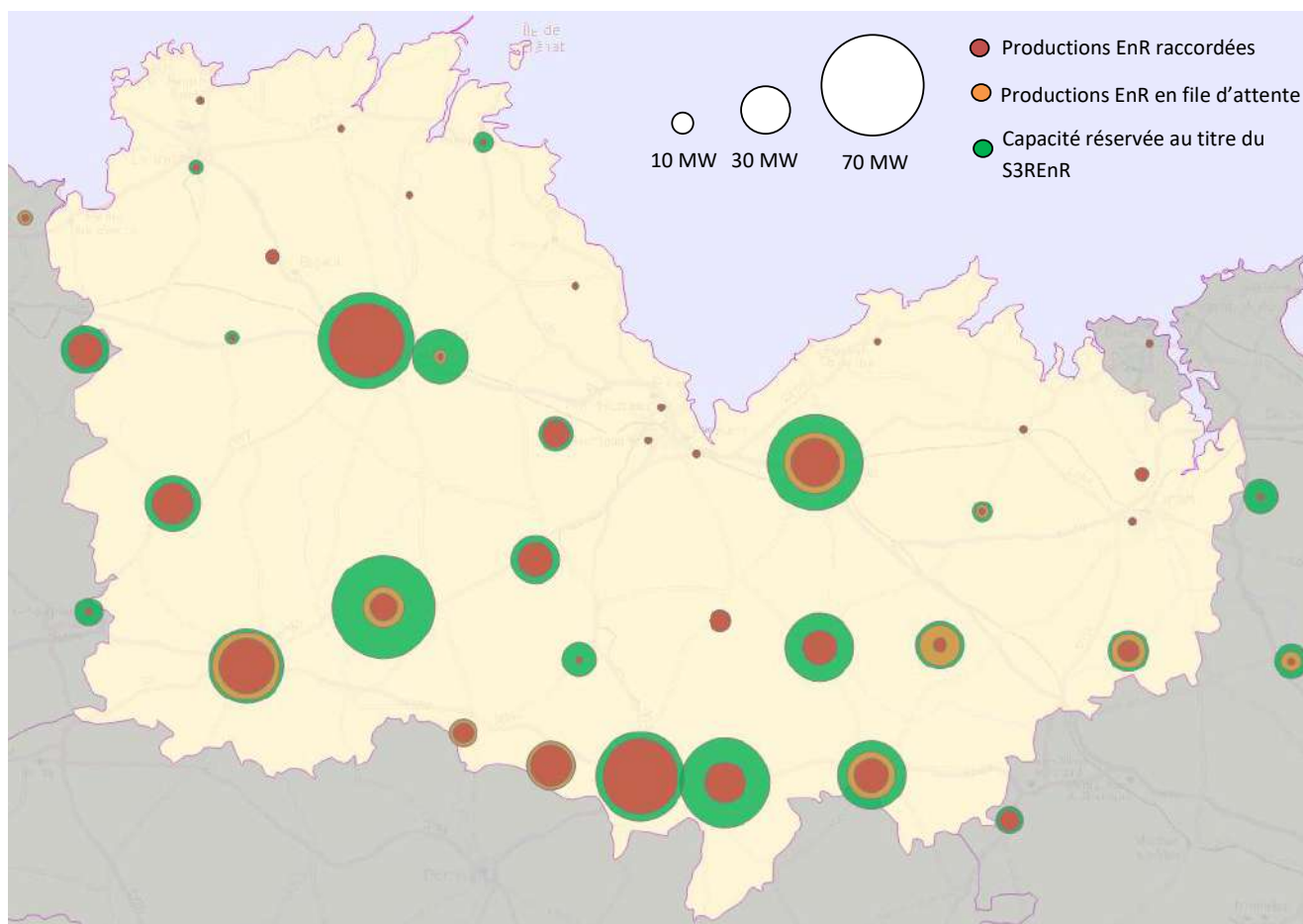
Afin d'établir des projections d'évolution des puissances transitées au niveau des postes sources, Enedis s'appuie sur des « taux de croissance moyenne annuelle » (TCMA), qui sont calculés en se basant sur les puissances de soutirage observées et les projets structurants d'aménagement connus en aval des postes sources.



Taux de croissance moyen annuel (TCMA) par poste source et commune rattachée à fin 2018

2.1.5 Etat d'avancement du S3REnR

L'état d'avancement du S3REnR est établi sur la base des données disponibles dans l'outil « capareseau » pour les postes sources situés sur le territoire de la concession (état au 01/08/2019).



Etat d'avancement du S3REnR – puissances EnR par poste source au 01/08/2019

2.2 Patrimoine de la concession

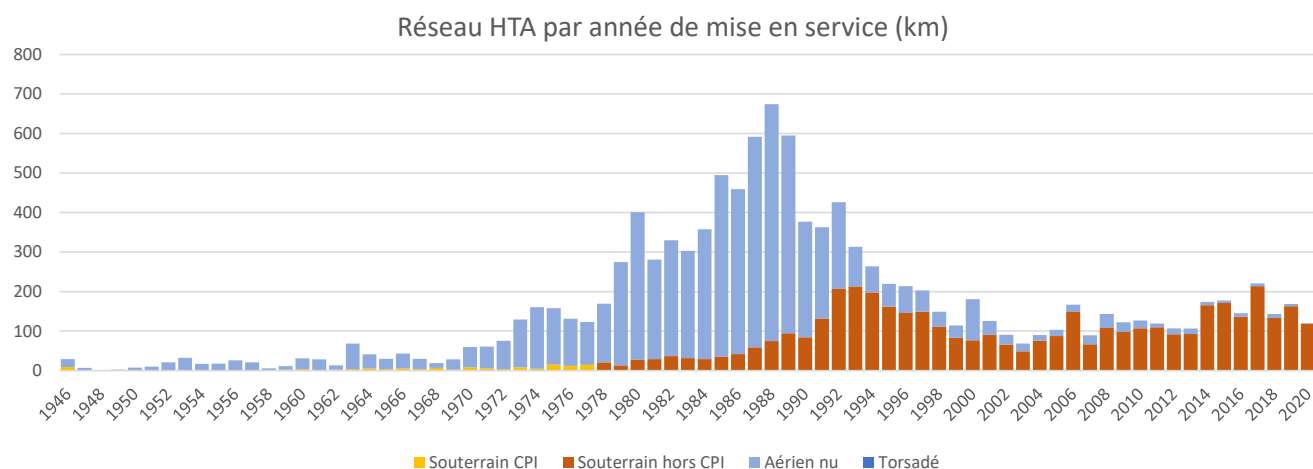
2.2.1 Moyenne Tension HTA

La concession est alimentée par 396 départs HTA issus des 42 postes sources cités précédemment. La longueur moyenne de ces départs est de 29,9 km.

2.2.1.1 EVOLUTIONS DES RESEAUX AERIENS ET SOUTERRAINS PAR NATURE

	Réseau aérien (km)				Réseau souterrain (km)			Total réseau HTA (km)
	Nu	dont faible section	Torsadé	Total aérien	Total souterrain	dont câbles papier	% souterrain	
2013	7935	33	0,1	7935	3459	142	30,4%	11394
2014	7857	33	0,2	7857	3569	133	31,2%	11425
2015	7797	33	0,2	7797	3753	128	32,5%	11550
2016	7707	27	0,2	7707	3888	120	33,5%	11595
2017	7546	25	0,2	7546	4086	114	35,1%	11632
2018	7482	23	0,2	7483	4202	112	36,0%	11685
Variation 2013-2018	-452	-10	0	-452	+743	-30	+5,6%	+291

L'analyse du réseau par année de pose illustre la progression constante de la part de souterrain dans le réseau HTA de la concession. Le taux d'enfouissement atteint 36 % fin 2018 (NB : taux national = 49,5 % - Bretagne = 40,6%²).



Linéaire de réseau HTA par année de pose et type de réseau (données au 31/12/2020)

² Données issues de l'open data d'Enedis

2.2.1.2 ÂGE DES RESEAUX

A fin 2020, la longueur de canalisations HTA est de 11 798 km et leur âge moyen est de 29,2 ans (+ 0,6 ans par rapport à fin 2019).

Age des réseaux HTA (ans)	2019	2020
Total	28,6	29,2
Aérien nu	34,9	35,8
Aérien nu faible section	49,8	50,7
Aérien torsadé	7,6	10,1
Souterrain	17,9	18,3
Souterrain CPI	45,4	46,3

Les réseaux HTA les plus anciens sont les réseaux aériens de faible section avec 50,7 ans en moyenne et les réseaux souterrains à câble papier imprégné avec 46,3 ans.

La décomposition des linéaires de canalisations par tranche d'âge est présentée :

Âge des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	A fin 2019		A fin 2020	
Longueur totale	11 744		11 798	
Age moyen (ans)	28,6		29,2	
< 10 ans	1 476,6	12,6%	1 480	12,6%
de 10 à 20 ans	1 180,7	10,1%	1 126	9,5%
de 20 à 30 ans	2 652,4	22,6%	2 445	20,7%
de 30 à 40 ans	4 506,5	38,4%	4 463	37,8%
de 40 à 50 ans	1 363,6	11,6%	1 684	14,3%
de 50 à 60 ans	345,4	2,9%	360	3,1%
≥ 60 ans	218,6	1,9%	239	2,0%

La durée d'amortissement des canalisations HTA est évaluée par le concessionnaire à 40 ans. Cette durée comptable a pour objectif de refléter la durée de vie des ouvrages. Même si c'est bien l'incidentologie qui est le critère prépondérant qui guide le choix de renouvellement d'un ouvrage en particulier, la durée de vie comptable résiduelle peut être considérée comme un indicateur éclairant.

2.2.1.3 RESEAU HTA PAR NIVEAU DE TENSION

A fin 2020, sur les 396 départs HTA de la concession, un seul départ est encore exploité avec une tension de 15 kV. Il s'agit du départ PLEURT (code GDO DINARC0003) sur la commune de TREMEREUC, qui est composé de 183 mètres de tronçons souterrains.

Niveau de tension des réseaux - Exercice 2020	15 kV	20 kV
Nombre de départs HTA	1	395
Nombre de transformateurs HTA BT	11	15 365

Le départ HTA PLEURT est alimenté par un auto-transformateur HTA-HTA d'une puissance de 5 MVA qui transforme la tension de 20 kV à 15 kV.

2.2.1.4 RESEAU HTA AERIEN

Le réseau aérien de la concession a un âge moyen de 35 ans à fin 2020. Il est composé en majeure partie de lignes en Almélec, qui représentent près de 95% du linéaire global. Le linéaire restant est essentiellement constitué de lignes en Cuivre (on ne comptabilise que 9 km de réseaux en Alu-Acier).

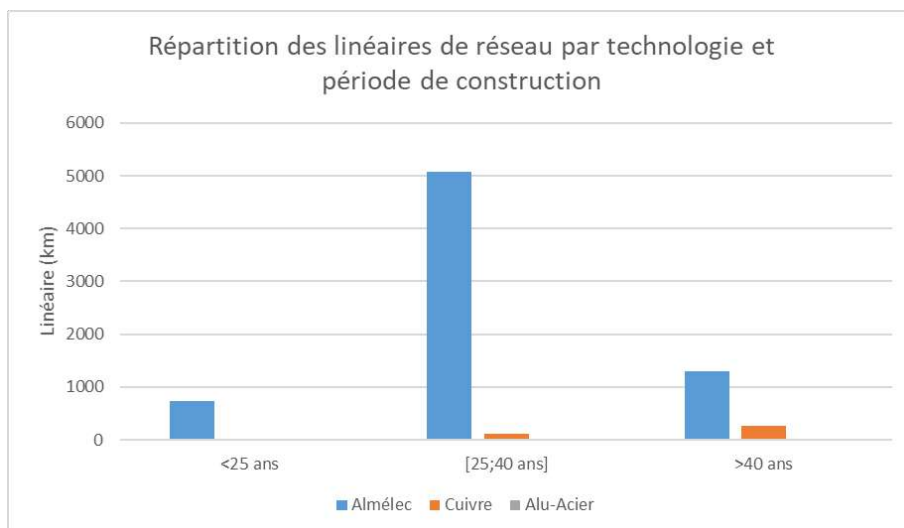


Figure 3 – Constitution du réseau aérien HTA par âge et technologie

Les lignes en Almélec sont composées à 98% de tronçons à forte section ($\geq 54,6^2$), et ne comportent aucun tronçon de faible section (section $\leq 22^2$). L'ensemble des tronçons de faible section sont par conséquent des réseaux aérien cuivre (23 km restants en 2018).

Le réseau aérien de la concession est en grande majorité constitué de lignes en Almélec de fortes sections, dont plus de 80% ont moins de 40 ans.

2.2.1.5 TAUX D'ENFOUISSEMENT HTA

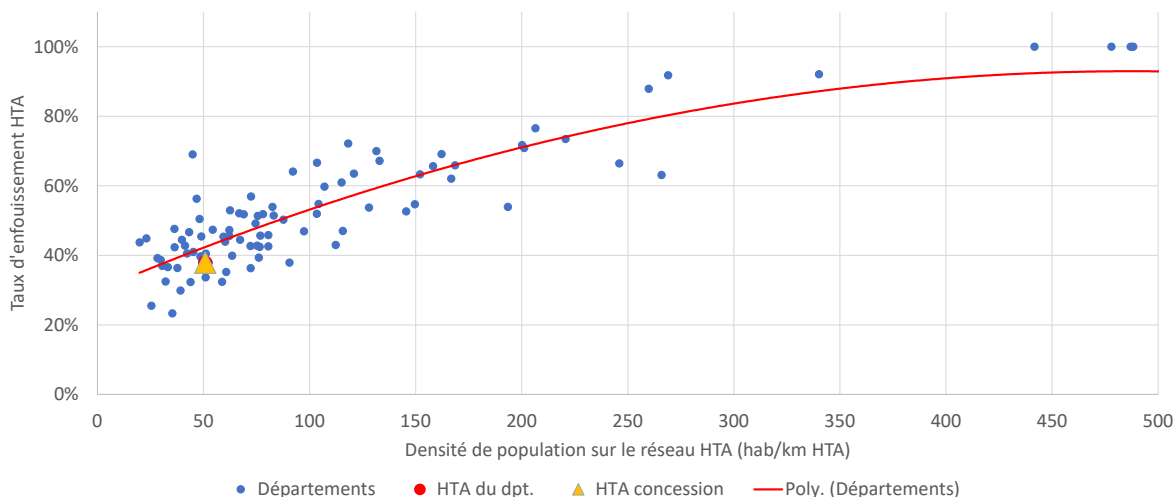
Le taux d'enfouissement du réseau HTA de la concession est de 37,9% à fin 2020. Le graphique ci-après situe ce taux d'enfouissement par rapport aux taux d'enfouissement du réseau HTA des départements français en fonction de la densité de population sur le réseau HTA.

A densité de population sur le réseau HTA équivalente, le taux d'enfouissement moyen du réseau HTA extrapolé (courbe rouge) est de 42,2%.

Le taux d'enfouissement des départements français est calculé à partir des données en libre accès disponibles sur le site d'Enedis³.

³ Site OpenData d'Enedis, consulté en mars 2022, <https://data.enedis.fr/explore/dataset/donnees-relatives-aux-lignes-et-aux-postes/table/>

Comparaison du taux d'enfouissement HTA en fonction de la densité de population des départements français à fin 2020



2.2.1.6 RENOUELEMENT ET RENFORCEMENT HTA

Les longueurs de canalisations renouvelés et renforcés sur la chronique 2018-2020 sont présentées :

Canalisations HTA mises en service (km)	2018	2019	2020
Souterrain	120,5	151,2	113,3
Torsadé	0,0	0,0	0,0
Aérien nu	7,9	2,1	1,9
Total	128,4	153,4	115,2
<i>Extension</i>	17,3	21,6	39,6
<i>Renouvellement</i>	39,5	32,4	32,2
<i>Renforcement</i>	71,6	99,3	43,3

Le taux de renouvellement des réseaux HTA, défini comme la somme des linéaires HTA renouvelés et renforcés de l'année N divisée par le linéaire HTA total de l'année N-1, est présenté :

Taux de renouvellement	2018	2019	2020
Taux de renouvellement des réseaux HTA	0,95%	1,13%	0,64%

2.2.1.7 RESEAUX AERIENS HTA SENSIBLES AUX ALEAS CLIMATIQUES

Dans le cadre de l'application de son « plan aléas climatiques » (PAC), Enedis recense les réseaux aériens sensibles.

Année d'observation	Longueur en zone bois (km)	Longueur en zone vent (km)	Longueur faible section (km)	Longueur totale en zone PAC (km)	Part du réseau aérien HTA total
2014	425,2	316,4	33	747,2	9,5%
2015	421,5	305,3	32,4	732,6	9,4%
2016	412,2	285,4	26,6	699,4	9,1%
2017	390,7	258,9	25	651,8	8,6%
2018	380,2	245	23,4	627,8	8,4%
Variation 2014 - 2018	-45	-71,4	-9,6	-119,4	-1,1%
2020	364,5	188,5	22,1	558,1	7,6%
Variation 2014 - 2020	-60,7	-127,9	-10,9	-189,1	-2,6%

Les investissements menés ces dernières années, notamment les 30 M€ mis en œuvre entre 2015 et 2020 dans le cadre du PEIM (Programme Exceptionnel d'Investissement et de Maintenance), ont permis de diminuer l'exposition des réseaux aériens HTA de la concession et de renforcer leur résilience.

La répartition géographique de ces réseaux HTA aériens comportant des tronçons à risques avérés situés en zone PAC est la suivante :

(NB : la carte ci-après met en évidence dans chaque cas l'intégralité du tronçon contenant une portion identifiée PAC, les outils de cartographie à disposition ne permettant pas de représenter uniquement ces portions).



Réseaux aériens HTA comportant des tronçons en zone PAC à fin 2018

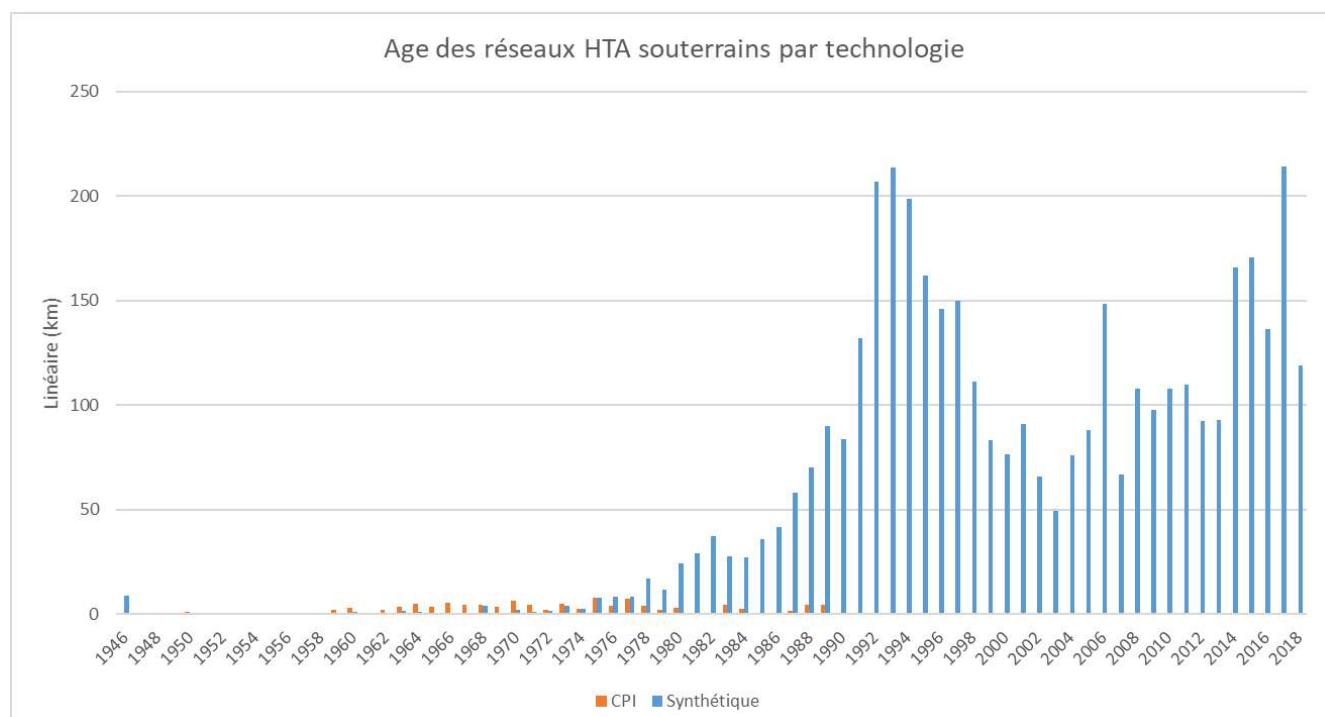
Il est à noter que l'inventaire des lignes identifiées dans le cadre du PAC déc

- L'inventaire des lignes en zone « bois » est obtenu par le recoupement géographique de la cartographie du réseau HTA aérien avec la base de données européenne Corine Land Cover. Une analyse terrain est dans tous les cas nécessaire pour confirmer ou non le caractère avéré du risque « bois » autour de ces ouvrages.
- L'inventaire des lignes en zone « vent » est obtenu en comparant les caractéristiques des tronçons aériens situés dans les zones exposées avec les vitesses de vent enregistrées dans ces zones.

2.2.1.8 RESEAU HTA SOUTERRAIN DE TECHNOLOGIE ANCIENNE

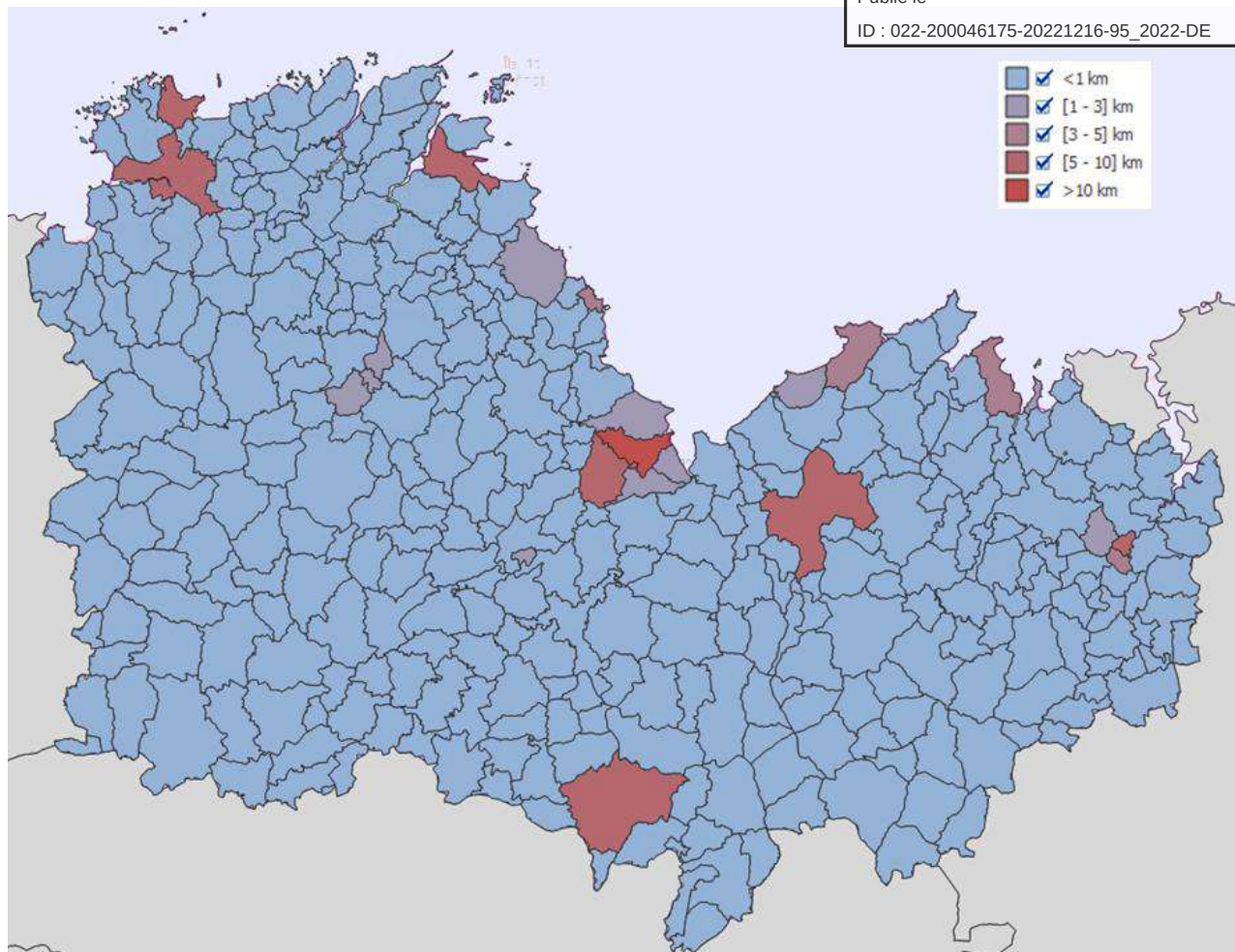
Les réseaux souterrains HTA composés de câbles à isolation « papier imprégné » (CPI), technologie ancienne, totalisent un linéaire de **112 km** à fin 2018 sur le territoire de la concession. Ils représentent moins de 3% du linéaire global souterrain HTA.

Ces câbles à ceinture isolés avec du papier imprégné d'huile (CPI), technologie qui devient incidentogène du fait de la tenue d'isolation qui s'altère avec le vieillissement et les conditions d'utilisation (charges, mouvements sous-sol, ...) ont été installés jusqu'en 1976. Dans l'inventaire technique du réseau HTA, les câbles à papier imprégné sont identifiés avec les isolants « PP », « PM », « PC », « PU ».



Réseaux souterrains HTA par année de pose et technologie

Ces réseaux souterrains d'ancienne génération sont concentrés dans les communes les plus urbanisées du département. L'aire urbaine de Saint-Brieuc concentre à ce titre plus de 30 km de câbles CPI HTA.



Répartition géographique des tronçons CPI HTA à fin 2018

Les réseaux souterrains HTA en isolation synthétique de première génération ne représentent que 1,1 kilomètre à fin 2020 sur la concession. Ils sont identifiés dans l'inventaire technique grâce à l'isolant «SE».

Le patrimoine de la concession comporte une portion faible de réseau souterrain de technologie dite « câble papier imprégné », qui s'élève à moins de 3%.

Les travaux de renouvellement menés sur ces câbles, notamment en accompagnement des projets des collectivités et des autres concessionnaires, ont par ailleurs permis de réduire de plus de **20% le stock de CPI entre 2013 et 2018** (soit 30 km résorbés), en particulier dans les zones de forte densité urbaine.

- Le stock de CPI a en particulier été réduit de 11 km dans la seule ville de Saint-Brieuc, en raison notamment de l'accompagnement du projet « Transport Est-Ouest »

2.2.1.9 ECARTS D'INVENTAIRE

L'inventaire technique des canalisations HTA recense 11 798 km de canalisations. Dans l'inventaire comptable, les quantités associées sont de 11 687 km, soit un écart de 111 km (0,9%) entre les deux à fin 2020. Cet écart se situe principalement sur les réseaux souterrains avec 108 km.

Cohérence des inventaires - Réseaux HTA - Exercice 2020	Quantité base technique (quant. ou km)	Quantité base comptable (quant. ou km)	Ecart maille concession (quant. ou km) (%)		Ecart maille communale (quant. ou km) (%)	
Aérien nu	7 324	7 317	-7	-0,1%	109	1,5%
Aérien torsadé	0,2	1,3	1,2	751,3%	1,2	763,9%
Souterrain	4 474	4 366	-108	-2,4%	247	5,5%
Total réseaux HTA	11 798	11 687	-111	-0,9%	292	2,5%

La somme des écarts, étudiés à la maille communale, entre les inventaires techniques et comptables est de 292 km (2,5%). En considérant également la technologie, il y a 247 km d'écart entre les inventaires sur les réseaux souterrains.

2.2.2 Basse Tension

A fin 2018, on dénombre 30 936 départs BT sur le territoire de la concession, d'une longueur moyenne de 457 m.

Le nombre de départs BT est en progression de 3.3 % depuis 2013, la longueur moyenne étant restée relativement stable (29 928 départs BT en 2013 pour une longueur moyenne légèrement plus importante de 465 m).

La vision détaillée de l'évolution du nombre de départs BT est représentée sur le graphe suivant.

2.2.2.1 EVOLUTION DU RESEAU BASSE TENSION

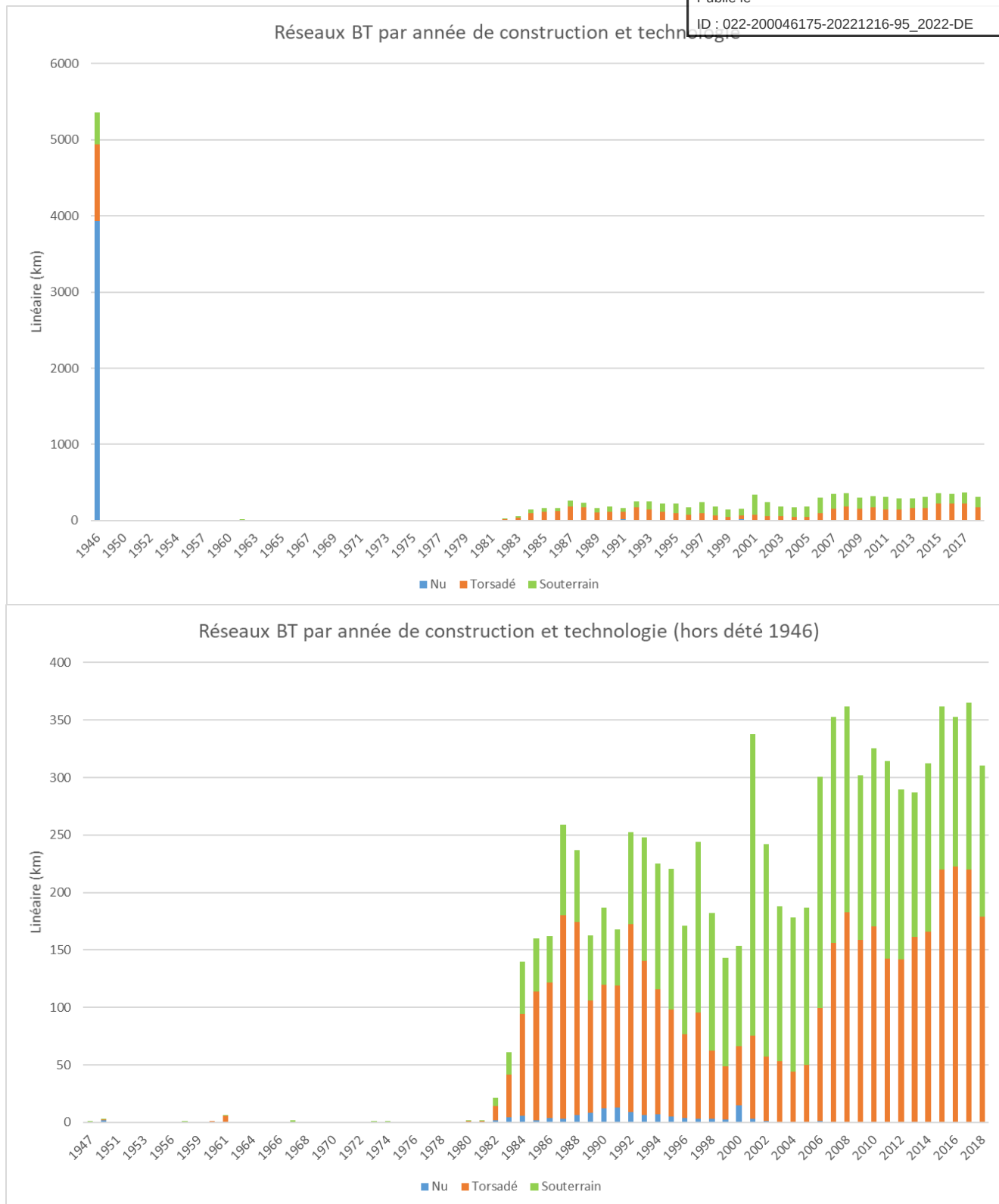
	Réseau aérien (km)					Réseau souterrain (km)		Total réseau BT (km)
	Nu	dont faible section	% Nu sur total aérien	Torsadé	Total aérien	Total souterrain	% souterrain	
2013	5413	1047	55%	4450	9863	4047	29%	13910
2014	5188	977	53%	4598	9786	4192	30%	13978
2015	4940	909	51%	4779	9718	4326	31%	14044
2016	4654	831	48%	4979	9633	4460	32%	14093
2017	4340	739	46%	5192	9532	4598	33%	14130
2018	4066	667	43%	5348	9414	4734	33%	14148
Variation 2013-2018	-1347	-380	-12%	898	-449	687	4%	238

Sur les 14148 km qui composent le réseau BT de la concession, 5360 km ne sont pas datés dans l'inventaire technique.

Ces 5360 km de réseaux, datés en « 1946 » dans l'inventaire technique, sont associés à une année de datation théorique enregistrée lorsque l'année de mise en service n'était pas connue à la création du SIG, qui comptabilise 100% de câbles d'ancienne technologie.

Les réseaux datés en « 1946 » concernent :

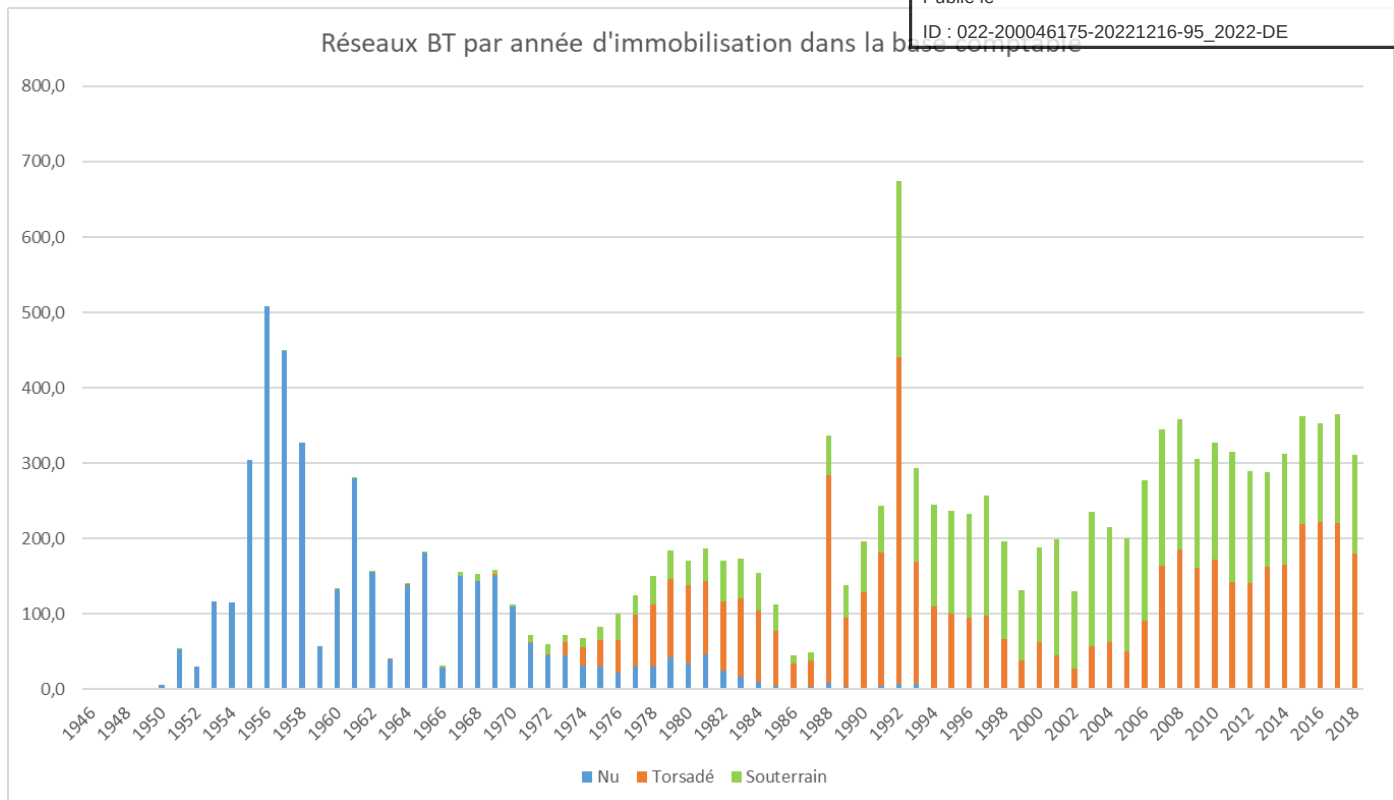
- 3937 km de réseaux fils nus BT (soit la quasi-totalité du réseau de ce type à fin 2018)
- 1001 km de réseaux torsadés (soit 19% du réseau de ce type à fin 2018)
- 421 km de réseaux souterrains (soit 9% du réseau de ce type à fin 2018)



Linéaire de réseau BT par année de construction et type de réseau (base technique au 31/12/2018)

Cette vision issue de la base technique est altérée du fait de la méconnaissance de la date de pose de 39% des linéaires posés dans l'inventaire technique (indiqués « 1946 »).

L'analyse peut être complétée par l'exploitation des données de la base comptable à fin 2018.



Linéaire de réseau BT par année de construction et type de réseau (base comptable au 31/12/2018)

La base comptable n'est toutefois pas totalement fiable du fait que ce sont les immobilisations associées aux canalisations les plus anciennes de chaque commune qui sont supprimées de l'inventaire comptable lors de l'immobilisation des travaux de renouvellement.

Par conséquent l'analyse de l'âge des réseaux BT à partir de l'inventaire comptable est altérée.

Les réseaux BT sont dits sécurisés lorsqu'ils sont torsadés ou souterrains. L'évolution du taux de sécurisation des réseaux BT est présentée :

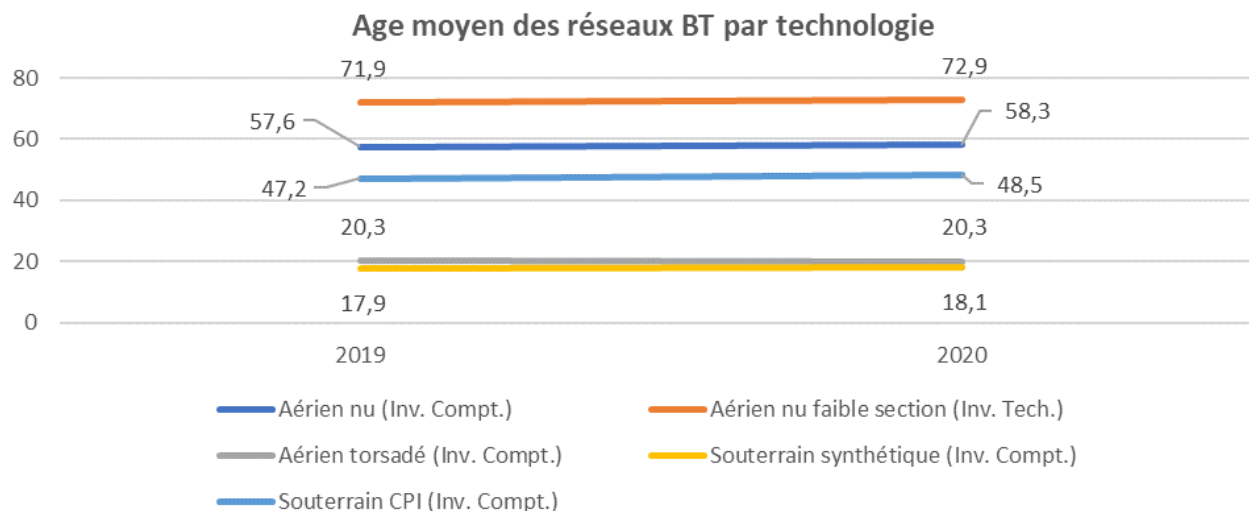
Taux de sécurisation des réseaux BT	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total	61,1%	62,9%	64,8%	67,0%	69,3%	71,3%	73,2%	74,7%
En zone rurale	57,2%	59,1%	61,4%	63,7%	66,4%	69,0%	70,9%	72,5%
En zone urbaine	73,9%	75,1%	75,9%	77,6%	78,6%	79,5%	80,6%	81,5%

Le tableau suivant présente l'évolution du linéaire BT par tranche d'âge d'après l'inventaire technique.

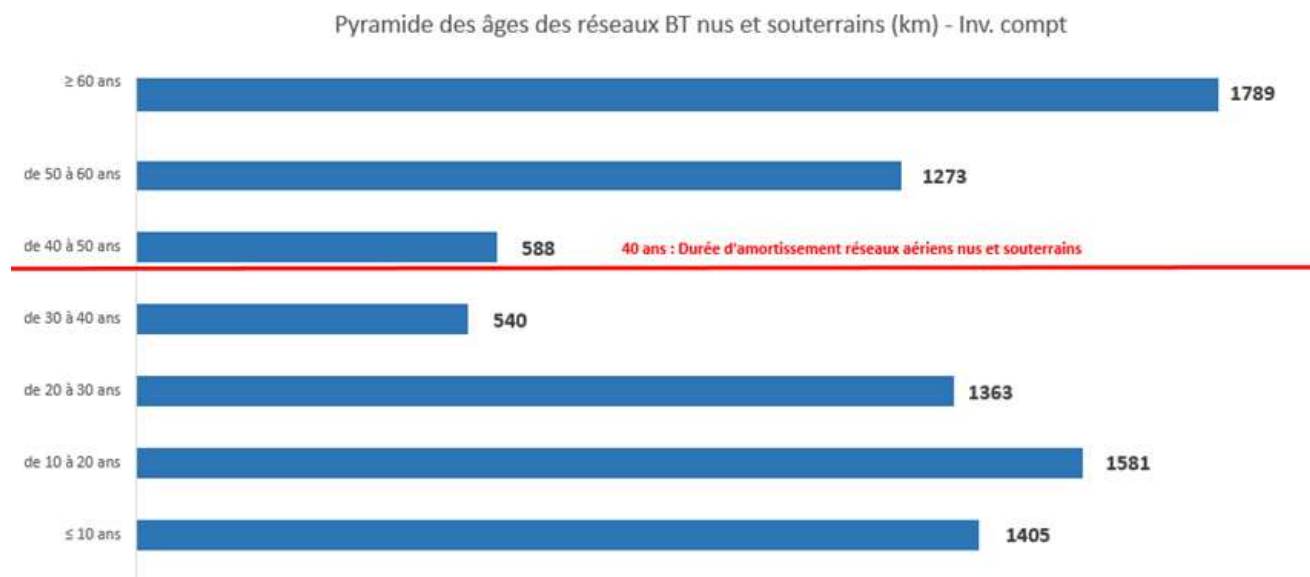
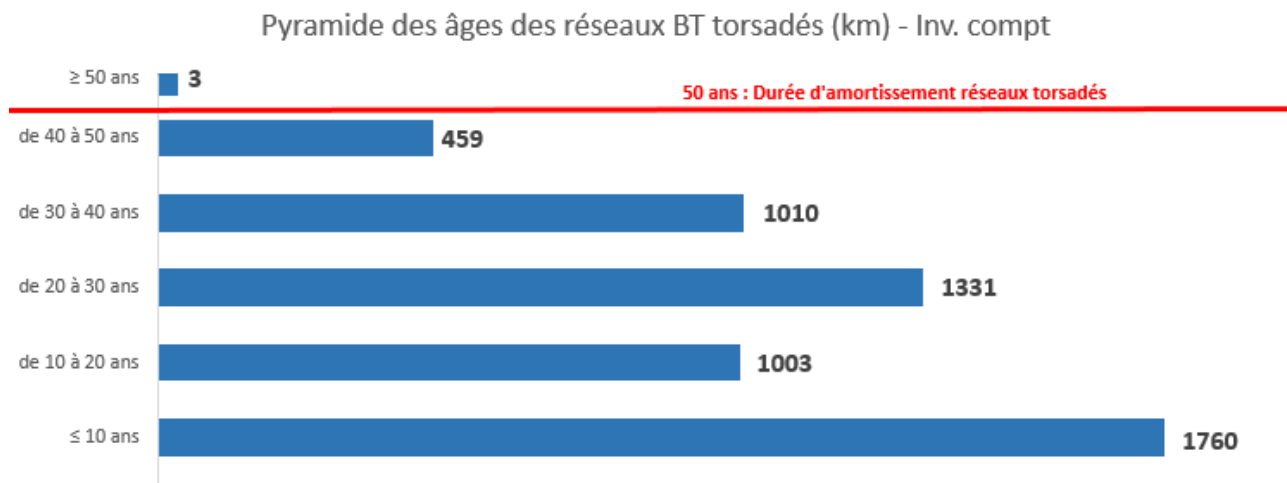
Âge des réseaux BT (km)	2019		2020	
- Inventaire technique -				
Longueur totale	14 187		14 230	
Age moyen (ans)	36,2		35,9	
< 10 ans	3 246,4	22,9%	3 193,1	22,4%
de 10 à 20 ans	2 599,6	18,3%	2 768,6	19,5%
de 20 à 30 ans	2 032,0	14,3%	1 990,4	14,0%
de 30 à 40 ans	1 198,5	8,5%	1 375,1	9,7%
de 40 à 50 ans	5,2	0,0%	7,6	0,1%
de 50 à 60 ans	8,8	0,1%	9,0	0,1%
≥ 60 ans	5 096,2	35,9%	4 886,8	34,3%

N.B : Dans l'inventaire technique, les réseaux non datés ont comme année de mise en service 1946

Les âges moyens par technologie sont détaillés ci-dessous pour les années 2019 et 2020 :



Les pyramides des âges ci-dessous mettent en évidence le linéaire ayant dépassé la durée d'amortissement prévue pour les réseaux BT aériens nus et souterrains (40 ans) ainsi que pour les réseaux BT torsadés (50 ans) d'après l'inventaire comptable à fin 2020 :



2.2.2.2 EVOLUTION DU RESEAU SOUTERRAIN BT D'ANCIENNE GENERATION

Les linéaires souterrains sont principalement constitués de trois technologies d'isolants :

- Câble papier imprégné (CPI) posé jusqu'en 1971 : potentiellement incidentogène
- Câble synthétique à neutre périphérique (NP) posé de 1969 à 1975 : potentiellement incidentogène
- Câble synthétique à neutre non isolé (NI) posé à partir de 1976 jusqu'à aujourd'hui : plus fiable

Du fait du manque de connaissance cartographique précise des réseaux souterrains BT d'ancienne génération, le linéaire réel de réseau souterrain en câble papier imprégné ou à neutre périphérique est mal connu. Grâce à l'inventaire technique fourni par Enedis, on peut estimer un volume de 419 km de câbles de technologie ancienne (CPI, NP et non datés - 1946).

Les différentes méthodes présentent des écarts très importants, liés à la cohérence entre les inventaires SIG, technique et comptable.

Les tableaux ci-dessous détaillent les linéaires en fonction des régimes urbains et ruraux des communes.

Focus câbles BT incidentogènes (km) - Régime FACE Urbain -	2019	2020	Focus câbles BT incidentogènes (km) - Régime FACE Rural -	2019	2020
Typologie 1946 Cu	11,2	11,1	Typologie 1946 Cu	4,2	4,2
Typologie 1946 Al	260,6	259,5	Typologie 1946 Al	142,0	139,7
Typologie CPI Cu	0,4	0,4	Typologie CPI Cu	0,7	0,7
Typologie CPI Al	1,3	1,3	Typologie CPI Al	0,8	0,8
Typologie Neutre Périphérique	0,5	0,5	Typologie Neutre Périphérique	0,9	0,9

On appelle « ancienne génération » les câbles BT souterrains en cuivre et aluminium daté de 1946, ainsi que les câbles isolés par papier imprégné (CPI) et les câbles à neutre périphérique (NP).

Une première méthode, considérée comme référence pour Enedis, est basée uniquement sur le contenu des bases cartographiques. Elle permet ainsi d'assimiler un volume de **20,6 km** de réseaux BT CPI ou NP, soit 0,4% du linéaire souterrain global.

Hypothèses retenues par Enedis pour le dénombrement des CPI et NP parmi les câbles BT souterrains :

- CPI non NP : daté entre 1947 et 1968 tous matériaux ou daté de 1946 matériau cuivre
- NP non CPI : daté entre 1972 et 1975 tous matériaux
- CPI ou NP : daté entre 1969 et 1971 tous matériaux

Résultat de la première méthode basée uniquement sur le contenu de l'inventaire technique et de la base cartographique, exprimé en km :

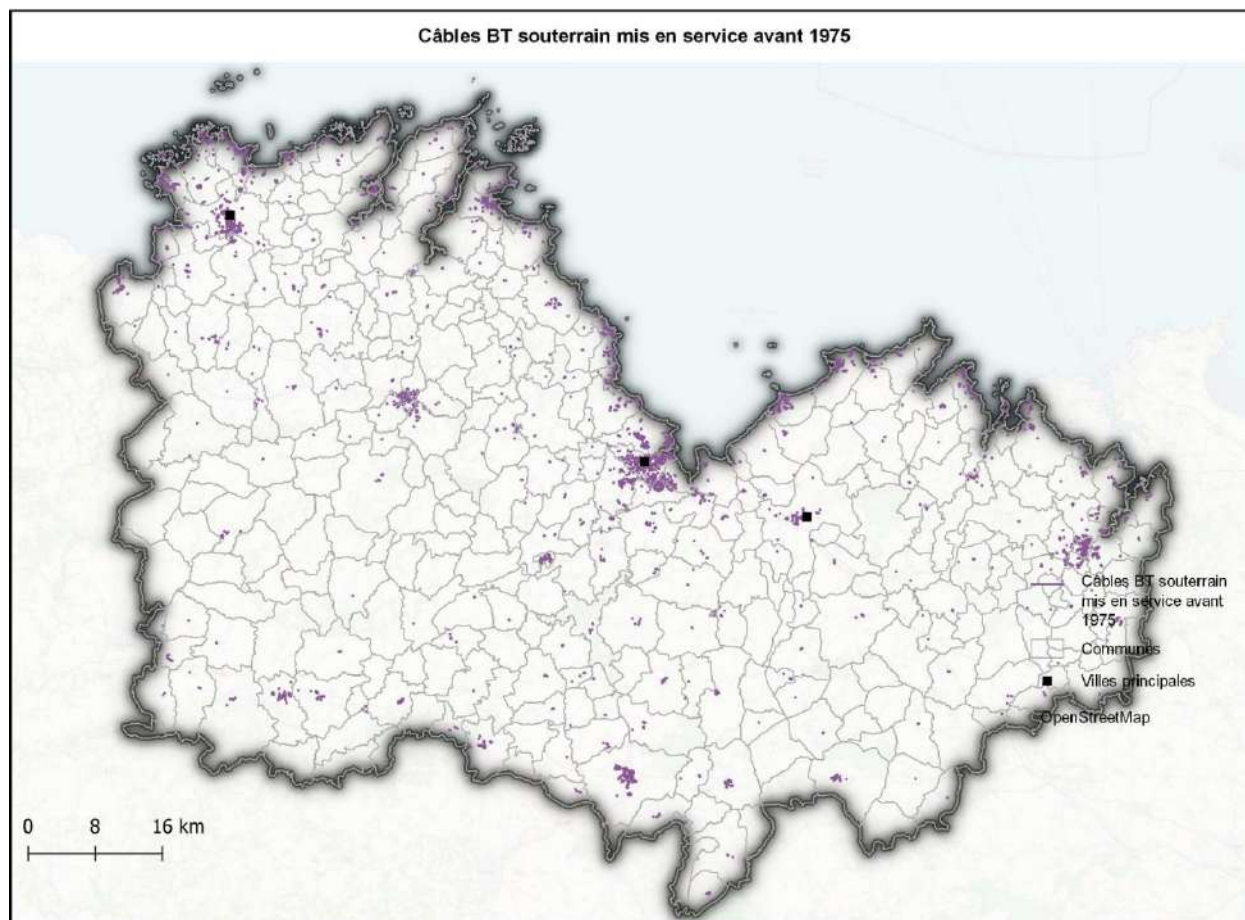
	Longueur CPI BT
2013	25,51
2014	25,19
2015	23,51
2016	22,39
2017	21,59
2018	20,62

Le linéaire par commune de ces tronçons souterrains supposés d'ancienne génération est reporté en annexe 6.5.

Afin de mettre en évidence plus finement les ouvrages souterrains « sensibles », et prioriser le besoin de renouvellement des réseaux souterrains BT, Enedis met en œuvre une deuxième méthode d'analyse reposant sur le croisement des caractéristiques connues du réseau et des données d'incidentologie observée.

Cette méthode statistique, s'appuyant sur une approche dite « Big Data », vise à identifier plus généralement les départs comprenant des tronçons sensibles, constitués majoritairement de câbles de technologie ancienne. Ces câbles présentent en effet des taux d'incident bien supérieurs aux technologies synthétiques.

Ainsi, sur le territoire de la concession, on assimile un volume de **8,3 km** à ce volume de câbles de technologie ancienne par cette méthode, soit une part très limitée du linéaire souterrain global. La carte ci-dessous présente la localisation des canalisations souterraines BT mises en service avant 1975, donc a priori CPI et NP :



2.2.2.3 RENOUVELLEMENT ET RENFORCEMENT BT

Les longueurs de canalisations renouvelés et renforcés sur la chronique 2018-2020 sont présentées :

Canalisations BT mises en service (km)	2018	2019	2020
Souterrain	33,5	41,6	31,3
Torsadé	39,7	31,6	31,9
Aérien nu	0,0	0,0	0,0
Total	73,3	73,3	63,2
<i>Extension</i>	12,2	14,3	16,3
<i>Renouvellement</i>	53,0	49,5	41,8
<i>Renforcement</i>	8,0	9,5	5,2

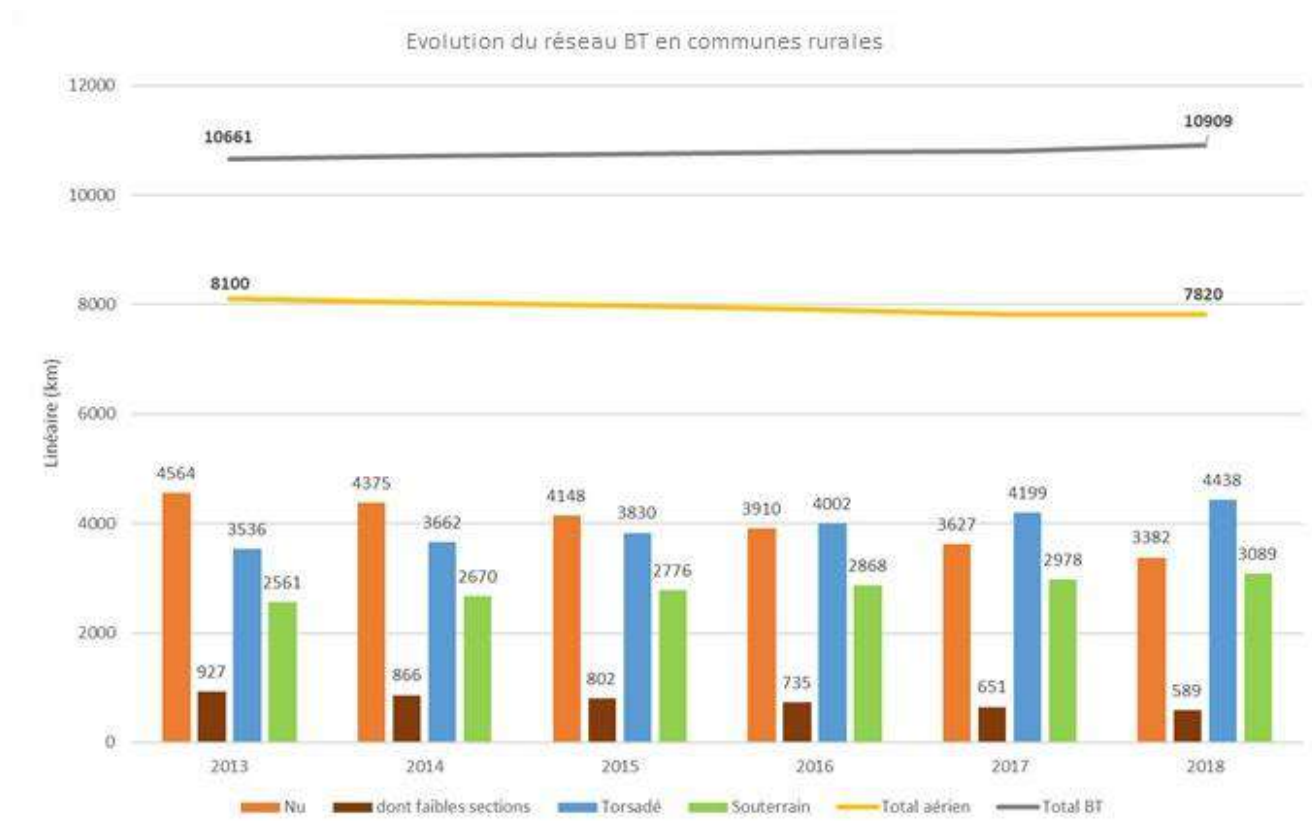
Le taux de renouvellement des réseaux BT, défini comme la somme des linéaires BT renouvelés et renforcés de l'année N divisée par le linéaire BT total de l'année N-1, est présenté :

Taux de renouvellement	2018	2019	2020
Taux de renouvellement des réseaux BT	0,43%	0,42%	0,33%

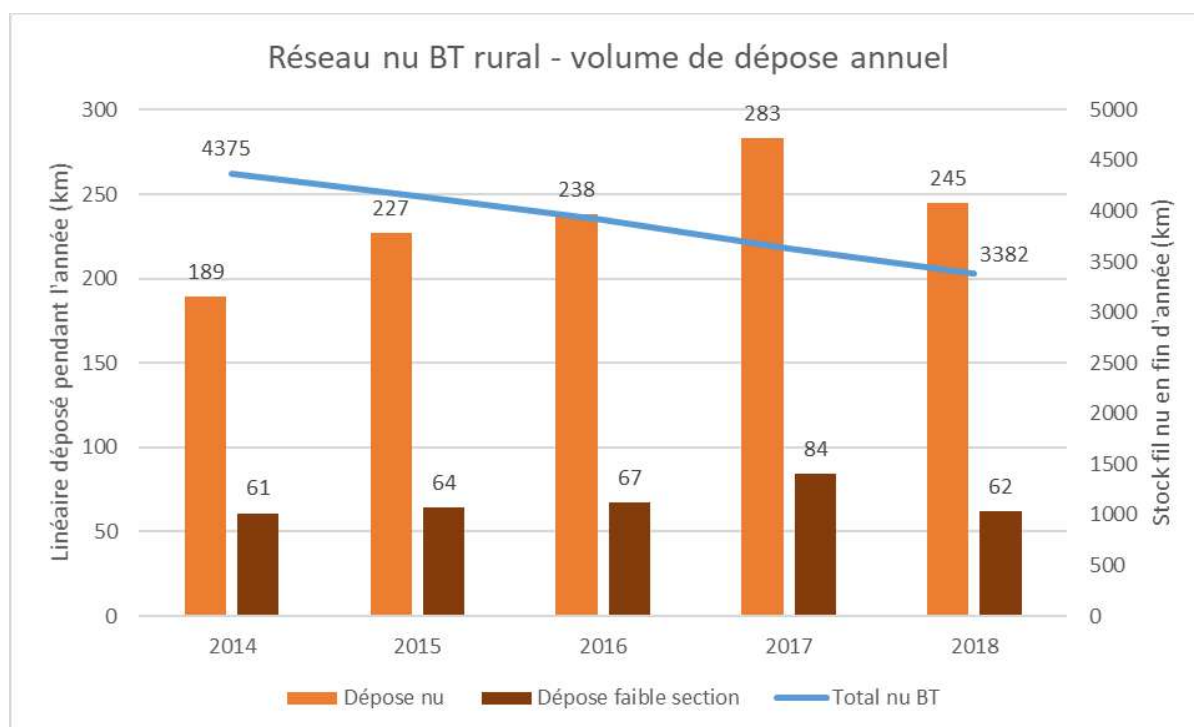
2.2.2.4 EVOLUTION DU RESEAU BT EN REGIME D'ELECTRIFICATION RURAL

Les évolutions des caractéristiques du réseau BT sont analysées selon le régime d'électrification des communes.

Pour les communes en régime d'électrification rural :



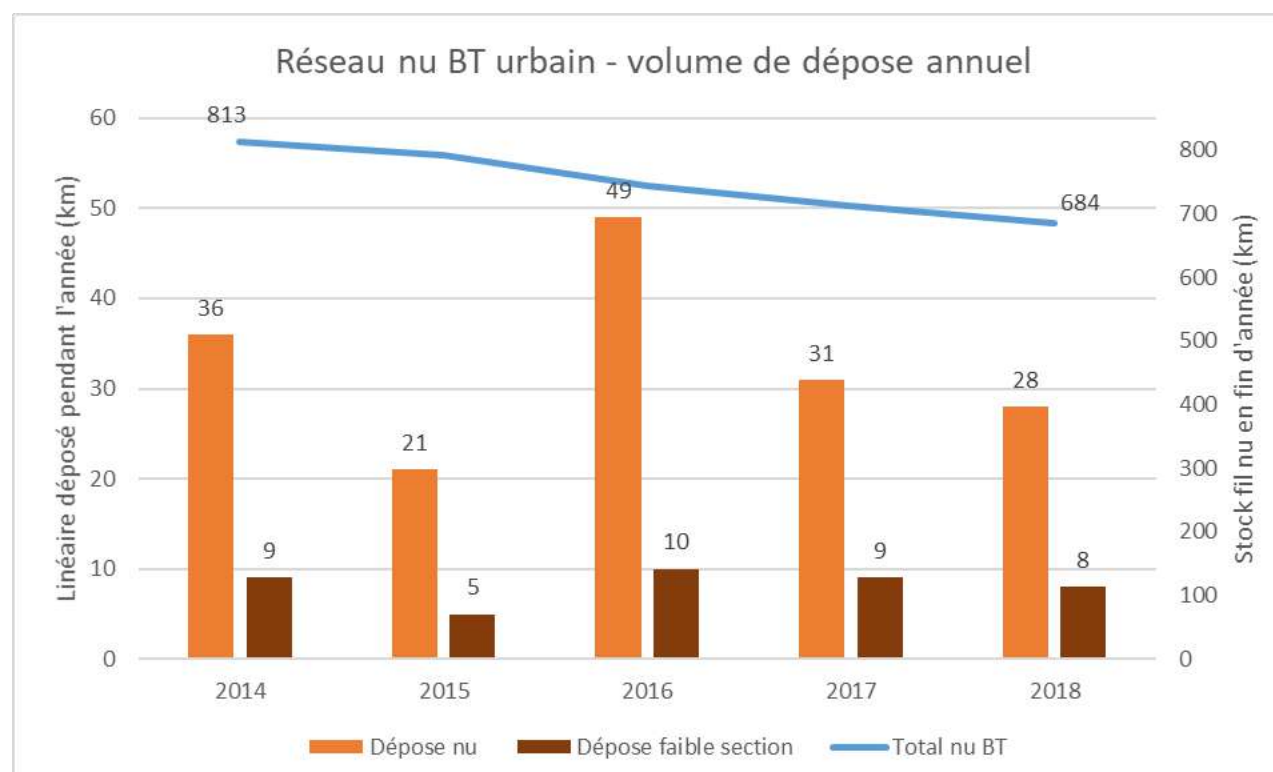
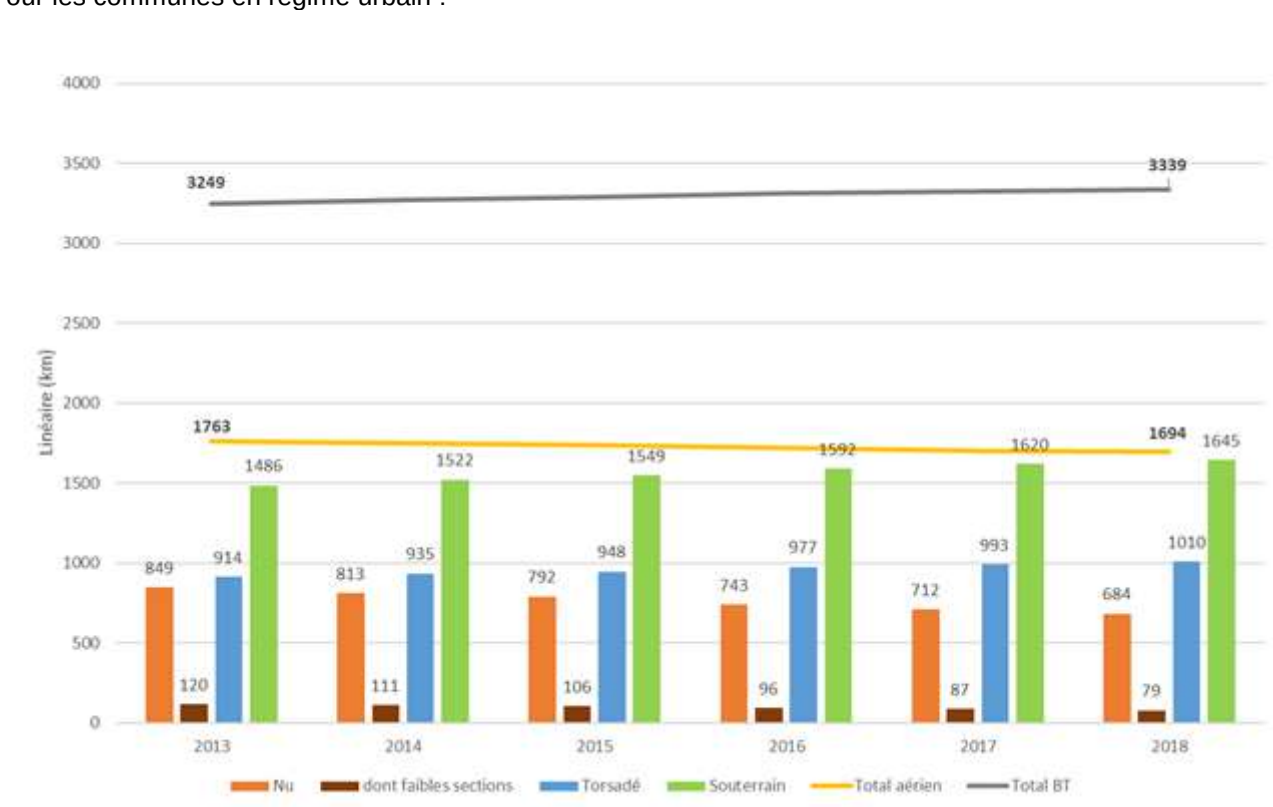
L'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux réalisés sur les postes HTA/BT et les réseaux BT situés en communes rurales pour les cas de levée de contrainte électrique (renforcement), d'amélioration de la continuité d'alimentation (sécurisation), d'extension et d'intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8). Les travaux de renouvellement nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.



- Un rythme de dépose annuel de fils nu BT soutenu en zone rurale :
 - 1182 km résorbés par le SDE 22 entre 2013 et 2018, soit plus de 27% du stock en commune rurale vu de fin 2013.
- Une croissance du linéaire global de réseaux BT modérée en rural : +2.3% entre 2013 et 2018.

2.2.2.5 EVOLUTION DU RESEAU BT EN REGIME URBAIN

Pour les communes en régime urbain :



- Un rythme de dépose annuel de fils nus BT plus modéré en zone urbaine, cohérent avec le stock initial et la typologie des réseaux sur ces territoires : une forte part de réseaux en centre urbain, et une majorité de fortes sections.
 - 165 km ont été résorbés dans les communes urbaines entre 2013 et 2018, soit près de 20% du stock urbain vu de fin 2013.
- Une croissance du linéaire global de réseaux BT légèrement plus soutenue en zone urbaine : +2,8% entre 2013 et 2018.

2.2.2.6 ECARTS D'INVENTAIRE

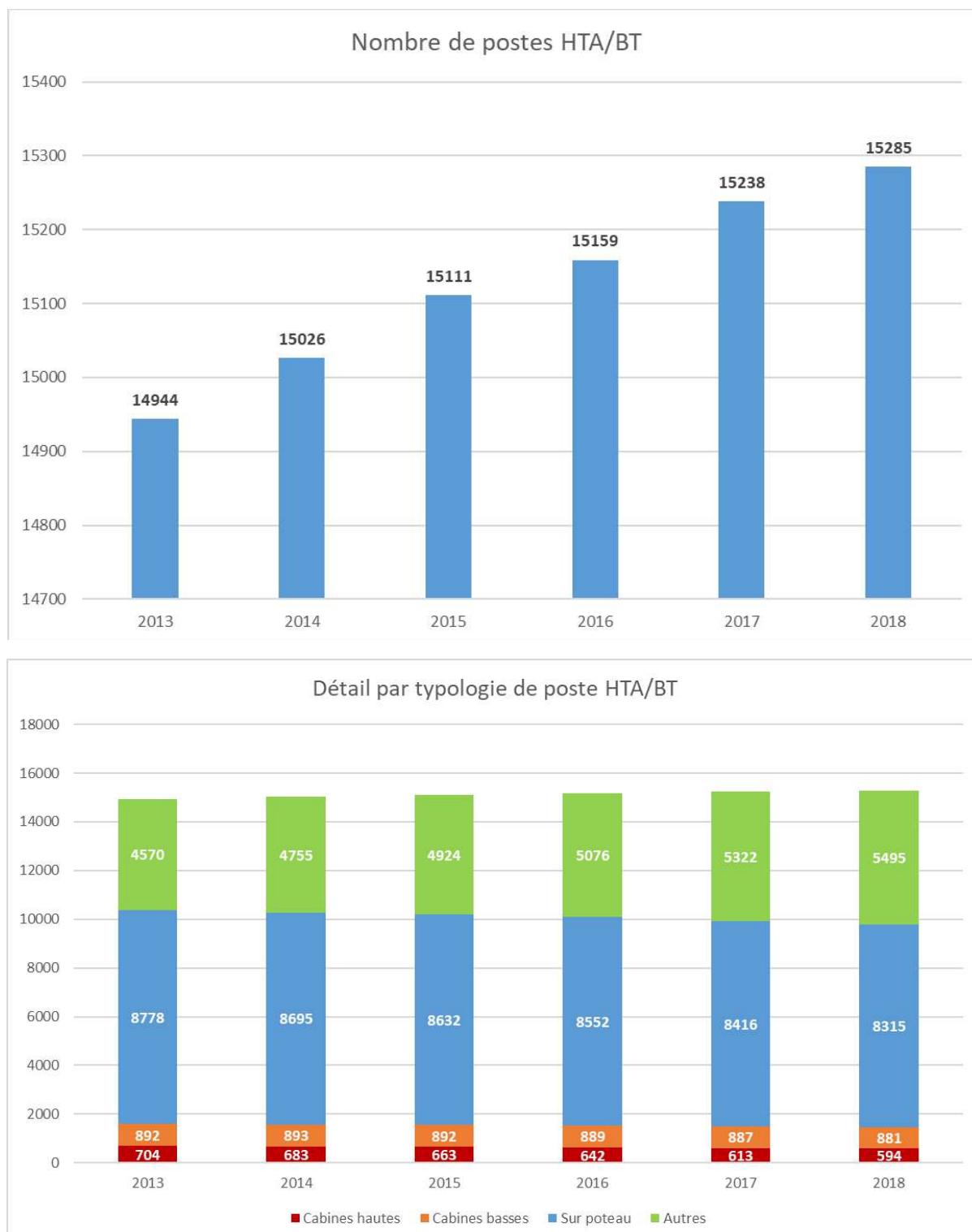
Sur la concession, il y a 347 km d'écart entre la longueur de canalisations BT dans l'inventaire technique et dans l'inventaire comptable.

Cohérence des inventaires - Réseaux BT - Exercice 2020	Quantité base technique (quant. ou km)	Quantité base comptable (quant. ou km)	Ecart maille concession		Ecart maille communale	
			(quant. ou km)	(%)	(quant. ou km)	(%)
Aérien nu	3 604	3 553	-52	-1,4%	257	7,1%
Aérien torsadé	5 624	5 454	-170	-3,0%	240	4,3%
Souterrain	5 002	4 877	-125	-2,5%	216	4,3%
Total canalisations BT	14 230	13 884	-347	-2,4%	485	3,4%

Lorsque la localisation par commune des canalisations est prise en compte dans le calcul, les écarts s'élèvent à 485 km sur la concession.

2.2.3 Postes HTA/BT

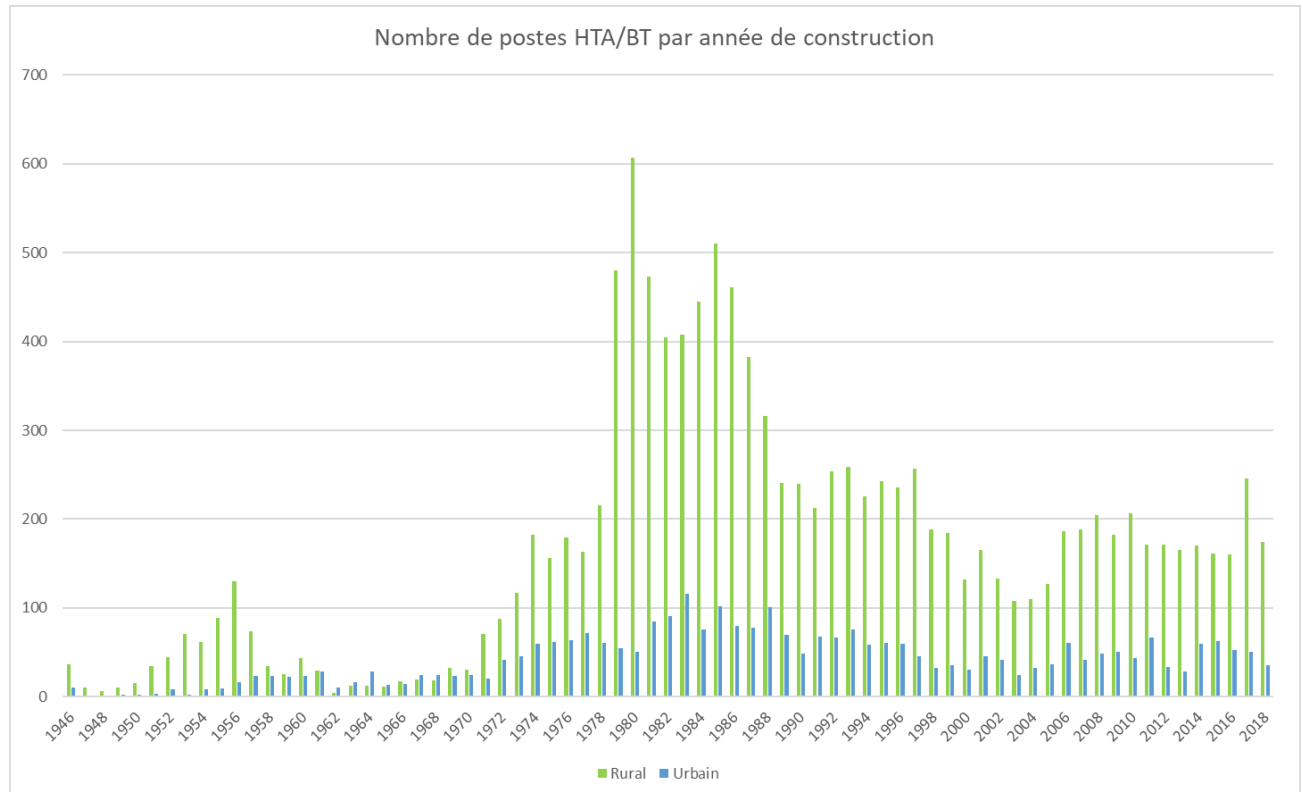
2.2.3.1 POSTES HTA/BT PAR TYPE



NB : autres = postes de technologie récente PSSA/B, PAC, PRCS

- Le nombre de postes HTA/BT augmente régulièrement : +2,3% entre 2013 et 2018.
- Le nombre de postes « cabines hautes » est en baisse de 16% (-110), baisse portée en grande partie par la zone rurale.
- Le nombre de postes sur poteau est également en baisse de plus de 5% (-463), avec des renouvellements particulièrement nombreux en 2017 et 2018 (resp. 136 et 101).
-

En 2018, l'âge moyen des postes HTA/BT était de 30 ans, aussi bien en zone rurale qu'en zone urbaine (l'année de construction moyenne : 1989).



Nombre de postes HTA/BT par année de construction et régime FACE (données au 31/12/2018)

2.2.3.2 ETAT D'AVANCEMENT DU PROJET PCB

Le projet « PCB » vise l'élimination des ouvrages pollués en Polychlorobiphényles, composé isolant utilisé dans la fabrication des transformateurs jusqu'à son interdiction en 1986.

Un programme de traitement des transformateurs pollués à plus de 50 ppm de PCB a été lancé au début des années 2000. Le stock initialement identifié était de 4966 transformateurs sur le territoire de la concession.

A fin 2020, le stock résiduel est de 307 transformateurs HTA/BT sur poteau (H61).

L'objectif d'Enedis sur le territoire de la concession est d'avoir traité, conformément à la réglementation, tous les transformateurs sur poteau à l'horizon 2025.

Tous les transformateurs situés dans les postes cabine ont été traités à fin 2019.

2.2.3.3 POSTES SITUES EN ZONES INONDABLES

Les références des zones PPRI utilisées pour effectuer l'analyse est issue du site des services de l'état de Côtes d'Armor : <https://www.cotes-darmor.gouv.fr/Politiques-publiques/Risques-naturels-technologiques-et-miniers/PPRN-Plans-de-prevention-des-risques-naturels/PPRI-approuves>

Les fichiers Shape de cartographie des zones validées ont été récupérés sur le site : <https://www.geocatalogue.fr/>

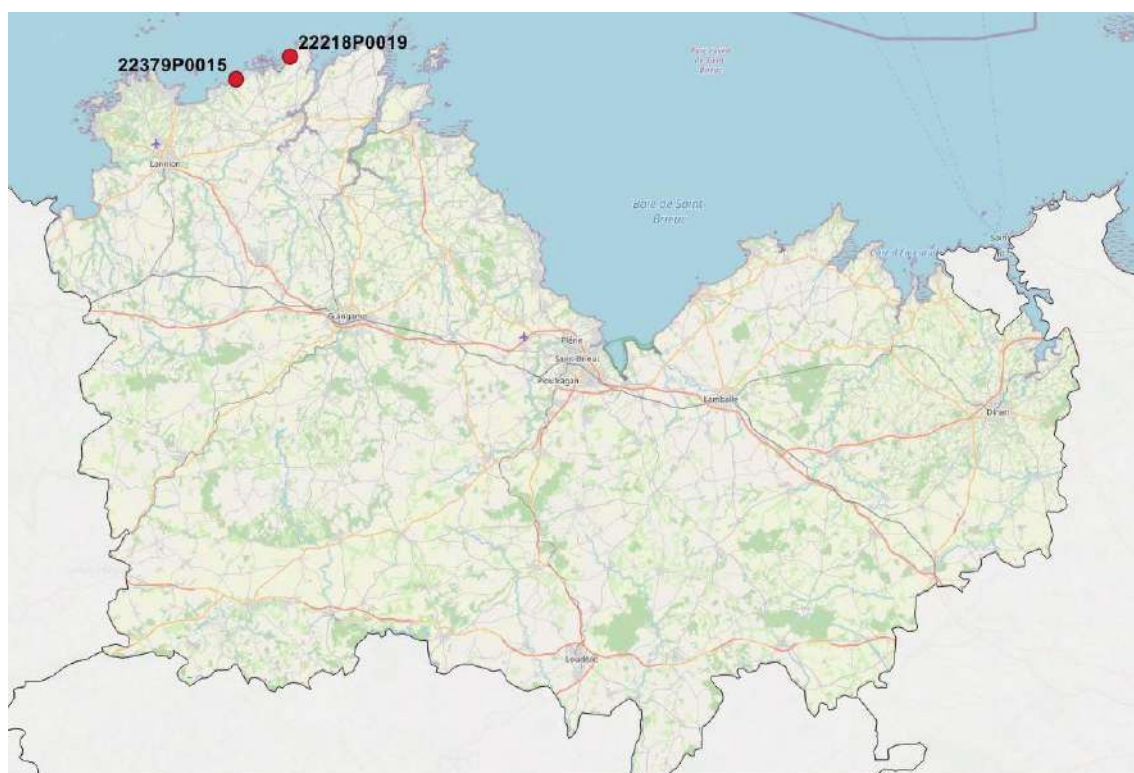
Dans le cas d'un Plan de Prévention des Risques naturels prévisibles relatif au risque d'inondation, l'événement de référence est la crue dite crue centennale (c'est-à-dire la crue qui a la probabilité de se produire une fois sur une période de 100 ans) ou la crue la plus importante connue si elle est plus importante que la crue centennale. Les postes dans les zones PPRI sont affichés sur la carte suivante.



Sur la concession du SDE22, en 2021, seuls 4 postes au sol étaient situés en zone inondable.

2.2.3.4 POSTE SITUÉS EN ZONE DE SUBMERSION MARINE

La carte ci-dessous met en évidence les postes (hors H61) situés en zone à risque de submersion marine. Ces postes ont été identifiés grâce à la cartographie des aléas submersions marines du département des Côtes d'Armor : <https://geo.data.gouv.fr/fr/datasets/9fc879c3109c08fd0f0170ef5a3657cf6ea31e8a>



Sur la concession du SDE22 en 2021, seuls 2 postes au sol étaient situés en zone à risque de submersion marine.

2.2.3.5 PHENOMENE D'EROSION COTIERE

En lien avec le risque de submersion marine, le décret n°2022-750 du 29 avril 2022 établit la liste des communes dont l'action en matière d'urbanisme et la politique d'aménagement doivent être adaptées aux phénomènes hydro-sédimentaires entraînant l'érosion du littoral.

Ces communes ont été identifiées en tenant compte de la particulière vulnérabilité de leur territoire au recul du trait de côte. La vulnérabilité des territoires a été déterminée en fonction de l'état des connaissances scientifiques résultant notamment de l'indicateur national de l'érosion littorale mentionné à l'article L. 321-13 du code de l'environnement et de la connaissance des biens et activités exposés à ce phénomène.

Au total, 864 communes françaises ont été recensées comme étant « particulièrement vulnérables » aux submersions marines, parmi lesquelles 126 communes publiées sont considérées comme prioritaires.

Le décret a identifié 14 communes prioritaires sur le département des Côtes-d'Armor :

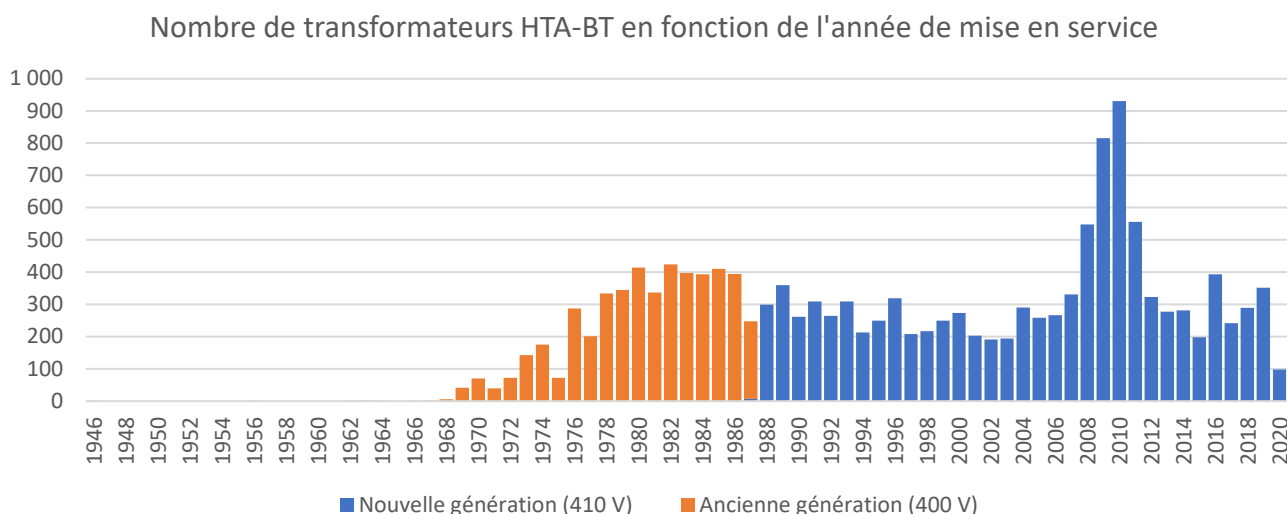
22016	Île-de-Bréhat
22055	Binic-Étables-sur-Mer
22353	Trégastel
22218	Plougrescant
22325	Saint-Quay-Portrieux
22379	Trévou-Tréguignec
22166	Penvénan
22187	Plérin
22195	Pleubian
22278	Saint-Brieuc
22113	Lannion
22343	Trébeurden
22349	Trédrez-Locquémeau
22363	Trélévern

Dans les PPI, l'autorité concédante et le concessionnaire identifieront les travaux éventuels à mettre en œuvre dans le cadre de ce décret.

2.2.4 Transformateurs HTA-BT

2.2.4.1 TRANSFORMATEURS HTA-BT PAR GENERATION

A l'intérieur des postes HTA-BT sont installés des transformateurs HTA-BT qui abaissent la tension électrique à 400 V pour les transformateurs d'ancienne génération et à 410 V pour ceux de nouvelle génération :



A fin 2020, 15 381 transformateurs HTA-BT sont en service sur la concession

Transformateurs HTA-BT (nb) - Inventaire technique -	Exercice 2020	
Nombre total	15 381	
Age moyen (ans)	22,8	
< 10 ans	3 009	19,6%
de 10 à 20 ans	4 027	26,2%
de 20 à 30 ans	2 612	17,0%
de 30 à 40 ans	3 523	22,9%
de 40 à 50 ans	2 083	13,5%
de 50 à 60 ans	125	0,8%
≥ 60 ans	2	0,0%

Génération de transformateur - Inventaire technique -	2020
Ancienne génération (400V)	4 806
Nouvelle génération (410V)	10 575
Total	15 381

2.2.4.2 EQUIPEMENTS ET COMPOSANTS INTERNES

Les transformateurs sont le plus souvent constitués d'une enveloppe mécanique, d'un tableau HTA (cellule modulaire), d'un transformateur de puissance et d'un tableau BT.

Un renouvellement ciblé des cellules HTA a été entrepris ces dernières années, à partir de l'expertise nationale et des retours d'expérience. Les technologies de cellules de type NORMASEPT, VERCORS 700, 500 et V60, sont notamment la cible des remplacements engagés par le concessionnaire.

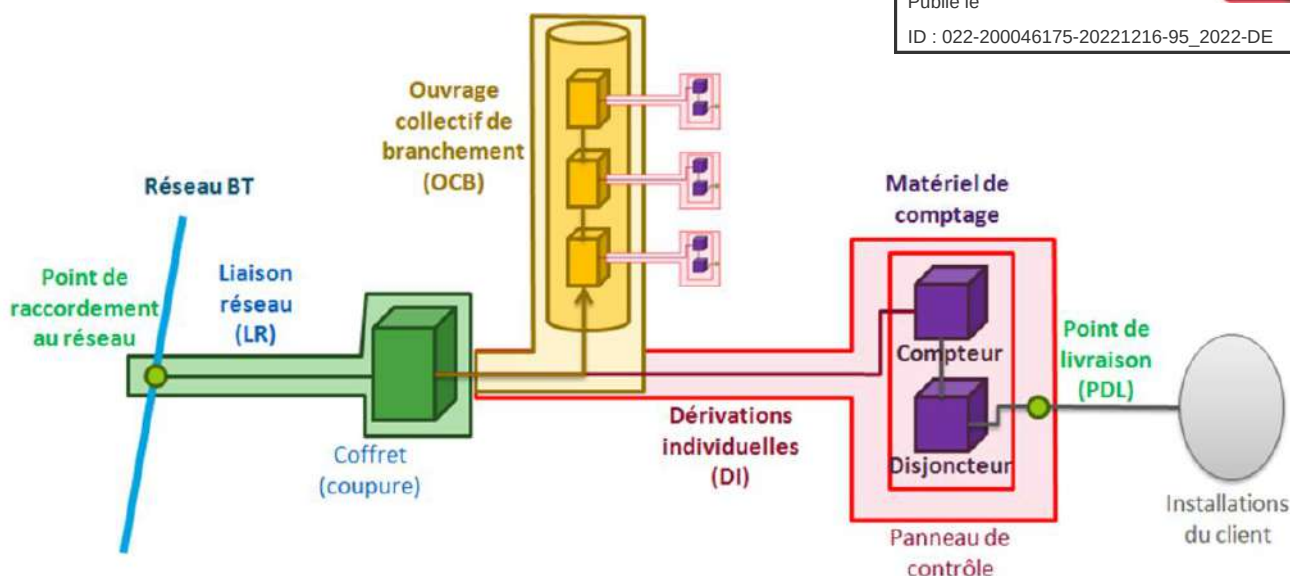
Le concessionnaire ne dispose pas, à ce jour, d'un inventaire exhaustif des équipements de postes. Un travail est en cours afin de le constituer au fil de l'eau lors des visites de postes. A ce stade, l'autorité concédante n'est donc pas en capacité d'évaluer l'état et la conformité de ces équipements.

2.2.5 Branchements et comptages

2.2.5.1 INVENTAIRE DES BRANCHEMENTS ET MATERIELS DE COMPTAGE : PRINCIPES ET CALENDRIER

En application de l'article 153 de la Loi de Transition Energétique pour une Croissance Verte (LTE-CV), Enedis a lancé un inventaire des branchements en exploitation, selon le calendrier suivant :

- 2018-2019 : comptages C1-C4 (sup 36 kVA et HTA) et ouvrages collectifs
- 2021 : liaisons réseau
- 2022 : dérivations des branchements individuels
- 2022 : disjoncteurs



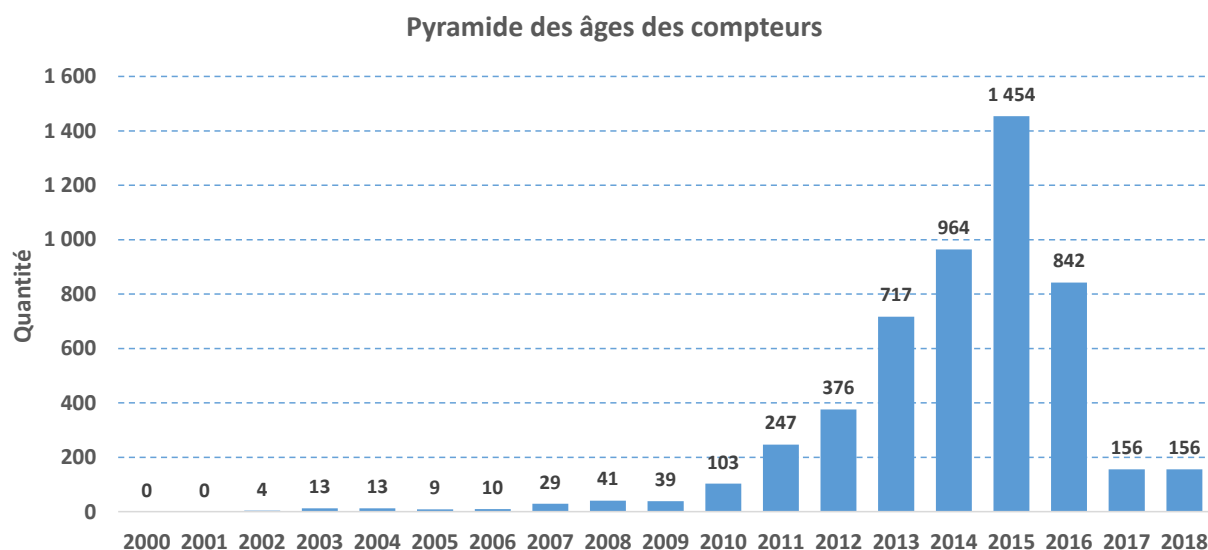
Les paragraphes suivants détailleront ainsi les premiers résultats de l'inventaire portant sur les comptages C1-C4 et les colonnes montantes (ouvrages collectifs)

2.2.5.2 MATERIELS DE COMPTAGE C1-C4

A l'occasion de la fin des tarifs réglementés de vente (TRV), tous les matériels de comptage C1 à C4 ont été renouvelés. Cette opération a ainsi permis, de manière indirecte, de fiabiliser la base technique associée et de mettre en place une individualisation de ces matériels dont la localisation :

- Les compteurs et dispositifs de communication ont été individualisés en comptabilité.
- Les autres matériels équipant le point de comptage (transformateurs de courant ou de tension notamment) font partie d'une dérivation individuelle dont les valeurs seront individualisées en 2022.

Sur le territoire de la concession, on dénombre ainsi 5173 compteurs C1-C4 dont la pyramide des âges est la suivante.



2.2.5.3 COLONNES MONTANTES (OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT)

La loi ELAN du 23 novembre 2018 a fixé comme principe d'intégrer aux ouvrages de distribution publique d'électricité l'ensemble des colonnes montantes (mises en service antérieures à 1992 et non renouvelées), dans un délai de 2 ans à compter de la date de promulgation de la loi.

A fin 2020, l'inventaire comptable recense 8 902 ouvrages collectifs de branchement de type colonne montante, dont 3 311 ont été transférés au titre de la loi ELAN le 24 novembre 2020.

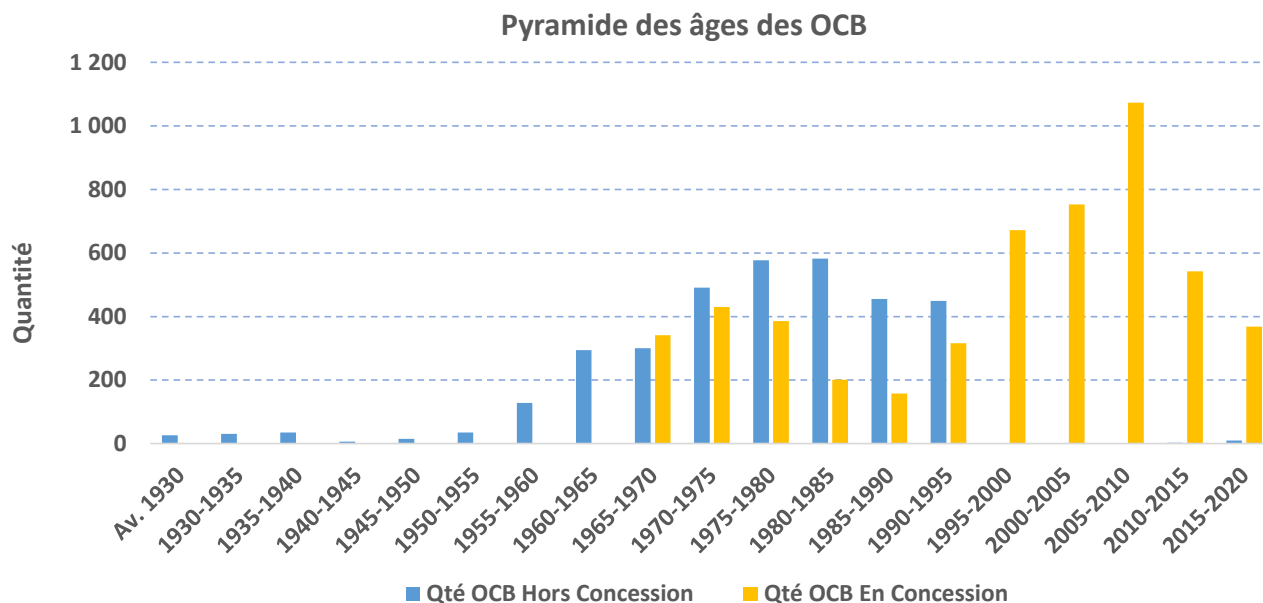
Ouvrages collectifs de branchement	2020
Colonnes	3 087
Locaux techniques	5 815
Total	8 902

L'inventaire des colonnes montantes en exploitation est obtenu par le rapprochement de la liste des points de livraison situés à une adresse avec la description cadastrale des bâtiments à cette adresse.

Grâce à ces travaux, Enedis peut disposer, dans la base de données technique, pour chaque colonne en et hors concession, de :

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

Lors du transfert, cette méthode a permis de dénombrer 8 679 colonnes sur le territoire du SDE22, dont 5 241 en concession et 3 438 hors concession à date. La pyramide des âges de ces ouvrages est la suivante.



2.2.5.4 DISJONCTEURS DE BRANCHEMENTS

Le concessionnaire a engagé une vaste campagne d'identification et de remplacement des disjoncteurs de branchement GE-ABB installés par Enedis et les entreprises entre mai 2017 et mars 2019, qui présentent un risque pour la sécurité des installations électriques des usagers (défaut de la fonction différentielle).

Le concessionnaire avait déjà connu un cas de retrait d'équipements récents avec les boîtes de jonction 3M installés entre câbles de même nature ou de nature différente, suite à un défaut d'isolation de série en 2001. Ce défaut avait également obligé Enedis à engager une campagne de remplacement.

2.2.5.5 ETAT D'AVANCEMENT DU DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

A fin mai 2020, le taux de déploiement du compteur Linky sur le territoire du SDE22 était de 88,3%, soit 351 567 compteurs posés.

2.3 Performance du réseau

2.3.1 Décret qualité – continuité d'alimentation

<i>Synthèse : Clients en dépassement</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA en dépassement	36 602	29 114	7 066	10 698	7 038	4 413
	9,6%	7,6%	1,8%	2,8%	1,8%	1,1%
Nombre de communes concernées	195	160	95	120	90	72
	52,3%	42,9%	25,5%	32,2%	24,1%	19,3%

<i>Coupures brèves</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils CB	5 863	0	0	0	0	0
	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	17	0	0	0	0	0
	4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

<i>Coupures Longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils CL	2 059	1 044	1 708	459	477	222
	0,5%	0,3%	0,4%	0,1%	0,1%	0,1%
Nombre de communes concernées	23	17	24	9	6	6
	6,2%	4,6%	6,4%	2,4%	1,6%	1,6%

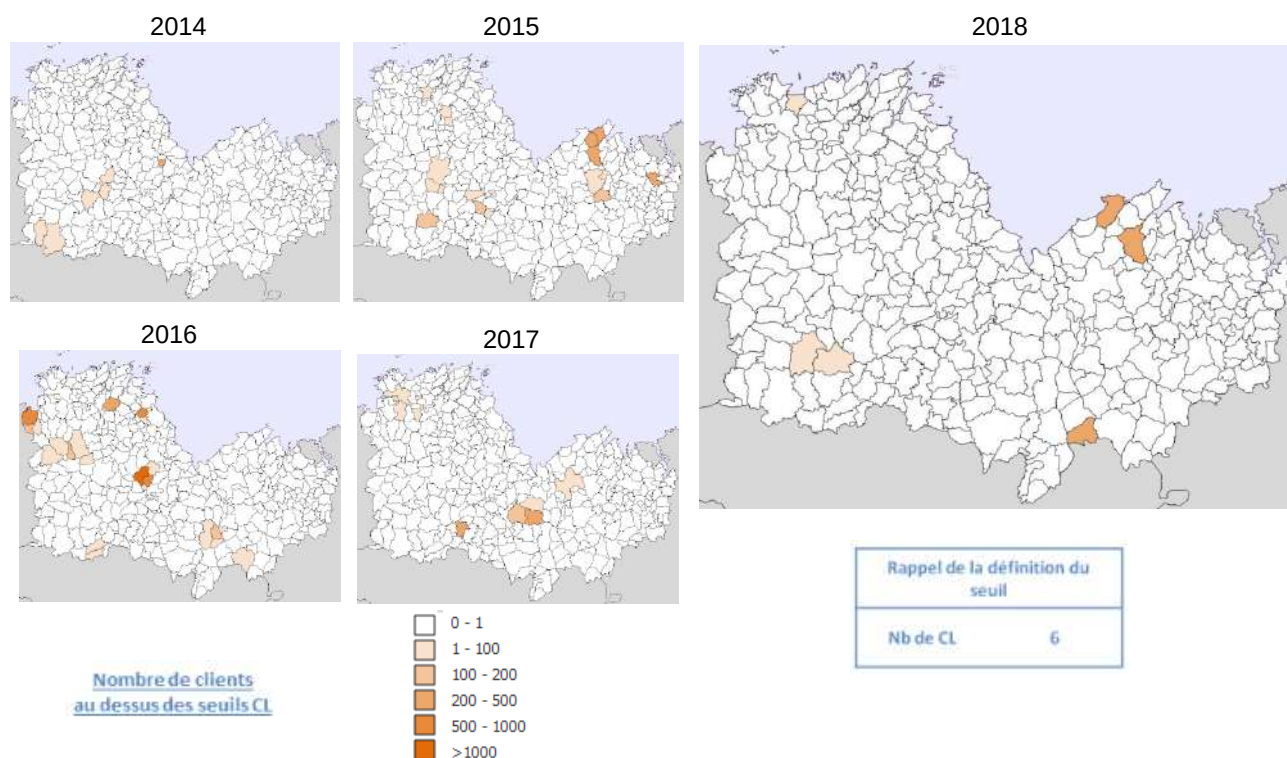
<i>Durée de coupures longues</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils en durée cumulée	33 562	29 112	6 717	10 208	6 970	3 970
	8,8%	7,6%	1,7%	2,6%	1,8%	1,0%
Nombre de communes concernées	190	160	89	116	89	71
	50,9%	42,9%	23,9%	31,1%	23,9%	19,0%

Le seuil du décret vis-à-vis du taux de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation, défini à 5%, a été dépassé en 2013 et 2014, essentiellement en raison de la durée cumulée des coupures longues ayant affecté les clients.

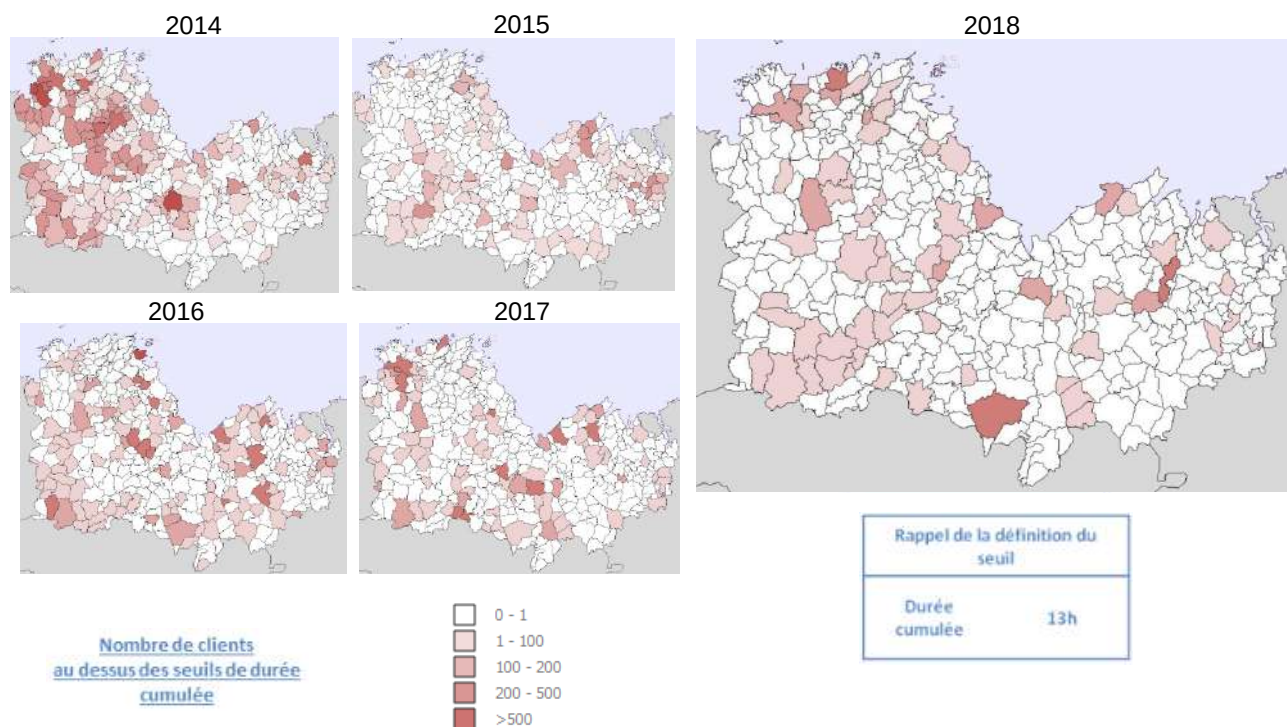
- L'hiver 2013-2014 a été marqué par une **succession d'évènements climatiques intenses**, qui ont eu un fort impact sur les réseaux aériens HTA du territoire: **plus de 300 incidents non classés exceptionnels entre décembre 2013 et février 2014, résultant en près de 200 min de critère B sur cette seule période.**

Depuis 2015, le taux de CMA « continuité » est resté en-deçà de ce seuil de 5%, avec un taux moyen de 1,9 % sur la période 2015-2018.

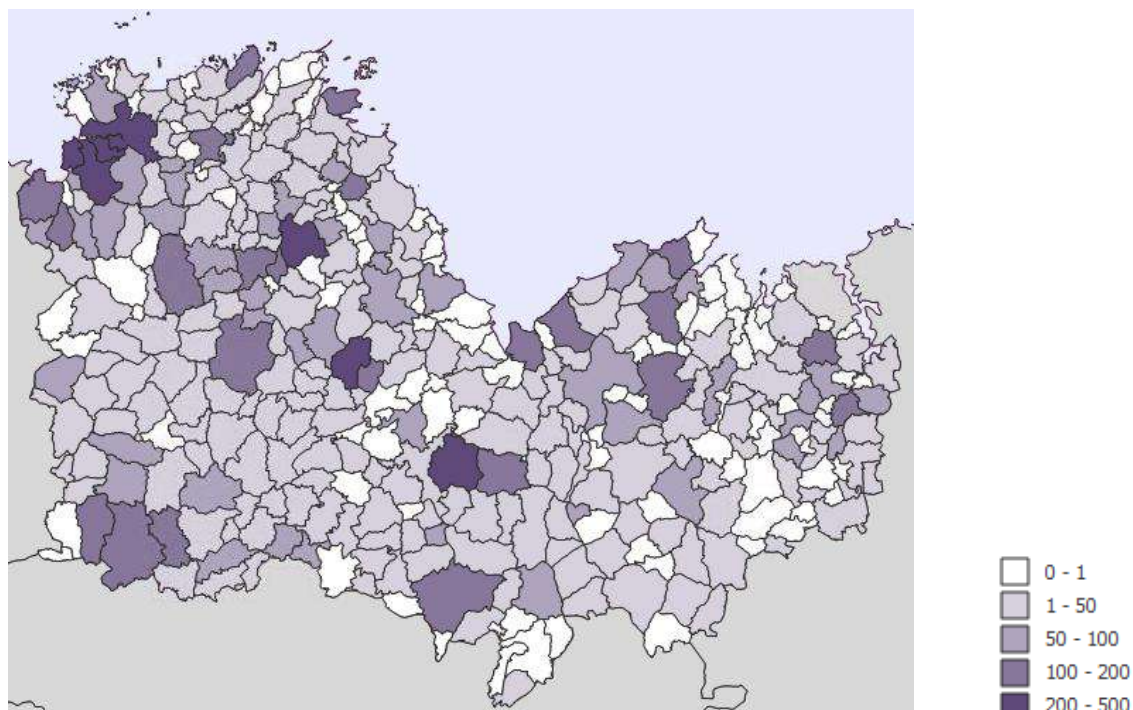
Qualité à la maille communale : Nombre de Clients au-dessus des seuils de nombre de Coupures Longues



Qualité à la maille communale : Nombre de Clients au-dessus des seuils en durée cumulée



Qualité à la maille communale : moyenne 2014-2018 du nb de client en CL (en dépassement / nombre ou durée de CL)



2.3.1.1 FREQUENCE DE COUPURE

La fréquence de Coupures Longues incidents HTA permet d'appréhender le nombre moyen de coupures longues (>3 min) sur incident HTA par client.

Année d'observation	Fréquence de Coupures longues TCC	National TCC	Année d'observation	Fréquence de Coupures longues INC HIX	National Hix
2013	1,41	1,02	2013	1,13	0,80
2014	1,20	0,87	2014	0,92	0,68
2015	1,36	0,91	2015	0,66	0,69
2016	1,15	0,85	2016	0,78	0,63
2017	1,12	0,93	2017	0,77	0,68
2018	1,14	0,92	2018	0,84	0,69

2.3.2 Décret qualité – tenue de tension

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nb de clients BT et HTA en dépassement	2502	1850	1476	1823	1903	3648
	0,7%	0,5%	0,4%	0,5%	0,5%	0,9%
Nb de communes concernées	195	160	95	120	90	72
	52%	43%	25%	32%	24%	19%

	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%	Nb CMA	%
Rural	2 103	1,0%	1 581	0,7%	1 230	0,6%	1 521	0,7%	1 541	0,7%	2 591	1,2%
Urbain	399	0,2%	269	0,2%	246	0,1%	302	0,2%	362	0,2%	1 057	0,6%

	2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%	Nb DMA	%
Rural	485	2,3%	390	1,8%	303	1,4%	359	1,7%	334	1,5%	627	2,9%
Urbain	46	0,5%	33	0,4%	25	0,3%	25	0,3%	31	0,3%	90	1,0%
Total	531	1,8%	423	1,4%	328	1,1%	384	1,3%	365	1,2%	717	2,3%

Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés dans les Côtes-d'Armor au sens de la tenue de tension depuis la mise en application du décret.

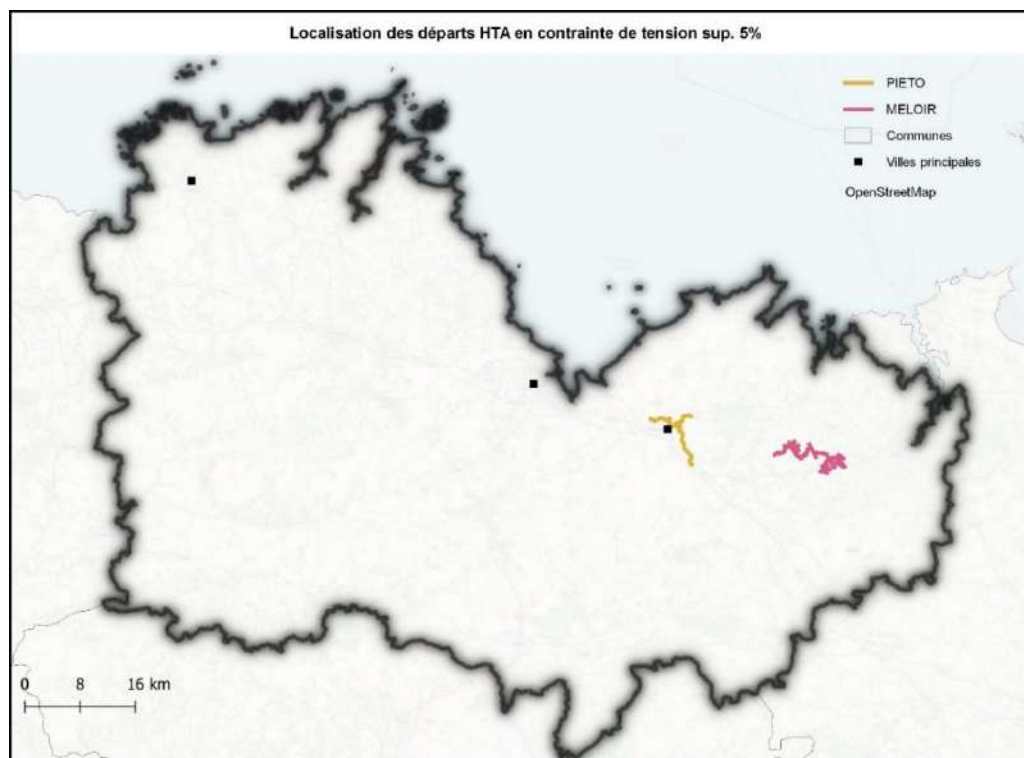
Un nombre de clients mal alimentés en tenue de tension durablement bas sur la période 2013-2018, bien en-deçà du seuil défini par le décret qualité (NB : 3%).

A noter que le taux est en augmentation en 2018, essentiellement en raison du changement de méthode de calcul mis en place pour ce dernier exercice (NB : nouvelle méthode détaillée en annexe 6.6)

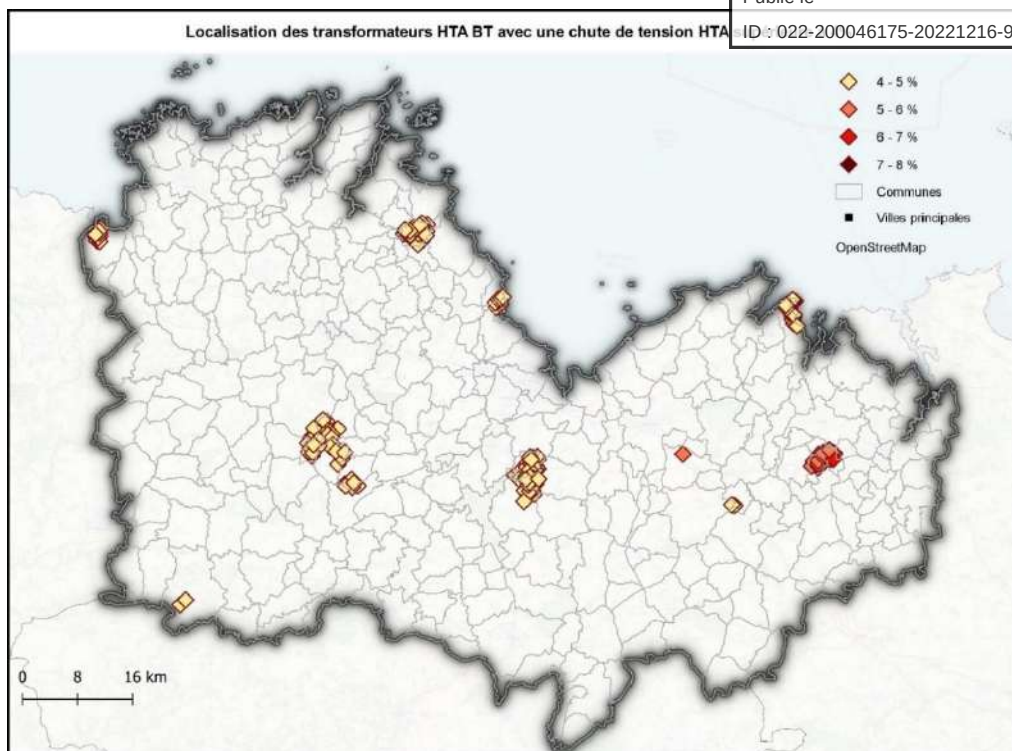
2.3.2.1 DEPARTS HTA EN CONTRAINTE DE TENSION

Un départ HTA est considéré en contrainte de tension lorsque la chute de tension, calculée dans des conditions de puissance à température minimale de base (P_{tm}b), dépasse 5 %.

A fin 2020, 2 départs HTA ont une chute de tension calculée supérieure à 5 % : le départ « Piéto » (5,38%) et « Meloir » (6,39%).

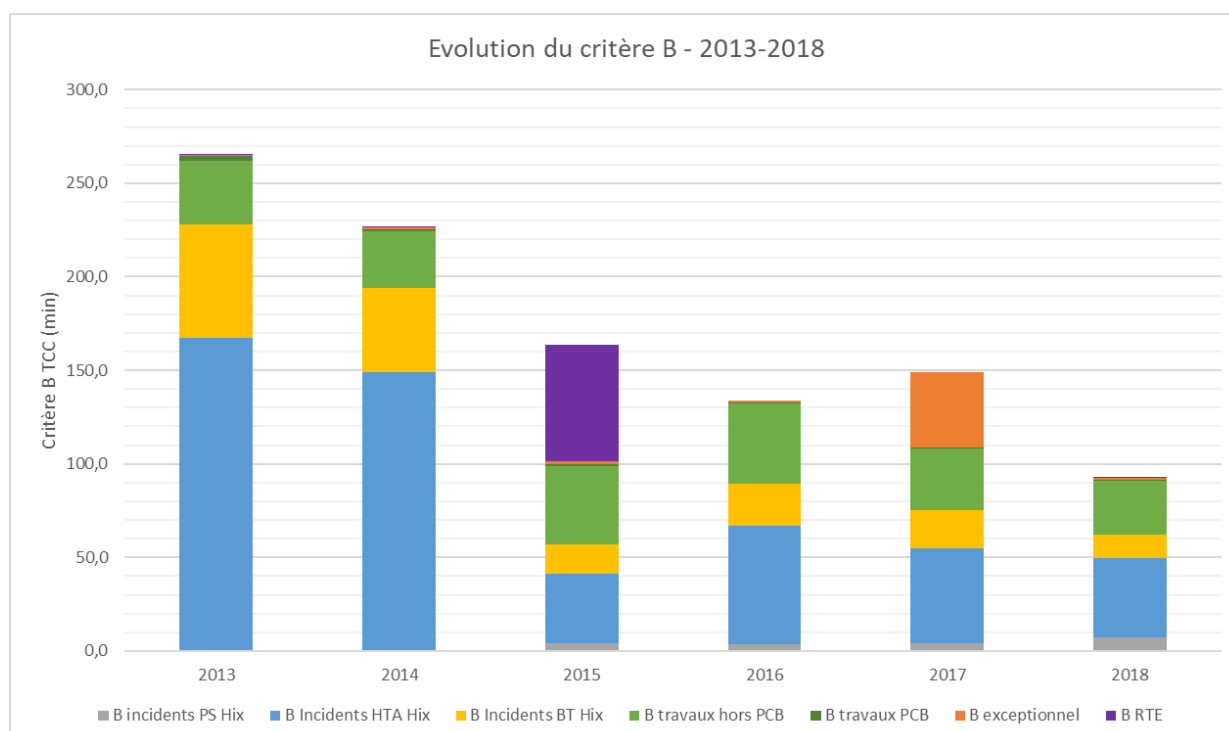


Les transformateurs HTA BT dont la chute de tension à leur borne amont est supérieure à 4% sont présentés sur la carte ci-après. Ceux dont la chute de tension à leur borne amont est entre 4% et 5% sont considérés comme proches d'être en contrainte de tension.



2.3.3 Evolution du critère B de la concession

Année d'observation	B incidents PS Hix	B Incidents HTA Hix	B Incidents BT Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Hix hors RTE SDE 22	B Hix hors RTE national	B exceptionnel	B RTE	BTCC SDE 22
2013	0,3	166,8	60,7	34,2	2,8	265	82	0,4	0,2	265,4
2014	0,7	148,1	45,0	30,4	0,9	225	64	1,1	0,0	226
2015	3,9	37,3	15,8	41,9	1,0	100	61	1,6	62,4	164
2016	3,6	63,5	22,3	42,7	0,8	133	64	0,9	0,0	134
2017	4,0	50,9	20,4	32,8	0,7	109	65	40,2	0,0	149
2018	7,1	42,5	12,5	28,7	0,4	91	64	1,1	0,2	93



Un critère B hors exceptionnel et hors RTE moyen de **154 min sur la période 2013-2018**, en raison d'années 2013 et 2014 particulièrement impactées par une succession d'évènements climatiques intenses (cf. hiver 2013-2014).

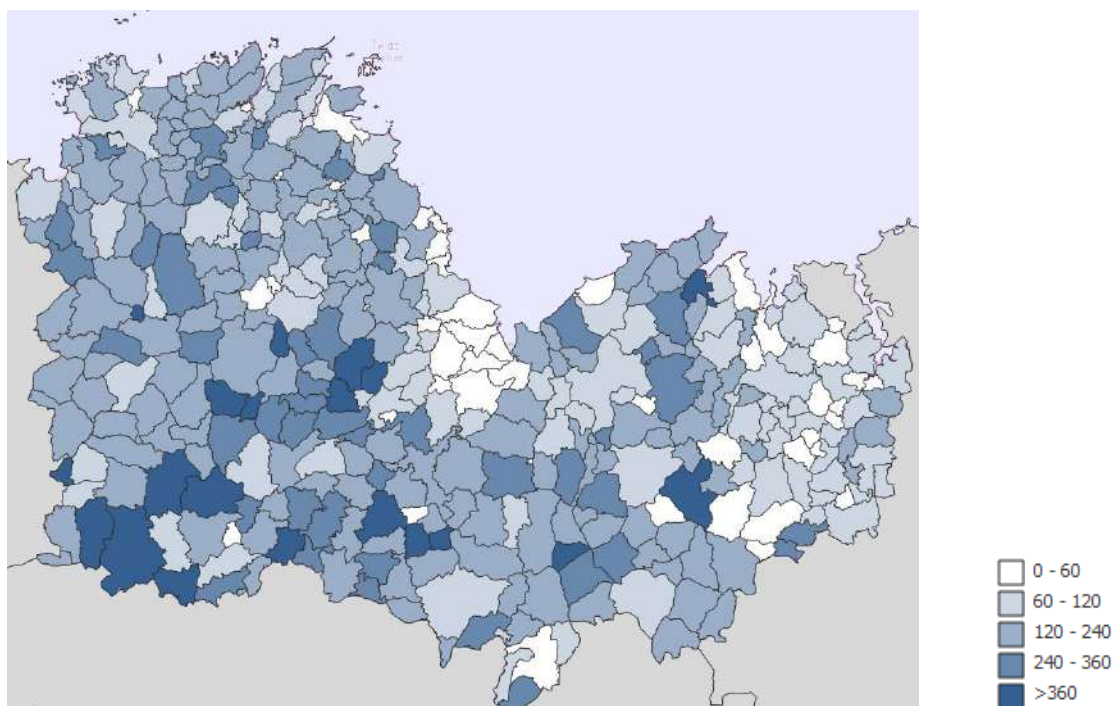
La moyenne du critère B Hix hors RTE s'établit ainsi à **108 min sur les 4 dernières années (2015-2018)**, avec une tendance globale à la baisse.

Le territoire du SDE22 étant caractérisé par une importante dimension rurale, et par exposition relativement forte aux évènements climatiques intenses et récurrents, ce niveau moyen de critère B s'établit ainsi sensiblement au-dessus de la moyenne nationale sur la période.

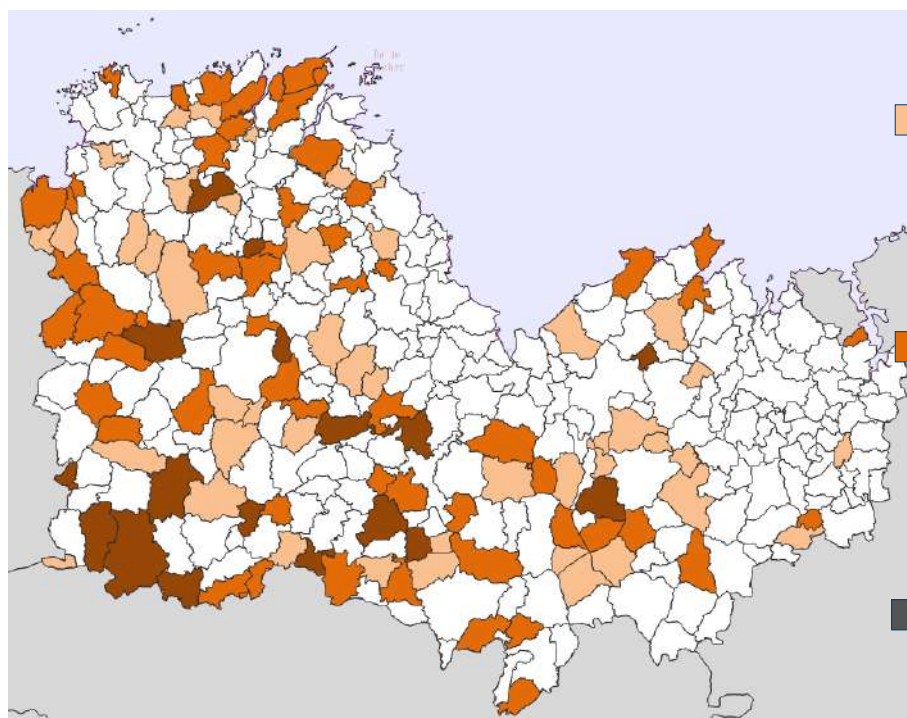
Les conséquences d'évènements climatiques intenses et leurs effets collatéraux, qui ne sont pas forcément classés en régime exceptionnel, expliquent pour partie la variabilité de la part de critère B incident annuelle (en particulier sur les réseaux HTA).

Analyse par commune :

- Critère B Hix hors RTE moyen sur la période 2015-2018 :



- Communes avec double dépassement de seuils de critère B incident sur



Communes dont le critère B incident HTA Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 90 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période

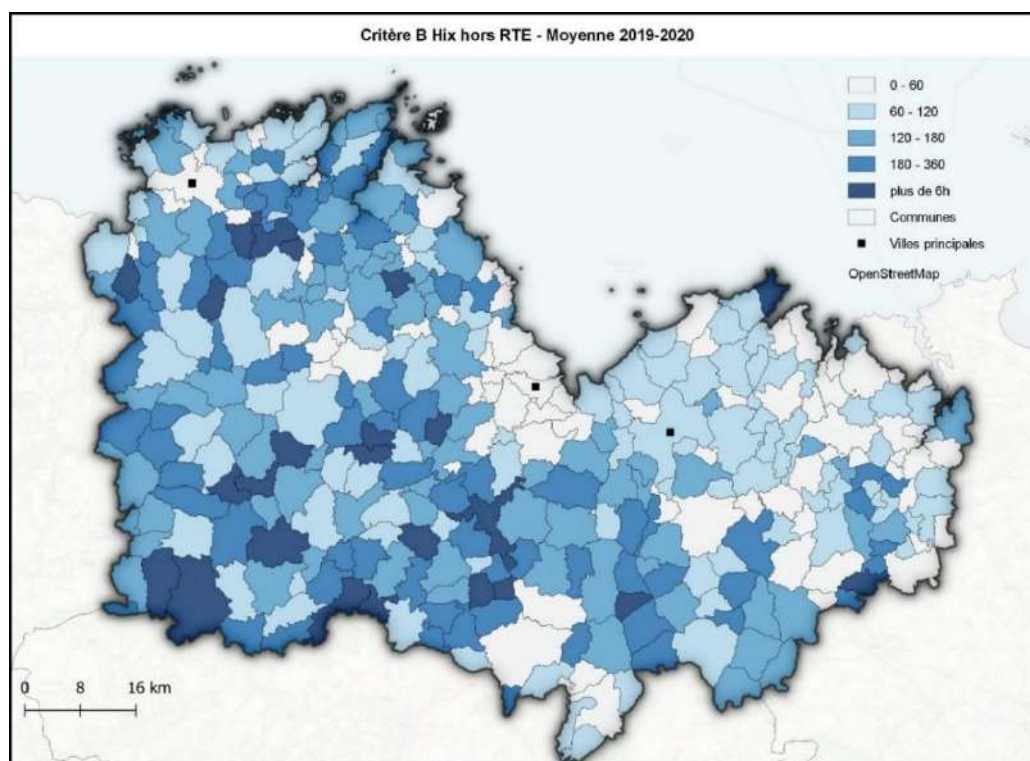
Communes dont le critère B incident BT Hix moyen 2015-2018 est supérieur à 30 min et qui ont dépassé cette valeur plus de 2 fois sur la période

Communes dont le critère B incident BT Hix moyen est supérieur à 30 min ET le critère B incident HTA Hix moyen est supérieur à 90 min et qui ont dépassé ces valeurs plus de 2 fois dans la période

Les communes situées dans un large quart Sud-Ouest du département, zone de faible densité de population entre le Mené au Sud et le Trégor à l'Ouest, apparaissent plus impactées par les incidents sur la base du temps de coupure moyen perçu par les clients qui y sont localisés.

Une zone de fragilité apparaît également au Nord-Ouest du département, notamment sur une zone côtière située entre Paimpol et Lannion. Cette fragilité est essentiellement due au réseau BT fil nu, particulièrement exposé et vulnérable dans cet environnement.

La carte suivante présente la moyenne du critère B Hix hors RTE sur la période 2019-2020 :



2.3.4 Comparaison du critère B avec les moyennes nationales

La durée moyenne de coupure par usager BT (critère B) est analysée par zones de densité de population, correspondant aux zones de desserte « émeraude », qui comprennent pour le département des Côtes d'Armor :

- Communes rurales de moins de 10 000 habitants (zone de desserte Emeraude Z1) : 318 communes
- Petites agglomérations de 10 000 à 100 000 habitants (zone de desserte Emeraude Z2) : 110 communes
- Agglomérations de plus de 100 000 habitants hors communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne (zone de desserte Emeraude Z3) : aucune commune
- Communes de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne (zone de desserte Emeraude Z4) : aucune commune

Sur la chronique 2016-2019, le critère B hors événements exceptionnels et hors RTE de la concession par zone de desserte Emeraude est supérieur aux moyennes nationales :

Critère B HIX hors RTE par zone de desserte Emeraude (mn)	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 2016-2019	Ecart SDE22 avec moy. nat.
Zone de desserte Emeraude 1 du SDE22 <i>318 communes</i>	172,7	139,7	113,2	122,3	127,3	137,0	23%
Moyenne nationale Enedis Zone desserte Emeraude 1	112,5	114,3	107,9	111,0	NC	111,4	
Zone de desserte Emeraude 2 du SDE22 <i>110 communes</i>	78,6	66,6	61,8	70,7	41,9	69,4	50%
Moyenne nationale Enedis Zone desserte Emeraude 2	47,8	44,9	46,8	46,0	NC	46,4	

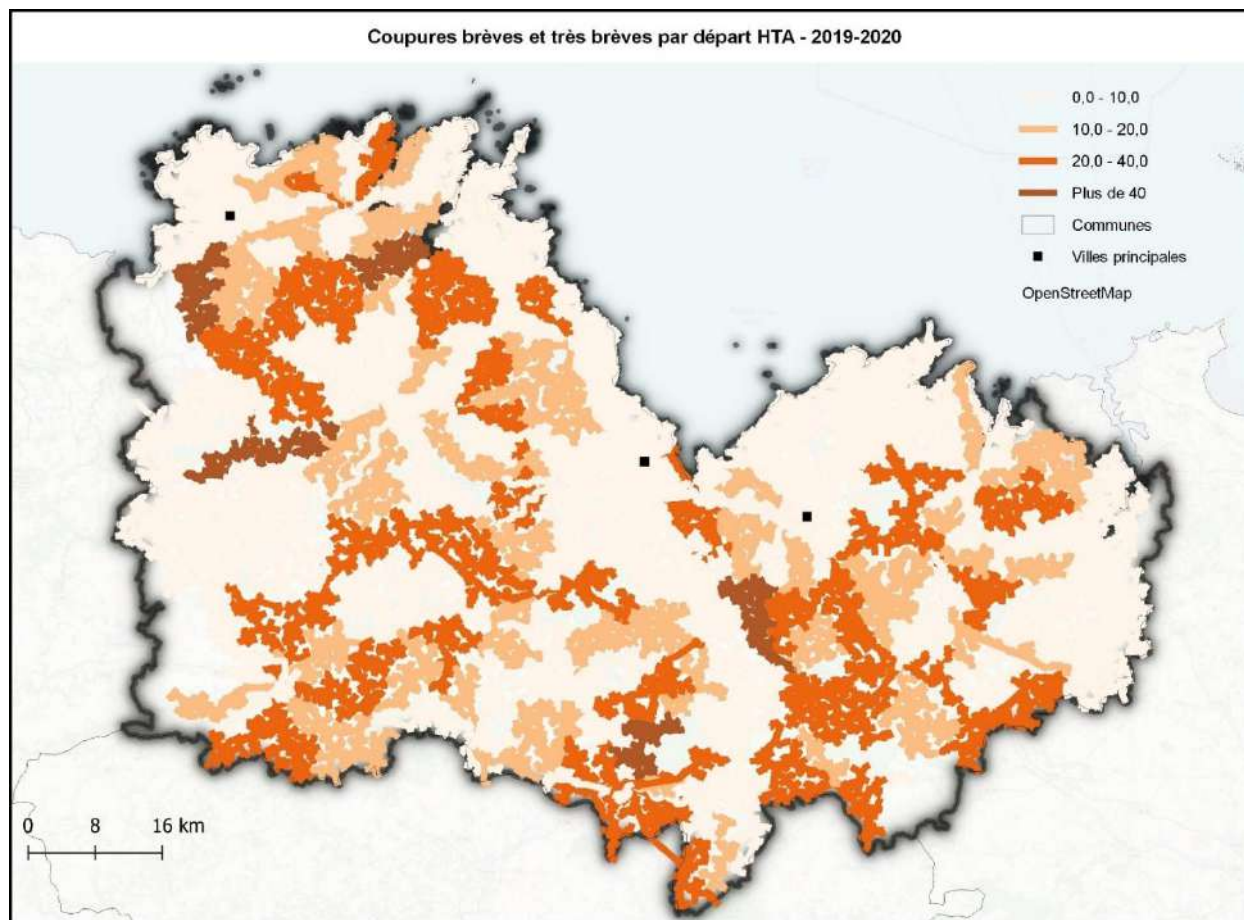
Cette comparaison ne prend pas en compte les caractéristiques des réseaux (exposition, structure, topologie).

2.3.5 Coupure brèves et très brèves

Les coupures brèves sont les coupures dont la durée est comprise entre 1 seconde et 3 minutes. Les coupures très brèves sont les coupures de moins d'une seconde.

Nombre de coupures brèves et très brèves sur le réseau HTA - Concession-	2019	2020
Nombre de coupures brèves et très brèves	1555	1588
Nombre de coupures très brèves	1223	1255

La carte ci-après présente le nombre de coupures brèves et très brèves sur les départs HTA de la concession.



2.3.5.1 IMPACT DES EVENEMENTS SALINS

La pollution saline est un élément pris en compte par Enedis en Bretagne dans le choix du matériel installé sur les lignes aériennes sur une bande de 20 km en zone côtière. Il est notamment pratiqué un sur isolement sur les chaînes d'isolateurs (avec une augmentation de la ligne de fuite).

2.3.6 Fiabilité des ouvrages HTA

2.3.6.1 TAUX DE FIABILITE CONSTATE HORS EVENEMENTS EXCEPTIONNELS (HIX)

Nombre d'incidents Hix par typologie de réseau incidenté (i.e. « siège »)

Siège des incidents	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HTA aérien	274	241	157	192	181	169
HTA autres	6	8	19	8	11	29
HTA sans dégâts	79	64	59	70	45	56
HTA sout	47	39	33	33	31	37
Postes HTA/BT	71	47	38	49	46	49
Total	477	399	306	352	314	340

Taux de fiabilité Hix par typologie de réseau HTA (par an/100km), y compris causes tiers et malveillance, et hors sans siège et sans dégâts :

Année	Taux Incidents HTA HIX / 100 km		Taux Inc. HTA HIX siège souterrain		Taux Inc. HTA HIX siège aérien	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	4,2	4,5	1,4	2,6	3,5	3,6
2014	3,5	3,9	1,1	2,1	3,1	3,1
2015	2,6	3,6	0,9	2,5	2,0	2,8
2016	3,0	3,5	0,8	2,0	2,5	3,0
2017	2,7	4,0	0,8	2,0	2,4	3,6
2018	2,9	4,0	0,9	2,2	2,3	3,4
Moyenne	3,2	3,9	1,0	2,2	2,6	3,3

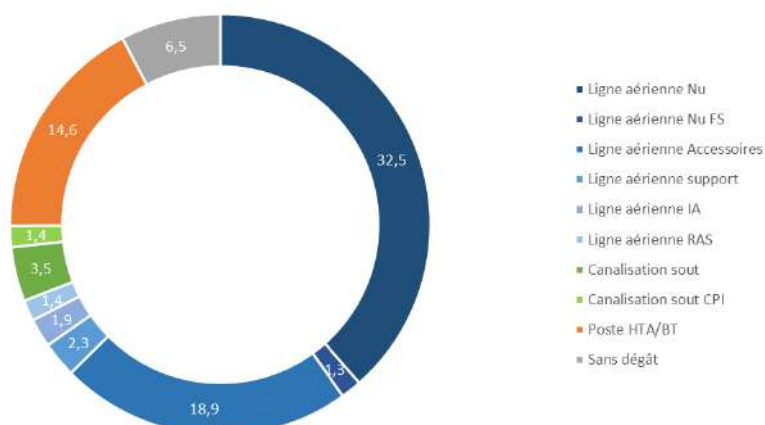
Les taux d'incidents se situent globalement en dessous des taux nationaux constatés.

Le réseau souterrain est particulièrement fiable, avec des taux d'incident plus de deux fois inférieurs à la moyenne nationale constatée.

Le réseau aérien est également plus fiable que la moyenne nationale, en particulier sur les 2 derniers exercices.

Impact sur le critère B (moyenne sur 2013-2018)

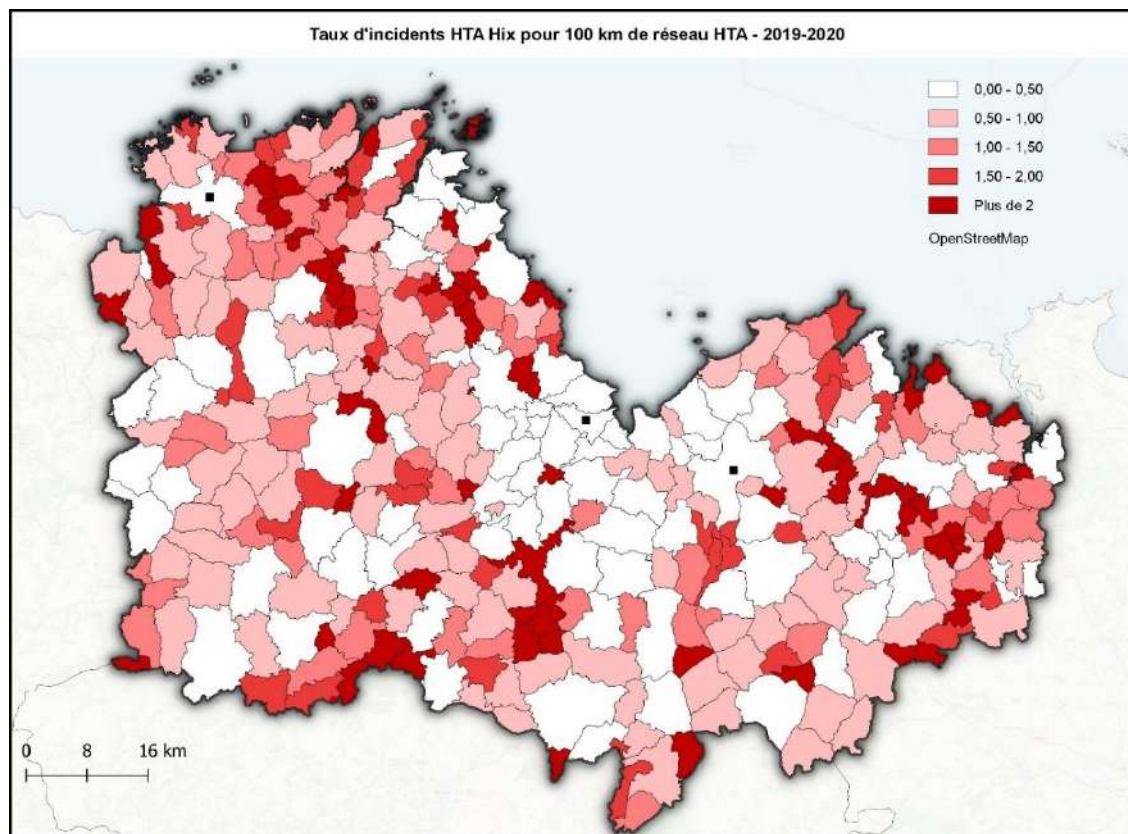
Moyenne critère B inc HTA Hix 2013-2018 par siège



Le réseau aérien contribue à hauteur de 70 % du temps de coupure moyen sur la période 2013-2018

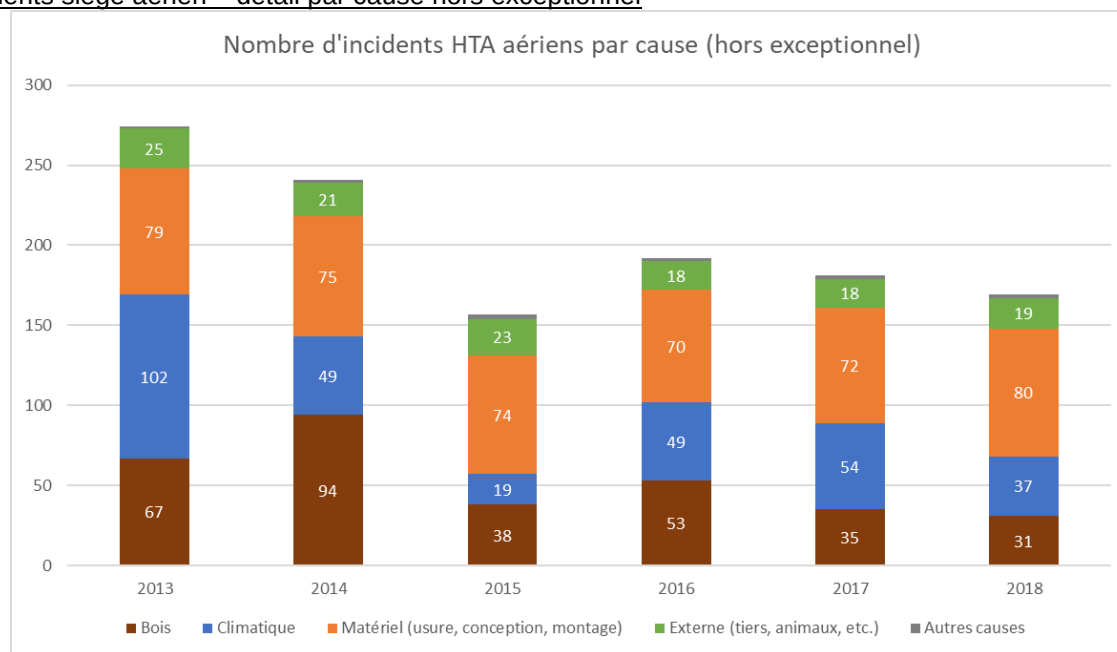
- Depuis 2015, Enedis mène une action forte dans le cadre du PEIM pour sécuriser les réseaux les plus vulnérables. Enedis a également engagé depuis 2013 des actions de PDV pour renforcer la fiabilité des réseaux aériens pérennes.

La carte ci-après présente à la maille communale la moyenne des taux d'incidents Hix pour 100 km de réseau HTA calculée sur la chronique 2019 – 2020 : ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE



2.3.6.2 ANALYSE DE L'INCIDENTOLOGIE DU RESEAU HTA AERIEN

Incidents siège aérien – détail par cause hors exceptionnel



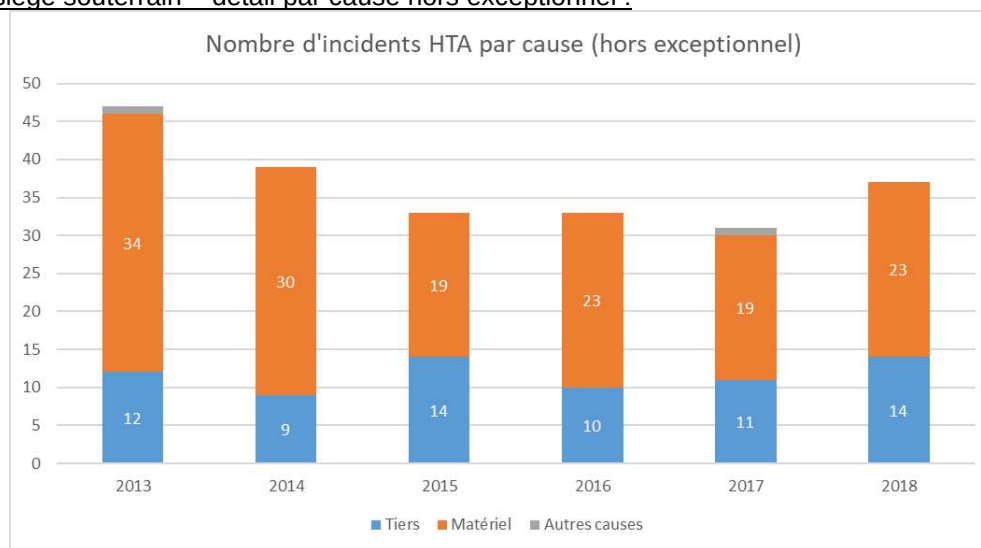
Les efforts menés sur l'élitage depuis 2014 ont généré une baisse sensible du nombre d'incidents dus à la végétation

➔ Nombre d'incidents divisé par deux sur cette cause entre 2013 et 2018

On constate également une réduction significative du nombre d'incidents pour cause climatique, malgré la survenue d'événements climatiques intenses relativement fréquents.

2.3.6.3 ANALYSE DE L'INCIDENTOLOGIE DU RESEAU HTA SOUTERRAIN

Incidents siège souterrain – détail par cause hors exceptionnel :



Un nombre d'incidents relativement stable depuis 2014

- Enedis mène une action forte de précision de la localisation des réseaux souterrains pour juguler le nombre d'incidents « tiers »

La liste des causes d'incidents relevant de tiers est présentée en annexe 6.8.

Incidents siège souterrain selon technologie de câble (synthétique ou CPI) :

Incidents souterrains toutes causes	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne 2013-2018
Synthétique TCC	36	27	25	26	25	23	27
CPI TCC	11	12	8	8	6	14	10

Incidents souterrains hors cause tiers	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne 2013-2018
Synthétique hors tiers	24	19	14	16	14	13	17
CPI hors tiers	11	11	5	7	6	10	8

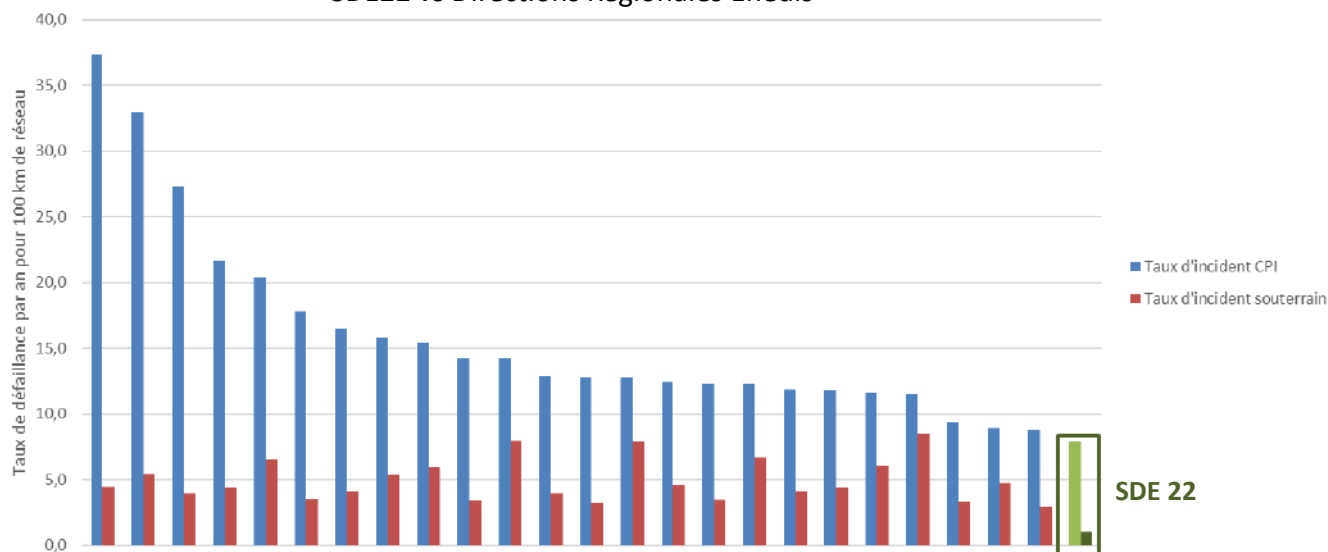
Les câbles d'ancienne technologie (CPI) représentent 27% des incidents TCC, et 32% des incidents hors « tiers », pour seulement 3% du linéaire.

Taux de fiabilité des réseaux HTA souterrains (par an / 100 km)

Année	Taux d'incidents synthétique		Taux d'incidents CPI		Taux d'incidents sout global	
	TCC	hors tiers	TCC	hors tiers	TCC	hors tiers
2013	1,1	0,7	7,8	7,8	1,4	1,0
2014	0,8	0,6	9,0	8,2	1,1	0,8
2015	0,7	0,4	6,2	3,9	0,9	0,5
2016	0,7	0,4	6,7	5,8	0,9	0,6
2017	0,6	0,4	5,3	5,3	0,8	0,5
2018	0,6	0,3	12,5	8,9	0,9	0,5
Moyenne	0,7	0,5	7,9	6,7	1,0	0,7

Le graphique suivant présente le taux de défaillance des réseaux souterrains HTA du SDE22, calculé sur la chronique 2013-2018, en comparaison avec les taux de défaillance des réseaux souterrains HTA des autres directions régionales d'Enedis sur la même chronique.

Taux de défaillance des réseaux SDE22 vs Directions Régionales Enedis



Les taux d'incidents constatés sur les réseaux souterrains HTA de la concession restent très inférieurs aux taux d'incidents nationaux, que ce soit sur les tronçons CPI ou synthétique.

2.3.7 Fiabilité des ouvrages BT

- Nombre d'incidents BT

Année d'observation	BT sout	BT aérien nu	BT aérien torsadé	BT aérien support	BT Remontée aéro-sout	Postes HTA/BT	BT autres	BT sans dégâts	Total
2013	139	446	48	10	3	231	30	115	1022
2014	115	424	82	18	5	202	47	114	1007
2015	163	407	57	10	12	213	34	156	1052
2016	162	422	91	19	11	242	26	123	1096
2017	211	415	119	16	11	337	20	143	1272
2018	217	345	75	10	12	309	18	126	1112
Moyenne	168	410	79	14	9	256	29	130	1094

Dont incidents hors régime exceptionnel :

Année d'observation	BT sout	BT aérien nu	BT aérien torsadé	BT aérien support	BT Remontée aéro-sout	Postes HTA/BT	BT autres	BT sans dégâts	Total
2013	137	419	45	10	2	224	28	112	977
2014	106	411	75	17	5	197	42	107	960
2015	159	402	53	10	11	207	30	142	1014
2016	156	421	87	19	11	239	25	117	1075
2017	203	397	109	16	9	329	16	132	1211
2018	202	339	74	10	11	290	16	122	1064
Moyenne	161	398	74	14	8	248	26	122	1050

Un tableau de croisement détaillé des incidents par siège et cause est consultable en annexe 6.7.

Taux de fiabilité des réseaux aériens et souterrains (par an/100km), y compris hors sans siège et sans dégâts :

s.causes-tiers-et-malveillance-et
ID : 022-200046175-20221216-95-2022-DE

Année	Taux Incident BT HIX / 100 km		Taux Inc. BT HIX siège souterrain		Taux Inc. BT HIX siège aérien nu		Taux Inc. BT HIX siège aérien torsadé	
	Concession	National	Concession	National	Concession	National	Concession	National
2013	9,8	7,3	2,0	4,1	21,6	17,5	2,1	1,8
2014	10,6	7,2	2,8	3,9	19,0	17,9	5,0	2,3
2015	8,0	7,2	3,0	4,0	17,1	18,1	2,0	1,9
2016	9,4	7,4	3,6	4,4	20,7	19,4	2,9	2,3
2017	8,6	7,9	2,3	4,1	20,9	22,5	3,0	2,6
2018	6,5	8,3	2,8	4,7	16,4	21,1	1,5	2,6
Moyenne	8,8	7,6	2,8	4,2	19,3	19,4	2,7	2,3

Le taux d'incident global moyen pour 100 km de réseau BT sur la période 2013-2018 s'établit un peu au-dessus de la moyenne nationale.

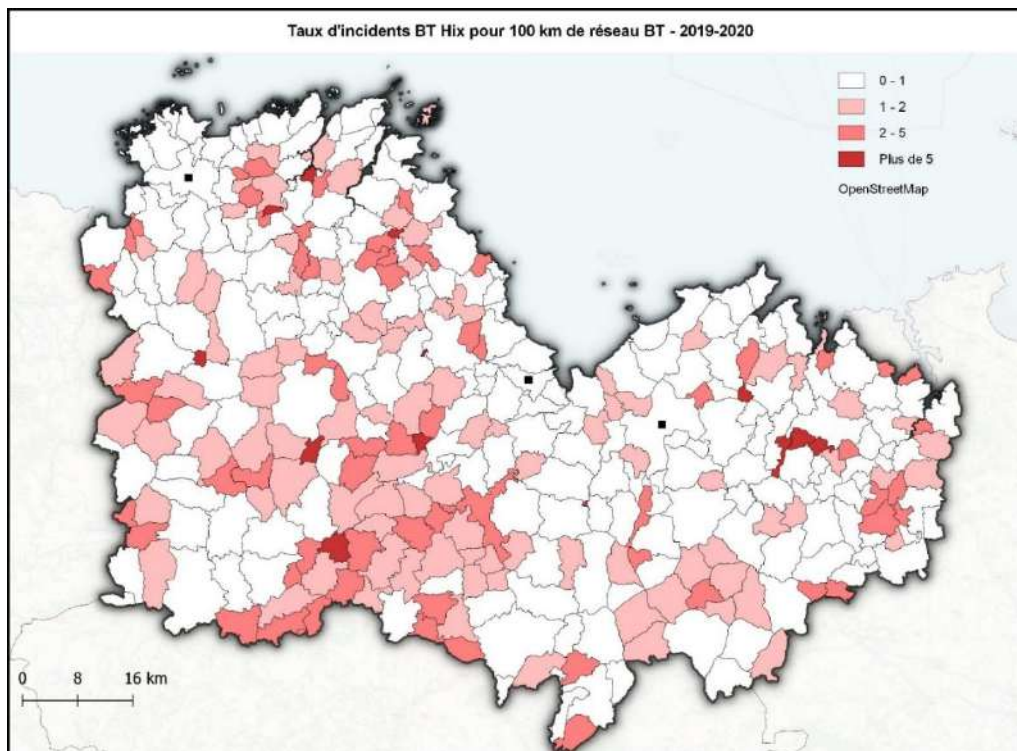
Ceci est essentiellement dû à un taux d'incident très important sur le réseau nu, dont le linéaire reste important sur la concession bien qu'en net recul du fait des efforts conjugués du SDE 22 et d'Enedis.

Ainsi, même si le nombre d'incident est en net recul sur cette technologie, son taux d'incident reste très pénalisant.

Le réseau BT souterrain est quant à lui particulièrement performant par rapport à la moyenne nationale.

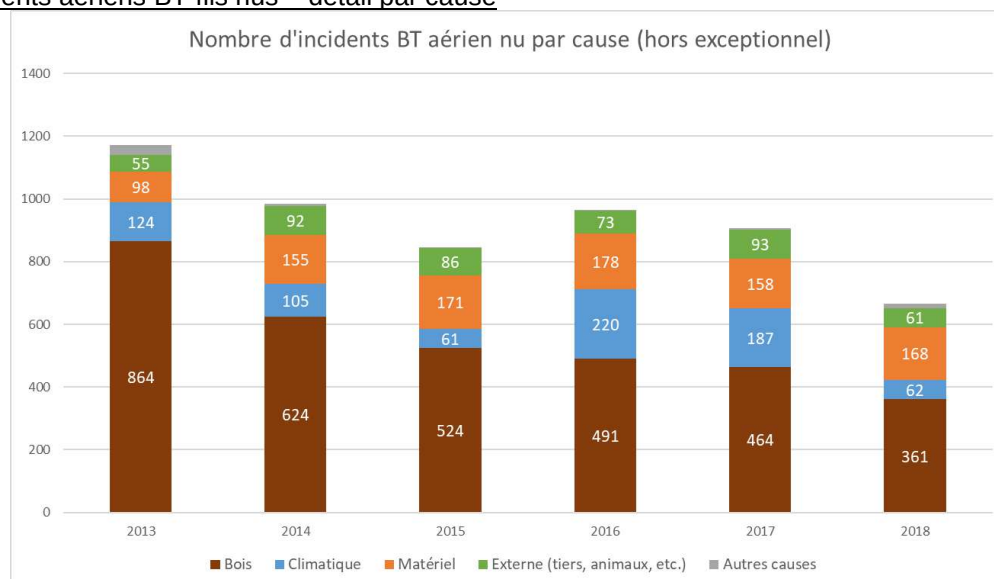
Le taux d'incident moyen du réseau torsadé apparaît un peu supérieur à la moyenne nationale. Ce taux moyen masque néanmoins des années atypiques, comme en témoigne le taux d'incident atteint en 2014 qui pénalise fortement la moyenne sur la période. La technologie torsadé BT reste, en tout état de cause, la plus fiable.

La carte ci-après présente à la maille communale la moyenne des taux d'incidents Hix ayant pour siège le réseau BT pour 100 km de réseau BT calculée sur la chronique 2019 – 2020 :

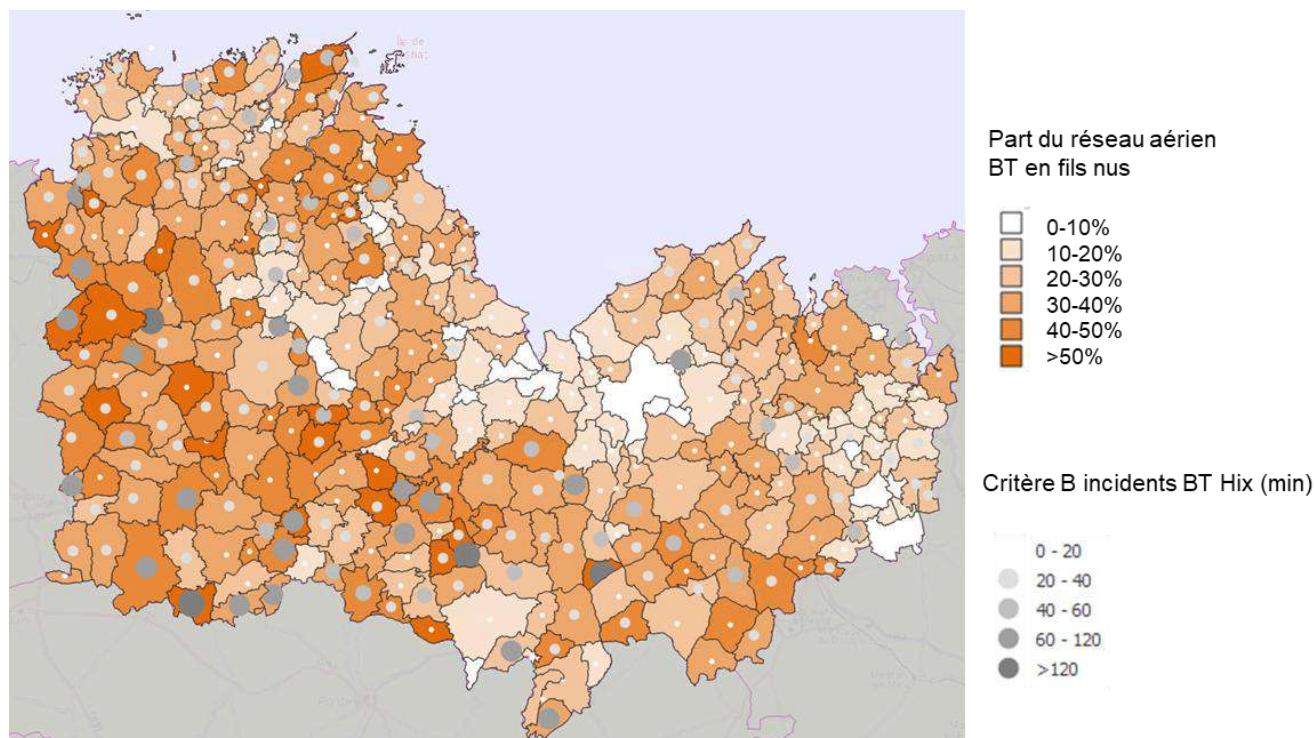


2.3.7.1 ANALYSE DE L'INCIDENTOLOGIE DU RESEAU BT AERIEN

Incidents aériens BT fils nus – détail par cause



La démarche de résorption des fils nus menée conjointement entre le SDE22 et Enedis, complétée par la politique d'élagage mise en œuvre sur la concession, a permis de réduire significativement le nombre, en particulier sur la cause « bois ». La cause « matériel » reste stable en termes de nombre d'incident malgré la baisse marquée du linéaire de fil nu.

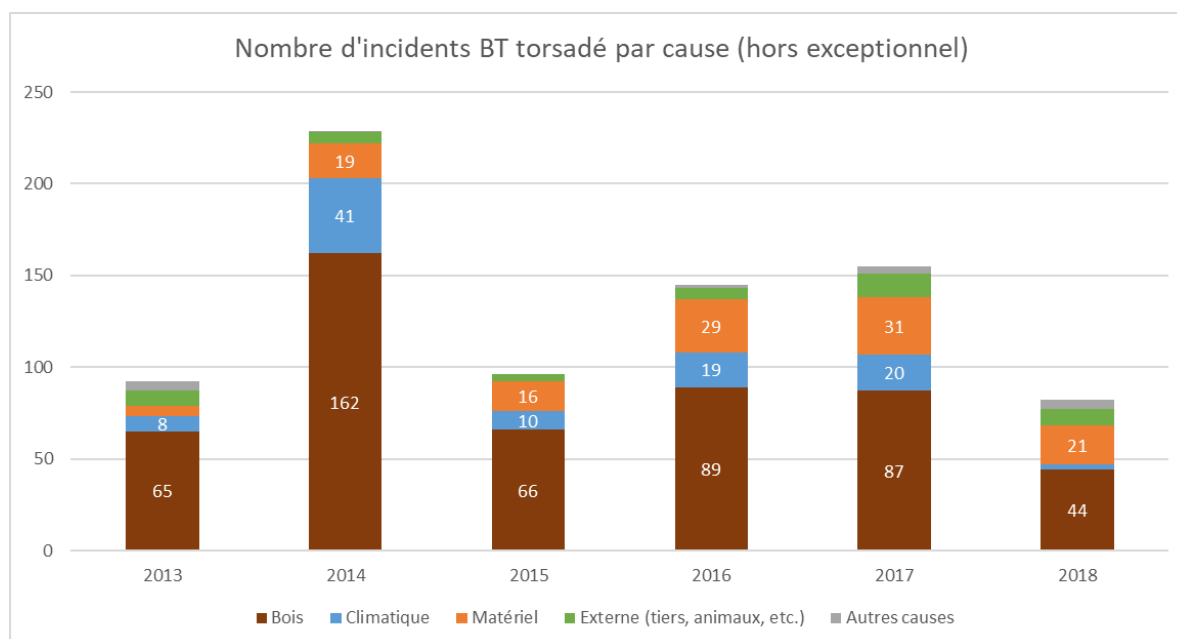


Comparaison du Ratio de fil nu aérien et du critère B Incident Hix par commune

Une zone Sud-Ouest du département qui apparaît plus impactée par les incidents BT en termes de temps moyen de coupure client.

2.3.7.2 ANALYSE DE L'INCIDENTOLOGIE DU RESEAU BT TORSADÉ

Incidents aériens BT torsadé – détail par cause

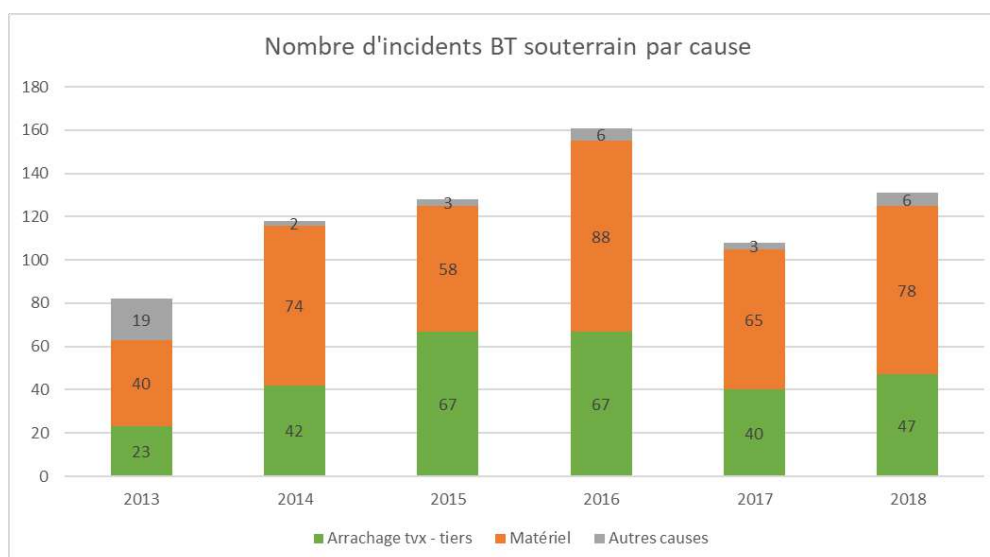


Une année 2014 atypique en raison d'un nombre très important d'incidents pour cause bois. On constate plus globalement une variabilité importante de l'incidentologie sur cette cause, ainsi que sur la cause « climatique » qui lui est liée :

- Enedis mène depuis 2015 des actions d'élégage fortes pour réduire l'impact de la végétation sur la qualité de fourniture et l'incidentologie, et s'attache à inscrire ces actions dans la durée.

2.3.7.3 ANALYSE DE L'INCIDENTOLOGIE DU RESEAU BT SOUTERRAIN

Incidents souterrain BT – détail par cause



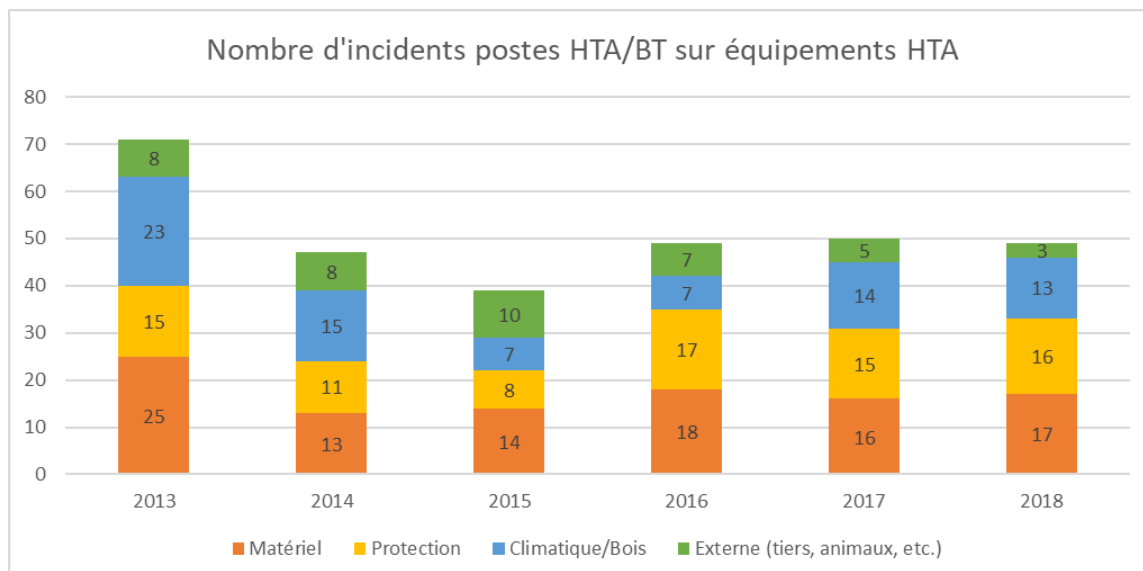
Le nombre d'incidents se stabilise autour d'une moyenne de 120 incidents par an depuis 2014. La variabilité est en partie due au nombre d'incidents pour cause « tiers ».

- Enedis mène une action forte de précision de la localisation des réseaux souterrains pour juguler ce nombre d'incidents « tiers »

2.3.8 Poste HTA/BT

Incidents HTA poste HTA/BT – cumul par cause sur 2013-2018:

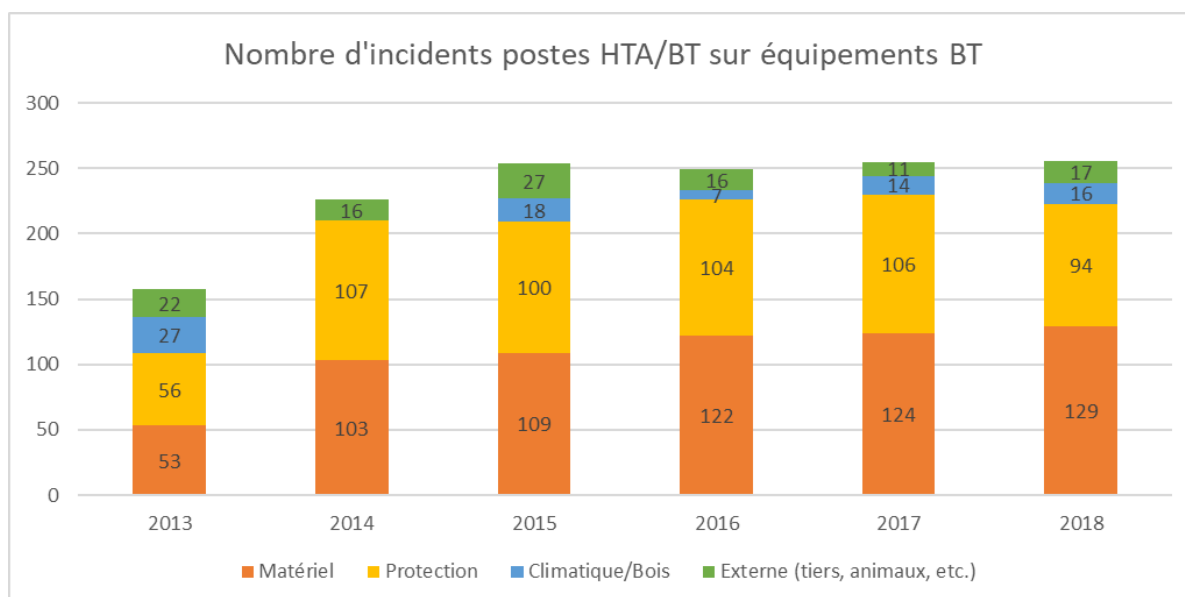
Le nombre d'incidents ayant affecté la partie HTA des postes est restée relativement stable depuis 2014, sous les 50 incidents annuels, soit un taux de fréquence de 0.3% avec plus de 15000 postes sur le territoire de la concession. L'impact critère B moyen de ces incidents est de 6 min par an en moyenne sur la période 2015-2018 (près de 15 min en tenant compte de 2013 et 2014, années avec nombreux évènements climatiques intenses).



Les causes principales de ces incidents sont les causes matérielles et protection, représentant à elles deux environ 30 incidents par an.

Incidents BT poste HTA/BT – cumul par cause sur 2013-2018:

Le nombre d'incident affectant lae partie BT des postes HTA/BT est relativement stable depuis 2015, et s'établit à environ 250 incidents par an, soit un taux de fréquence de 1,6%. Bien que le nombre d'incident soit plus important que sur les équipements HTA, l'impact critère B est ici limité à 2,5 min par an en moyenne sur la période 2013-2018.



Comme pour les incidents sur les équipements HTA, Les causes principales sont les causes matérielles et protection, représentant à elles deux un peu plus de 200 incidents par an.

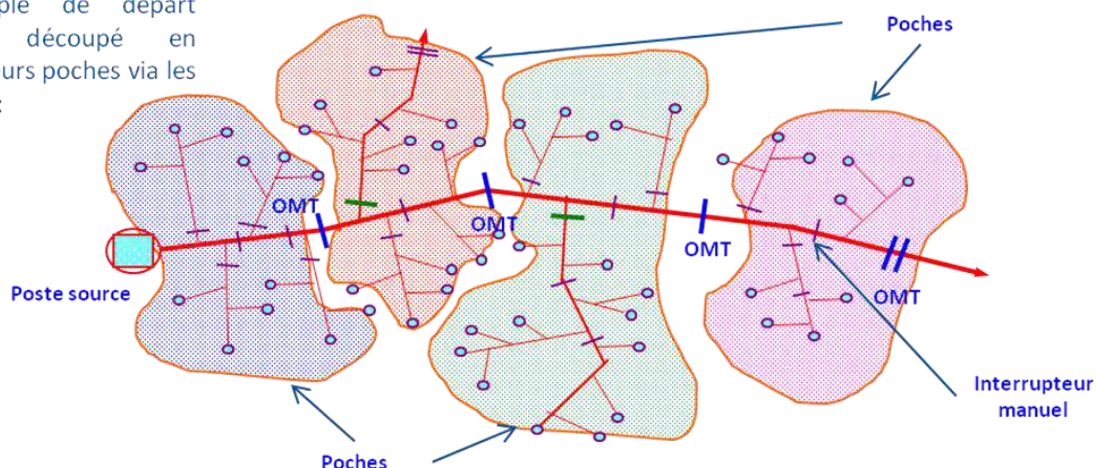
2.3.9 Réactivité sur incidents HTA

2.3.9.1 ORGANES DE MANŒUVRE TELECOMMANDES

Pour améliorer la rapidité de rétablissement de la desserte des usagers en cas d'incident (la réactivité), le réseau HTA est automatisé avec la mise en place d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) permettant de modifier le schéma d'alimentation et de réalimenter rapidement les usagers.

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

Exemple de départ HTA découpé en plusieurs poches via les OMT :



Le réseau HTA de la concession est équipé, à fin 2018 de 1841 OMT, avec une progression notable sur les exercices récents résultant d'un programme de densification mis en œuvre sur le territoire de la concession. Celui-ci comptait en effet 1608 OMT équipés en 2013, soit un volume de 133 OMT posés en l'espace de 5 ans. Le stock à fin 2020 est présenté dans le tableau suivant.

	Appareil de coupure aérien	Poste/ armoire télécommandé
Nombre d'actifs avec OMT	353	781
Nombre de Directions Télécommandées	353	1488

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

Un diagnostic annuel national permet d'étudier les poches. Les poches sont évaluées en fonction de la combinaison de plusieurs paramètres, dont leur poids (nombre de clients et puissances souscrites des clients) et du risque d'incident (dépendant de la longueur, de la technologie des réseaux).

L'ensemble des OMT est identifié dans le SIG. La fonction ADA (Déclenchement Automatique) présente sur certains OMT n'est identifiée que dans l'outil de conduite. Enedis ne dispose pas d'inventaire localisé distinguant cette fonction.

La liste des OMT par départ est reportée en annexe 2-6.6.

Le nombre moyen d'OMT par départ HTA est le suivant :

Caractéristiques des départs HTA - Inventaire technique -	2019	2020
Nombre d'OMT	1 858	1 891
Nombre moyen d'OMT par départ HTA	5,0	5,0
Nombre moyen d'OMT par départ HTA aérien	5,6	5,7

L'équipement optimal d'un territoire en OMT dépend de la combinaison de plusieurs paramètres dont la structure du réseau, du poids et de la répartition des charges sur chaque départ, des technologies de réseau et du type de télécommunication employé...

Le potentiel d'études OMT se calcule à partir du nombre de défaut HTA, de valeur repère fonction du nombre de clients BT et de la puissance de la poche.

A fin 2021, le potentiel d'étude de poches susceptibles d'être en contrainte d'OMT s'établit à 66.

Suite à ces études détaillées, le gestionnaire de réseau identifiera pour chaque PPI, le volume minimal d'OMT à installer.

2.3.9.2 SUPERVISION DES RESEAUX BT ET RENFORCEMENT DE LA REACTIVITE

A la différence du réseau HTA, il n'est pas possible de réaliser de bouclages sur le réseau BT, qui n'est donc pas équipé d'organes de manœuvre télécommandés.

Le déploiement de la technologie Linky permet néanmoins de poser les premières bases d'une supervision des réseaux BT, permise par la consolidation et les possibilités offertes par la chaîne de mesure Linky (compteurs, concentrateurs et infrastructure SI associée). Les améliorations amenées par la technologie Linky portent sur :

- La réactivité en cas d'incident réseau : localisation plus rapide et diagnostic de l'incident plus précis.
- La réactivité en cas de panne client : détection de la panne automatique, possibilité d'interroger le compteur pour établir rapidement un diagnostic et effectuer des opérations à distance le cas échéant.
- Le suivi de la qualité de fourniture : connaissance plus fine des coupures et des dégradations de la qualité de la tension.
- La fiabilisation des bases de données patrimoniales.
- Plus généralement, les analyses de réseau pour :
 - o Identifier les phénomènes anormaux.
 - o Identifier les zones en écart qualité pour mieux cibler les investissements.

2.3.9.3 EQUIPEMENT ET MAINTENANCE DES DETECTEURS DE DEFAUT

Depuis 2014, une campagne de remise à niveau des détecteurs de défauts aériens et souterrains sur les points principaux d'interventions est menée. A fin 2020, le programme de remise à niveau du stock de détecteur de défaut a été mené à son terme. Le programme actuel consiste à accompagner l'évolution du réseau c'est-à-dire la remise à niveau des indicateurs sur les nouveaux points principaux d'intervention.

2.3.9.4 TELESIGNALISATION DES DETECTEURS DE DEFAUTS

Depuis début 2017 et suivant le plan de déploiement des compteurs LINKY, les détecteurs de défauts souterrains placés sur les points principaux d'interventions sont connectés à l'agence de conduite.

Une action est également en cours visant à rendre les indicateurs lumineux de défaut (ILD) aériens communicants. L'information du défaut et de sa localisation sera ainsi remontée directement à l'agence de conduite, occasionnant un gain de temps substantiel dans la réalimentation des clients en cas d'incident.

2.3.10 Résilience face au risque d'inondation et de submersion

Bien que la Bretagne ne fasse pas partie des territoires les plus exposés au risque d'inondation, elle reste vulnérable à des situations de crue pouvant causer des dommages importants. Sous l'effet des changements climatiques, la récurrence et l'ampleur de ces situations à risque devrait s'accroître. Il en va de même pour le risque de submersion marine, qui deviendra un sujet de préoccupation de plus en plus prégnant.

Enedis mène d'ores et déjà des actions lui permettant de maîtriser ce risque et de réagir efficacement en cas d'évènement exceptionnel. La réponse d'Enedis est basée sur deux principes :

- Garantir la sécurité des tiers.
- Préserver les installations pour réalimenter au plus vite après la décrue.

Afin de répondre toujours plus efficacement à ces situations à risque, et s'adapter aux changements climatiques, Enedis s'engage dans une démarche de préparation de l'avenir portée sur trois axes :

- La construction d'un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages le plus précis et actualisé possible, à établir en lien avec les collectivités locales et les services de l'Etat.
- L'instrumentation d'ouvrages ciblés pour faciliter la gestion de crise par la remontée d'alertes en temps réel
 - o Cet axe de travail est notamment couvert par le projet « DINO », qui consiste en la pose de capteur d'inondation dans les postes HTA/BT, points névralgiques du réseau.
- En fonction du diagnostic établi, une prise en compte du risque d'inondation et de submersion marine dans les études réseaux, afin de développer ou d'adapter le réseau pour renforcer sa résilience et atténuer les conséquences de ces situations de crue/submersion.
 - o L'objectif est de limiter l'impact clientèle en préservant l'alimentation des clients localisés aux environs de la crue mais qui ne sont pas inondés.

2.4 Programmes travaux

2.4.1 Programme Exceptionnel d'Investissement et de Maintenance (PEIM)

Depuis 2015, Enedis a engagé un programme volontariste de renforcement de la résilience des réseaux de la concession au travers du Programme Exceptionnel d'Investissement et de Maintenance (PEIM). Ce programme, qui s'étend jusqu'en 2020, s'est d'ores et déjà en date du 31/12/2018 par :

- La dépose de 210 km de réseaux aériens HTA, dont 93 km identifiés dans le cadre du « Plan Aléas Climatiques ».
- La pose de 250 km de réseaux souterrains aériens HTA.
- La réalisation d'opérations de Prolongation de Durée de Vie (PDV) sur 150 km de réseaux aériens HTA.

Les montants engagés dans le cadre de ce programme exceptionnel sont présentés dans le tableau suivant :

CAPEX PEIM en k€ HT						
2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
4 000	5 900	8 100	4 600	4 400	3 500	30 500

2.4.2 Programme PDV sur les réseaux HTA aériens (Prolongation Durée de Vie)

Afin de maintenir un haut niveau de fiabilité du réseau aérien HTA, un programme de prolongation de la durée de vie (PDV) des réseaux pérennes est engagé depuis 2013, via des actions de remplacement des accessoires identifiés comme potentiellement défaillants pour accroître la durée d'exploitation des lignes: supports, attaches, armements, chaînes d'isolateurs.

A fin 2020, les opérations PDV ont évolué en opérations de rénovation programmée des ouvrages.

Ces opérations ciblent essentiellement les tronçons :

- Avec des incidents de type défaillance de matériel
- Non traités dans le cadre des restructurations

Elles viennent compléter les actions de fiabilisation des départs HTA traités Climatiques (PAC) par le gestionnaire du réseau de distribution.

Historique des traitements PDV (en km)

Année	Longueur traitée PDV (km)	Longueur cumulée traitée PDV (km)
2013	25,0	25,0
2014	44,0	69,0
2015	72,7	141,7
2016	50,4	192,0
2017	136,0	328,0
2018	106,6	434,6

Un tronçon ayant fait l'objet d'une opération de PDV est dit traité lorsqu'une intervention humaine a eu lieu pour remplacer des accessoires et du matériel et fiabilisé lorsqu'aucune intervention humaine n'a été nécessaire.

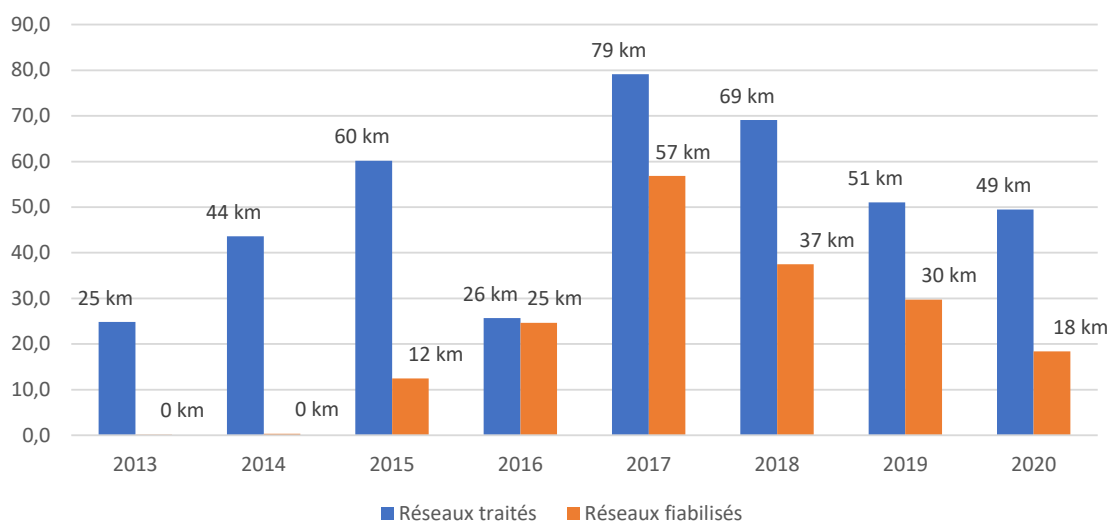
Un tronçon est éligible à une opération de prolongation de la durée de vie si :

- Il a plus de 25 ans
- Aucun chantier de renouvellement du tronçon n'est envisagé à moyen terme (5 ans)
- Le coût de l'opération de PDV est inférieur à 70% du coût de renouvellement en technologie aérienne
- Le coût de l'opération est supérieur à 5€/m

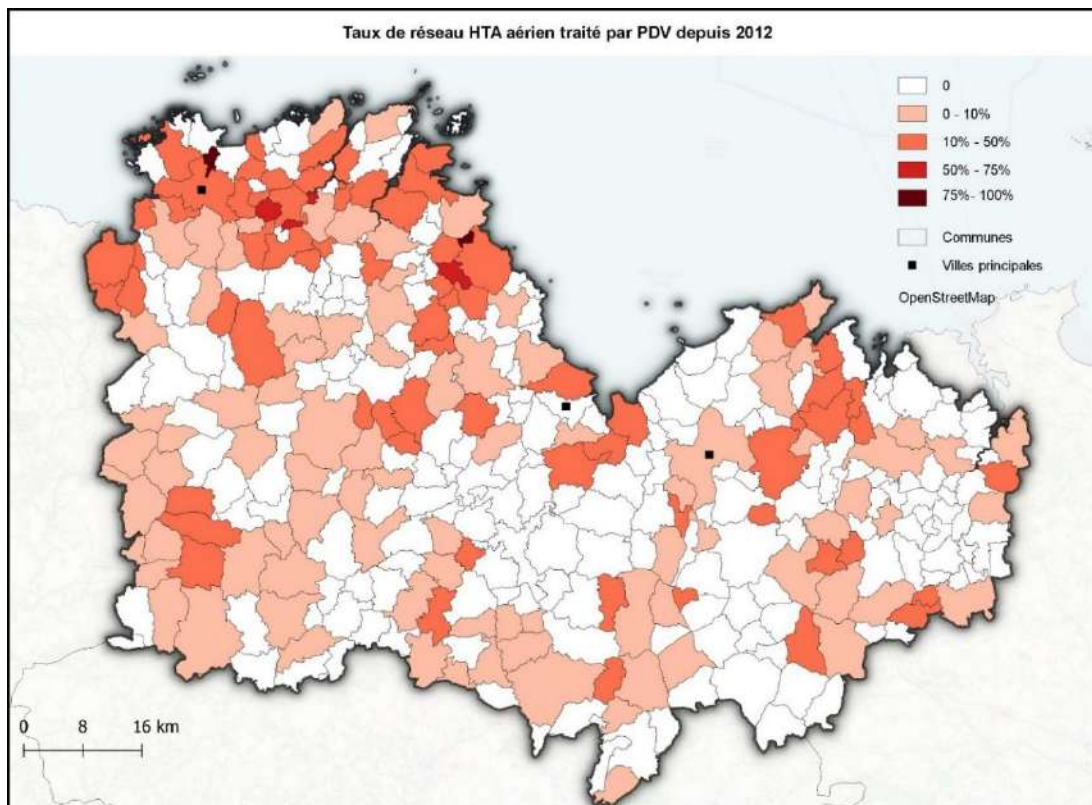
Suite à une opération de PDV, la durée de vie du tronçon est augmentée de 15 ans. Depuis 2021, le concessionnaire a transformé les opérations de Prolongation de Durée de Vie (PDV) en Rénovation Programmée.

Le graphique ci-dessous présente le cumul des opérations de PDV réalisées depuis 2013 :

Opérations de rénovation programmée (PDV) réalisées depuis 2012 (km)



La carte ci-après présente le taux de réseau HTA aérien ayant été traité par PDV depuis 2012 :



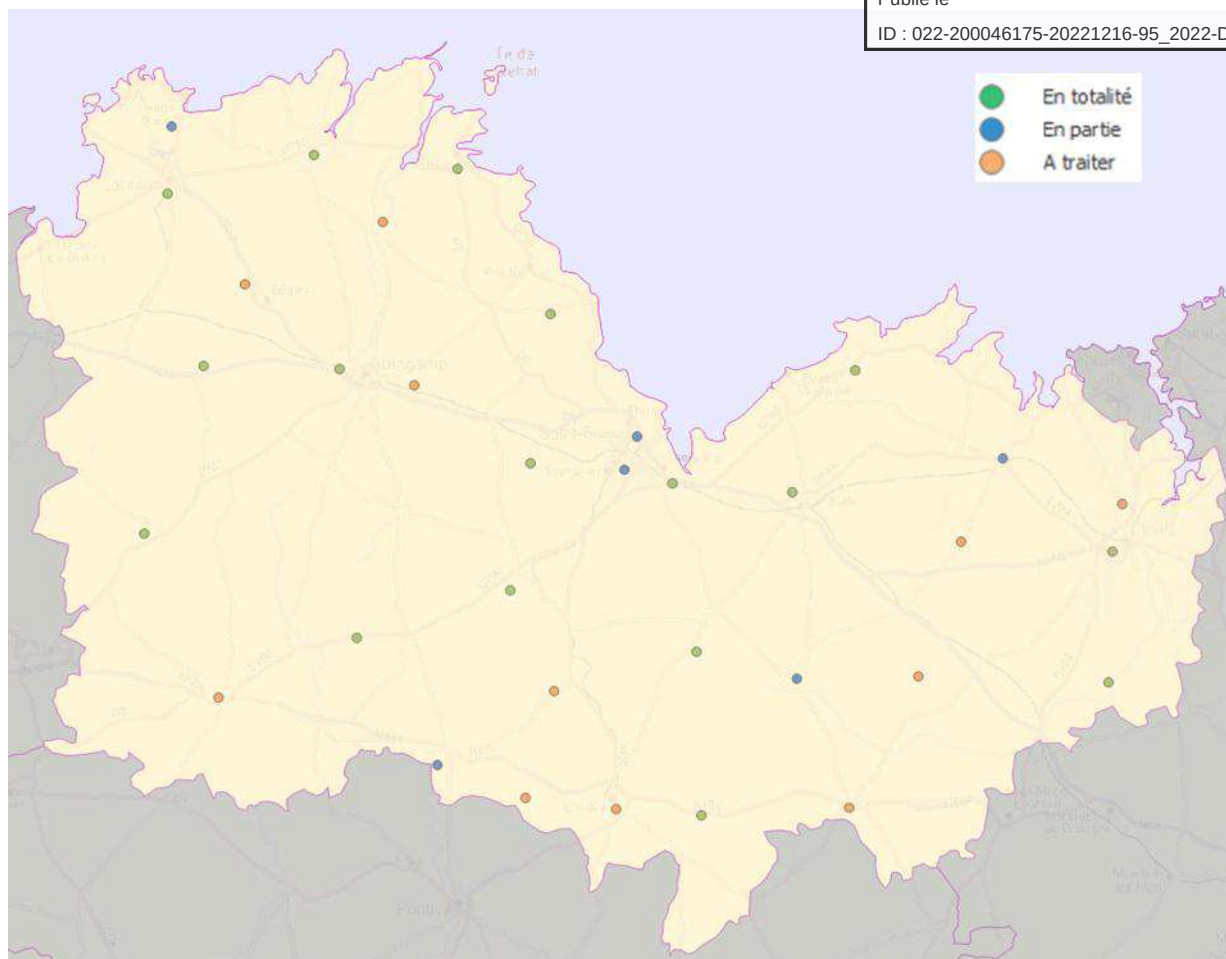
2.4.3 Programme MALTEN – déploiement du régime de neutre compensé

Un programme de mise à la terre des neutres (MALTEN) est en cours de déploiement par Enedis dans les postes sources de la concession. Ce programme a pour objectif de réaliser le passage au régime de neutre compensé des postes sources et réseaux HTA associés, et répond à deux enjeux principaux :

- Limiter les montées en potentiel en lien avec le développement de plus en plus important des réseaux souterrains HTA pour assurer la protection des biens et des personnes
- Diminuer le nombre de coupures très brèves

A date, sur les 34 postes sources situés sur le territoire du SDE22 :

- 17 postes sources ont été traités en totalité
- 6 postes sources ont été traités en partie (déploiement du neutre sur une partie des transformateurs HTB/HTA)
- 11 postes sources sont à traiter



2.4.4 Evolution des investissements

Investissements (en k€)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
maillage concession							
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	11 988	9 181	9 779	9 685	11 591	12 119	14 590
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 465	18 700	22 749	22 899	21 415	21 812	18 803
2.1 Performance du réseau	11 886	14 679	18 298	18 699	15 545	15 570	12 760
Dont renforcement	2 716	1 455	2 684	2 244	811	977	755
Dont climatique	3 131	2 629	5 270	5 901	5 628	4 732	4 114
Dont modernisation	4 493	9 109	9 000	9 095	8 753	9 290	7 128
Dont moyens d'exploitation	1 546	1 486	1 344	1 459	353	571	763
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 579	4 020	4 451	4 200	5 870	6 241	6 043
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	1 186	1 467	1 872	1 411	1 860	1 698	1 577
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 918	1 323	1 165	853	2 041	2 356	2 325
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	1 475	1 230	1 415	1 936	1 969	2 187	2 141
3. Linky	-	460	5 803	9 979	9 008	8 434	5 168
4. Investissements de logistique (dont immobilier)	3	97	242	394	143	53	519
TOTAL	28 456	28 438	38 573	42 958	42 158	42 419	39 080
Dont participation Enedis Article 8	933	727	908	825	983	576	588
Dont travaux sur postes sources	2 246	2 887	1 974	1 299	2 764	1 847	3 769

Source : données CRAC

Les investissements ont connu une forte augmentation entre 2014 et 2017, qui s'explique notamment par la mise en œuvre du PEIM (actions de sécurisation via le renouvellement de réseaux vulnérables, et de modernisation via la PDV) et du déploiement du compteur Linky sur le territoire.

2.5 Analyse des forces et fragilités du réseau

2.5.1 Grille d'analyse

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le

ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE



Forces



- L'alimentation de la concession est fiabilisée par le maillage des 34 postes sources situés sur le département et les postes sources des territoires adjacents
- Niveau d'investissement important ces dernières années pour le renouvellement du réseau HTA et du réseau BT aérien nu, ayant permis de limiter l'impact des événements climatiques intenses, notamment dans le cadre du programme PEIM de 30,5 M€ achevé en 2020
- Amélioration de la résilience face aux aléas climatiques
- Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés au sens de la tenue de tension depuis la mise en application du décret qualité
- Un programme de maintenance et d'élagage volontariste qui a permis de renforcer la résilience des réseaux
- Des réseaux souterrains HTA et BT performants, avec des taux d'incident particulièrement faibles par rapport à la moyenne nationale
- Des réseaux HTA aériens en majorité en Almelec de forte section, qui présentent un niveau de fiabilité très satisfaisant par rapport à la moyenne nationale
- Un nombre de départ HTA en contrainte de tension limité (2 départs à fin 2020) et un taux de clients BT mal alimentés plutôt faible (0,7% à fin 2020)
- Des réseaux HTA aériens peu sensibles aux événements salins
- Un bon niveau d'équipement en organes de manœuvre télécommandés (OMT)



Fragilités

- Un taux d'enfouissement du réseau HTA de près de 38% à fin 2020, plus faible que la moyenne à densité de population sur le réseau HTA équivalente
- Un stock important de réseau BT aérien nu en communes rurales et urbaines (près de 3600 km à fin 2020), qui présente une forte vulnérabilité : son taux d'incident est 7 fois supérieur aux autres technologies de réseau BT
- Une durée moyenne de coupure annuelle par client BT, critère B Hix hors RTE, de 105 min sur la chronique 2016-2020, plus élevé que celui constaté sur la même période au niveau national sur les zones de desserte émeraude Z1 (137 min vs 111 min) et Z2 (69 min vs 46 min).
- Un taux d'incidents global moyen sur réseaux BT un peu au-dessus de la moyenne nationale sur la période 2013-2018 principalement dû à l'incidentologie du réseau fils nus.
- Un réseau globalement exposé aux aléas climatiques bois, vent, faibles sections (558 km de tronçons HTA aériens risque avéré PAC à fin 2020), avec un impact direct sur le critère B à la maille de la concession. Les tronçons les plus à risque ont été traités dans le cadre du PEIM.

Opportunités/Enjeux



- Les travaux de voirie réalisés en coordination
- La transition énergétique
- Mettre à profit les apports du déploiement de la technologie Linky et des Smart Grids pour moderniser la gestion du réseau et de la relation client
- Une meilleure qualification de la qualité d'alimentation et de la continuité de fourniture attendue grâce aux données des compteurs Linky
- Les opportunités de travaux sur les ouvrages aériens HTA (opérations de prolongation de la durée de vie / rénovation programmée)



Points de vigilance

- Surveillance de l'évolution des risques climatiques
- L'évolution du critère B
- Maintien sous surveillance les réseaux souterrains BT d'ancienne génération ou potentiellement incidentogènes, notamment au travers d'analyses statistiques de type « Big Data » déjà à l'œuvre.
- Une cohérence des linéaires de réseau BT entre l'inventaire technique et comptable qui peut être améliorée
- Un inventaire technique des réseaux BT de technologie ancienne qui reste à fiabiliser (fils nus, souterrain CPI et NP)

2.6 Annexes

2.6.1 Lexique

Termes	Définition
CL	Coupure Longue (> 3 minutes)
CB	Coupure Brève (≥ 1 seconde et ≤ 3 minutes)
CTB	Coupure Très Brève (< 1 seconde)
CMA : Clients BT Mal Alimentés au titre de la tenue de tension	Un client raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] de sa tension nominale.
CPI	Câble Papier Imprégné. Ancienne technologie de câbles souterrains posée jusque dans les années 70.
Critère B	Durée moyenne de coupure de l'année N ($DMC \frac{BT}{N}$) également appelée critère B, est définie comme le ratio de la durée de coupures longues des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $DMC \frac{BT}{N}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Dès lors on parle de critère B HIX, dans le cas contraire on parle de critère B TCC (Toutes causes confondues). $DMC \frac{BT}{N} = \frac{\sum \text{Année N Durées descoupures longues des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installation de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Faibles Sections HTA	Un réseau HTA aérien est dit de faible section si la section des conducteurs est : - $\leq 14 \text{ mm}^2$ pour les conducteurs de nature cuivre, - $\leq 22 \text{ mm}^2$ pour les conducteurs autres que cuivre.
Incident	Interruption (coupure) non liée aux travaux
Maille	Echelon sur lequel sont présentées des données, selon un axe d'analyse : - territoire : DR, ex-centre, concession, commune, - ouvrage : départ HTA-BT.
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé. Les OMT du réseau HTA servent prioritairement à découper les départs HTA en poches qui pourront être réalimentées à distance lorsque le défaut permanent HTA se trouve en dehors de la poche.
PDV	Prolongation de la Durée de Vie. La démarche de Prolongation de Durée de Vie des ouvrages HTA aériens pérennes consiste à remettre à niveau des portions de réseau HTA aérien afin de prolonger leur de vie d'au moins 15 ans. Elle est réalisée lorsqu'elle est techniquement pertinente et présente un coût actualisé inférieur à celui de la solution de remplacement par un ouvrage neuf.
Point de livraison	Un PDL (point de livraison) correspond à un branchement. C'est la référence client qui va permettre d'identifier son installation.
Poste HTA/BT « H61 »	Poste de transformation HTA/BT sur poteau. Puissance de 50 à 160 kVA.

Termes	Définition
Poste HTA/BT « Rural sol »	Poste HTA/BT compact alimenté en souterrain, puissance de 50 à 250 kVA.
Poste HTA/BT « Urbain »	Poste préfabriqué ou en génie civil traditionnel raccordé sur le réseau souterrain, puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Cabine Haute »	Ancien type de poste HTA/BT maçonné, alimenté par une ligne HTA aérienne. Puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Immeuble » :	Poste en immeuble, puissance de 400 à 1000 kVA.
Régime FACE	Le classement en régime urbain et rural s'opère en fonction de critères fixés par le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014. Sauf dérogation, sont éligibles aux aides du FACE les communes : - dont la population totale est inférieure à 2 000 habitants qui ne sont pas comprises dans une « unité urbaine » (au sens de l'INSEE)
Réseau BT	Réseau de distribution dont la tension est de 400 ou 230 Volts
Réseau aérien BT	Canalisations électriques posées au-dessus du sol
Réseau BT aérien nu	Conducteurs BT nus en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium de sections : CU 3 à 90 mm ² , AL 11 à 95 mm ² , AM 22 à 75 mm ² .
Réseau BT aérien nu de faible section	Conducteurs nus BT en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium, d'une section inférieure ou égale à 14 mm ² (CU) ou 22 mm ² (autres métaux).
Réseau BT souterrain	Canalisations électriques BT enterrées.
Réseau BT torsadé	Regroupement de quatre conducteurs (les trois phases + le neutre), recouverts d'une isolation PRC noire, en une seule « torsade » (ou faisceau).
Réseau HTA	Réseau de distribution dont la tension est de 20 000 ou 15 000 Volts
Réseau HTA aérien nu	Canalisation HTA non isolée
Réseau HTA souterrain	Canalisation HTA enterrée

2.6.2 Données détaillées par poste source

2.6.2.1 ETAT D'AVANCEMENT DU S3RENr AU 01/08/2019

Le tableau ci-après résume l'état d'avancement du S3RENr sur les postes sources de la concession⁴ (cf. §1.5)

Poste source	Puissance EnR déjà raccordée (MW)	Puissance des projets en file d'attente relevant du S3RENr en cours (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3RENr qui reste à affecter (MW)
BOURSEUL	1,2	8,7	14,2
LA CROIX GIBAT	0,5	0,5	1,5
DINAN	0,9	1,1	2,1
ERQUY	0,5	1,1	1,5
LE GOURAY	21,6	21,7	45,4
GUEZENNEC	0,7	0,7	1,5
GUINGAMP	53,3	53,3	66,1
LAMBALLE	34,7	43,6	67,7
LANFAINS	21,8	22,2	34,8
LANNION	4,3	4,7	5,1
LOUDEAC	50,5	51,0	63,6
MERDRIGNAC	20,5	32,7	46,9
MINIHY	1,0	1,0	2,0
MUR-DE-BRETAGNE	12,8	15,1	18,0
NENEZ	0,6	0,6	8,6
PAIMPOL	2,4	2,5	11,5
PERROS	0,5	0,6	1,6
PLANCOET	0,7	0,9	1,9
PLEMY	10,1	12,2	13,8
PLOURHAN	2,5	2,5	3,5
PLOUVARA	18,6	18,9	20,7
PLUSQUELLEC	26,8	26,9	37,1
PLUZUNET	8,3	8,4	9,3
LE REDET	28,6	32,7	33,7
ROPHEMEL	12,3	20,1	30,0
ROSTRENEN	36,8	47,4	50,8
SAUVEUR	27,6	27,6	62,6
SEVIGNAC	8,6	26,5	34,2
ST-AGATHON	0,6	7,3	38,7
ST-BRIEUC	0,9	0,9	2,9
ST-NICOLAS-DU-PELEM	15,9	28,3	70,9
TADEN	6,4	6,4	7,4
TREGUEUX	4,4	4,4	4,4
UZEL	0,4	2,2	21,5

⁴ Source : capareseau.fr

2.6.3 Nombre de producteurs raccordé au réseau de l

Le fichier ci-après présente une vision détaillée du nombre de producteurs BT raccordés au réseau de la concession, agrégé à la maille du poste HTA/BT, ainsi que du nombre de producteurs HTA agrégé par départ.



CTL_OHTABT_-_012
_-_NOMBRE_DE_PRC

2.6.4 Localisation des réseaux CPI HTA à fin 2018 par commune

Code INSEE	Commune	Longueur CPI HTA (km)	Code INSEE	Commune	Longueur CPI HTA (km)
22278	SAINT-BRIEUC	18,37	22107	LANISCAT	0,24
22050	DINAN	8,35	22158	MUR-DE-BRETAGNE	0,23
22215	PLOUFRAGAN	7,82	22353	TREGASTEL	0,22
22113	LANNION	7,2	22258	QUESOY	0,17
22136	LOUDEAC	6,69	22021	BRUSVILY	0,17
22093	LAMBALLE	5,69	22323	SAINT-POTAN	0,17
22168	PERROS-GUIREC	5,44	22219	PLOUGUENAST	0,16
22162	PAIMPOL	5,03	22025	CALLAC	0,16
22282	SAINT-CAST-LE-GUILDON	4,92	22020	BROONS	0,15
22054	ERQUY	3,04	22213	PLOUER-SUR-RANCE	0,15
22325	SAINT-QUAY-PORTRIEUX	3,03	22220	PLOUGUERNEVEL	0,15
22123	LEHON	3,01	22055	ETABLES-SUR-MER	0,14
22262	QUINTIN	2,55	22191	PLESSALA	0,13
22186	PLENEUF-VAL-ANDRE	2,47	22064	GOUAREC	0,11
22070	GUINGAMP	2,26	22223	PLOUISY	0,1
22360	TREGUEUX	2,06	22002	ANDEL	0,1
22161	PABU	2	22256	QUEMPEL-GUEZENNEC	0,09
22067	GRACES	1,98	22173	PLANGUENOUAL	0,08
22187	PLERIN	1,91	22076	HENANBIHEN	0,07
22259	QUEVERT	1,85	22084	JUGON-LES-LACS	0,06
22106	LANGUEUX	1,22	22208	PLOUASNE	0,05
22302	SAINT-JACUT-DE-LA-MER	1,09	22154	MORIEUX	0,05
22222	PLOUHA	1,02	22164	PEDERNEC	0,05
22118	LANVALLAY	0,96	22198	PLEUMEUR-BODOU	0,05
22266	ROSTRENNEN	0,7	22077	HENANSAL	0,05
22007	BINIC	0,69	22039	LA CHEZE	0,04
22201	PLEVENON	0,64	22275	SAINT-BARNABE	0,04
22190	PLESLIN-TRIGAVOU	0,61	22352	TREFUMEL	0,04
22389	YFFINIAC	0,6	22324	SAINT-QUAY-PERROS	0,03
22171	PLAINTEL	0,53	22081	HILLION	0,03
22203	PLOEUC-SUR-LIE	0,52	22153	MONCONTOUR	0,02
22016	ILE-DE-BREHAT	0,48	22034	CAVAN	0,02
22183	PLEMET	0,44	22371	TREMOREL	0,02
22246	POMMERET	0,42	22046	COLLINEE	0,02
22339	TADEN	0,4	22194	PLESTIN-LES-GREVES	0,02
22180	PLELAN-LE-PETIT	0,37	22135	LOUARGAT	0,02
22251	PORDIC	0,34	22032	CAULNES	0,02
22147	MERDRIGNAC	0,33	22272	SAINT-AGATHON	0,02
22038	CHATELAUDREN	0,31	22300	SAINT-HERVE	0,01
22343	TREBEURDEN	0,31	22156	MOUSTERU	0,01
22364	TRELIVAN	0,26	22008	BOBITAL	0,01
22098	LANDEHEN	0,25	22363	TRELEVERN	0,01
22166	PENVENAN	0,24			

2.6.5 Nouvelle méthode d'évaluation des CMA tension

La méthode de calcul des chutes de tension en BT repose sur trois fondamentaux qui permettent un calcul équitable pour déceler les faiblesses structurelles du réseau BT.

1- Equité de traitement face à la charge	2- Insensibilité aux conditions particulières d'exploitation	3- Insensibilité aux faiblesses du réseau HTA
L'ensemble du réseau français est étudié sous l'angle d'une charge forte, homogène, correspondant à des conditions climatiques extrêmes.	Le réseau est étudié en schéma normal d'exploitation, avec un rapport de transformation haut, une chute de tension dans les branchements standardisée	Les chutes de tension en HTA sont plafonnées à 5%, mettant de côté d'éventuelles faiblesses du réseau HTA qui causeraient des problèmes de tension en BT.

Sans remettre en cause ces fondamentaux, le groupe de réflexion portant sur cette méthode de calcul a conclu que des évolutions étaient nécessaires, en raison d'un contexte ayant fortement évolué depuis ses premiers développements :

- Accroissement de la qualité de la relève des index de consommation grâce aux compteurs Linky.
- Arrivée massive de la production décentralisée (non modélisée initialement, car inexistante).
- Modification du comportement des consommateurs et des usages électriques.
- Evolution des données climatiques et de la modélisation géographique de la température.
- Développement de l'outil ERABLE basé sur une architecture SI moderne, flexible et maintenue.

Il en résulte la mise en œuvre d'une nouvelle méthode d'évaluation des chutes de tension sur le réseau BT, avec des évolutions portant :

- Sur les données : La modélisation de la charge se trouve améliorée grâce à la fiabilisation de la chaîne de comptage Linky. Un travail sur les données climatiques permet également une distribution corrélée aux secteurs météo homogènes et non plus aux limites départementales.
- Sur la modélisation : La partie logicielle (SIG) évolue vers un modèle de calcul basé sur ERABLE (« calcul national »). Cette évolution permet de prendre en compte, dans le contexte de la transition énergétique, l'évolution majeure liée à la production décentralisée, mais aussi d'assurer une cohérence entre les outils de diagnostic et de développement réseau sur tous les niveaux de tension et d'améliorer la précision des calculs.

Cette nouvelle méthode a été mise en œuvre dans le cadre de l'inventaire ER 2019, résultant en une augmentation notable du nombre de CMA « tension » estimés pour l'exercice 2018. Les principaux facteurs explicatifs sont :

- La fiabilisation des historiques de consommation ainsi que les modifications apportées au modèle conduisent à des flux estimés en hausse.
- La présence de production conduit à déterminer pour la modélisation une prise « optimisée », conforme à la DTR raccordement. Dans de nombreux cas, la prise du transformateur HTA/BT est en baisse.
- Au fur et à mesure du développement de Linky, la qualité de la donnée de comptage s'accroît et la modélisation s'améliore (profils de charge).

2.6.6 Caractéristiques des départs HTA – inventaire des OMT par départ

Les fichiers ci-après détaillent en particulier le nombre d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) installé par départ, ainsi que le nombre de clients raccordés en aval de chaque départ.



CTL-OHTA-008_CAR
ACTERISTIQUES_DES

2.6.7 Tableau de croisement détaillé des incidents par

Le fichier ci-après détaille les interruptions longues intervenues en 2020 sur le réseau BT de la concession classées par siège et cause.



222781-2020-CTL-C
F-008 INTERRUPTIO

2.6.8 Cause des incidents pris en compte dans les « causes tiers »

Autre causes :

- Incident transfo HTA/BT suite à prélèvement PCB
- Dépassement de capacités électriques
- Incendie
- Installation de clients HTA
- Départ en RSE (avec cause non identifiée)
- Mise en sécurité
- Autres animaux
- Oiseaux
- Défaillance protection

Causes tiers :

- Autres travaux de tiers (arrachages, ...)
- Corps étranger
- Coupure à la demande des autorités (ou de GRDF)
- Fausse manœuvre
- Malveillance ou chasse
- Mouvement de terrain
- Véhicule
- Malveillance
- Incendie d'origine externe
- Autres causes
- Chasse
- Vol de métaux

2.6.9 Liste des communes par zone émeraude

Le fichier ci-après précise les zones émeraude correspondant aux différentes communes de la concession.



Zone émeraude
SDE22.xlsx

3 ETAT DES LIEUX DES ELEMENTS FINANCIERS ET PATRIMONIAUX

3.1 Nature juridique des biens

3.1.1 Biens propres et biens de reprise

Les biens propres et biens de reprise sont constitués des ouvrages appartenant au gestionnaire du réseau de distribution. L'autorité concédante dispose de la faculté de racheter les biens de reprise.

Conformément à l'article L322-4 du Code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite (postes source).

Conformément à l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante à sa demande l'inventaire des ouvrages comprenant les biens propres et des biens de reprise.

3.1.2 Biens de retour

Les biens de retour sont constitués des ouvrages des réseaux publics de distribution établis par le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante, et appartenant à l'autorité concédante. Ces ouvrages reviennent à l'autorité concédante au terme du contrat de concession.

Conformément à l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante à sa demande l'inventaire des ouvrages comprenant notamment les catégories suivantes : les réseaux HTA et BT, les ouvrages de branchement, les compteurs, les postes et transformateurs HTA/BT.

3.2 Valorisation comptable des ouvrages concédés

3.2.1 Valeurs comptables et localisation des biens

La valorisation comptable des ouvrages concédés se répartit entre biens localisés et biens non localisés :

- Les **biens localisés**, rattachés à leur commune de localisation et inscrits dans l'inventaire comptable à leur valeur réelle.
A fin 2020, les biens localisés comprennent les ouvrages de réseaux HTA et BT, les postes de distribution publique, les transformateurs HTA/BT (localisés depuis 2015), les compteurs communicants Linky et les concentrateurs associés, les ouvrages collectifs de branchement (depuis 2018).
- Les **biens non localisés**, enregistrés en masse financière par année de pose à la maille régionale puis restitués par concession après application de clés de répartition (clé client, nombre de biens localisés associés, valeur brute de biens localisés associés), notamment pour ce qui concerne les branchements individuels, les comptages hors compteurs communicants et les transformateurs HTA/BT en magasin. Les biens non localisés ne disposent pas d'un inventaire technique détaillé.

Les valeurs comptables présentées à l'inventaire des ouvrages concédés par le gestionnaire du réseau de distribution sont les suivantes :

- La **valeur brute** correspond à la valeur d'origine évaluée à leur coût d'acquisition ou de production, ou à la valeur vénale. Elle est établie pour l'ensemble des biens de la concession quelle que soit l'origine des financements (financement du gestionnaire du réseau de distribution et financement du concédant).

Pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977, le cas immobilisations est déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires (reevaluations 1959 / 1976).

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

L'amortissement est la constatation de la dépréciation d'un bien résultant de l'usage et du temps. L'amortissement consiste à répartir le coût sur sa durée d'utilité établie par le gestionnaire du réseau de distribution, lorsque celle-ci est limitée dans le temps en raison d'un critère physique (usure), technique (obsolescence), juridique (période de protection légale ou contractuelle) ou économique (cycle de vie des produits générés).

Du fait des règles comptables, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre la méthode d'amortissement par composants, où chaque élément est comptabilisé séparément et où un plan d'amortissement propre à chacun d'eux est retenu.

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

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité.

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

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

L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée d'utilité résiduelle des biens concernés. Périodiquement, le gestionnaire du réseau de distribution s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

La valeur de remplacement théorique permet de calculer la provision pour renouvellement.

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

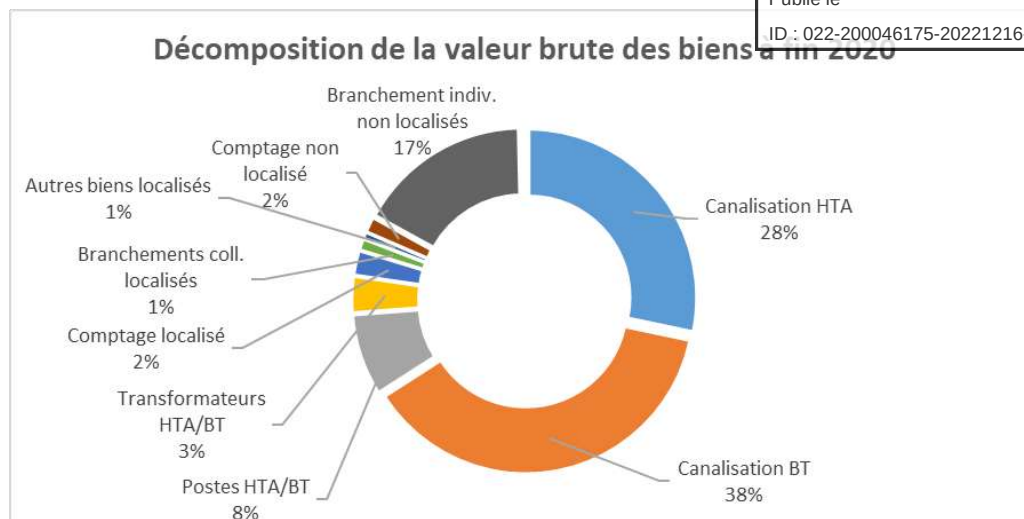
Elle est destinée à compléter l'amortissement industriel afin de reconstituer la valeur de remplacement théorique de l'ouvrage.

La provision couvre l'augmentation du prix d'achat du bien par rapport à sa valeur d'origine.

3.2.2 Valeur brute

3.2.2.1 DECOMPOSITION PAR OUVRAGE

La valeur brute comptable de 1290 M€ inscrite par le gestionnaire du réseau de distribution à l'inventaire comptable des biens de retour de la concession à fin 2019, se répartit de la façon suivante :



Graphique élaboré par le SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

La valeur brute est constituée des ouvrages localisés : réseaux HTA (28%), réseaux BT (38%), postes HTA/BT (8%), transformateurs HTA/BT (3%), comptages localisés (2%), ouvrages collectifs de branchement (1%) et autres biens localisés (1%).

Ainsi que des ouvrages non localisés : ouvrages de branchement non localisés (17%), comptages non localisés (2%) et autres biens non localisés (1%).

Les biens mis en concession sont inscrits à l'actif du bilan du gestionnaire du réseau de distribution.

Le financement de l'autorité concédante est inscrit au passif.

La décomposition par ouvrage de la valeur brute inscrite dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution :

Concession SDE22 (k€) Inventaire comptable Enedis à fin 2020	Valeur brute (VB)
Canalisation HTA	365 215
Canalisation BT	485 629
Postes HTA/BT	101 561
Transformateurs HTA/BT	45 176
Comptage	30 902
Branchements coll. localisés	14 556
Autres biens localisés	8 353
Comptages non localisés	19 383
Branchements indiv. non localisés	215 108
Autres biens non localisés	4 548
Total	1 290 430

Graphique élaboré par le SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

3.2.2.2 CAS DES BIENS NON LOCALISES

La part des ouvrages non localisés est de 239 M€ à fin 2020, soit 18,5% de la valeur brute des immobilisations concédées qui sont gérées en masse puis répartis à la maille de la concession.

L'affectation des ouvrages non localisés au périmètre concédé est réalisée à partir de clés de répartition.

Travaux de localisation des biens

Le dénombrement et l'individualisation des ouvrages concédés ont été engagés en 2016 par le gestionnaire du réseau de distribution conformément à la loi TECV⁵.

⁵ Article 153 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Ces travaux ont abouti à la localisation des transformateurs (2015), des ainsi qu'à la localisation des ouvrages collectifs de branchement (colonnes électriques) et des dérivations individuelles associées.

L'inventaire localisé des ouvrages collectifs de branchement est complété en 2019 et 2020 avec le transfert en concession de nouveaux ouvrages conformément à la loi ELAN⁶.

Ces ouvrages transférés à titre gratuit sont réputés comme financés par le concédant et évalués à leur valeur vénale mesurée par référence à leur coût de remplacement⁷. Cette valeur de remplacement théorique tient compte de l'âge et de l'obsolescence technologique des ouvrages.

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

3.2.2.3 ECARTS DE REEVALUATION 1959/1976

Pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977, le cas échéant, la valeur évaluée des immobilisations est déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaire.

L'écart des réévaluations 1959/1976 de la valeur brute à fin 2020 est synthétisé ci-dessous :

Réévaluation 1959/1976 de la valeur brute (k€) <i>Inventaire comptable Enedis à fin 2020</i>	Ecart de réévaluation (1959/1976)
Canalisation HTA	307
Canalisation BT	7 166
Postes HTA/BT	1 646
Transformateurs HTA/BT	0
Comptage	0
Branchements coll. localisés	0
Autres biens localisés	0
Comptages non localisés	0
Branchements indiv. non localisés	0
Autres biens non localisés	0
Total	9 118

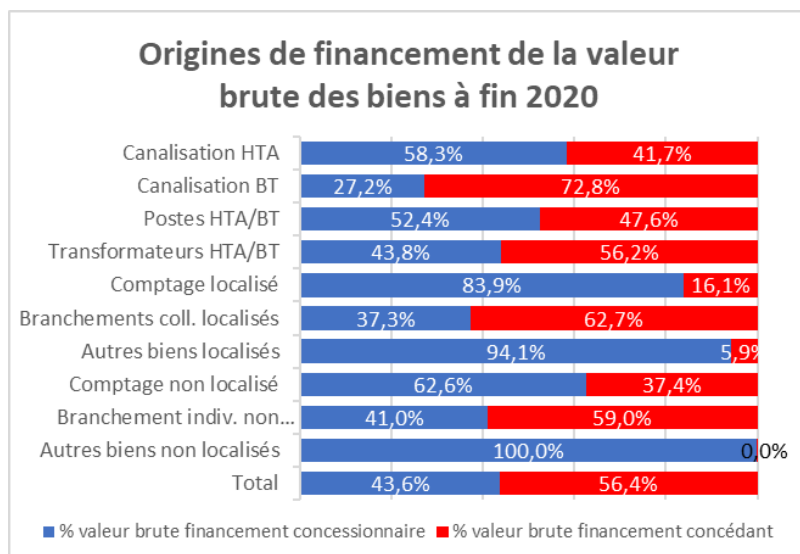
Graphique élaboré par le SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

⁶ Application de l'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique

⁷ Conformément à l'article 213-4 du Plan Comptable Général

3.2.2.4 ORIGINE DE FINANCEMENT

La répartition des origines de financement communiquée par le gestionnaire du réseau de distribution à fin 2020 :



Graphique élaboré par le SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

Chaque immobilisation comptable indique la décomposition des financements entre le financement du gestionnaire du réseau de distribution et le financement concédant.

Le financement du gestionnaire du réseau de distribution correspond au financement effectivement décaissé par le gestionnaire du réseau de distribution, diminué des montants affectés en financement concédant.

A fin 2020, la répartition des origines de financement est de 56,4% en financement concédant et 43,6% en financement du gestionnaire du réseau de distribution.

3.2.3 Amortissements

3.2.3.1 AMORTISSEMENTS DE DEPRECIATION

Le montant des amortissements de dépréciation inscrit dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution est égal à 553,2 M€ à fin 2020, soit 42,9% de la valeur brute des ouvrages concédés.

Le taux d'amortissement est nul à la mise en service de l'ouvrage et est égal à 100% au terme du plan d'amortissement.

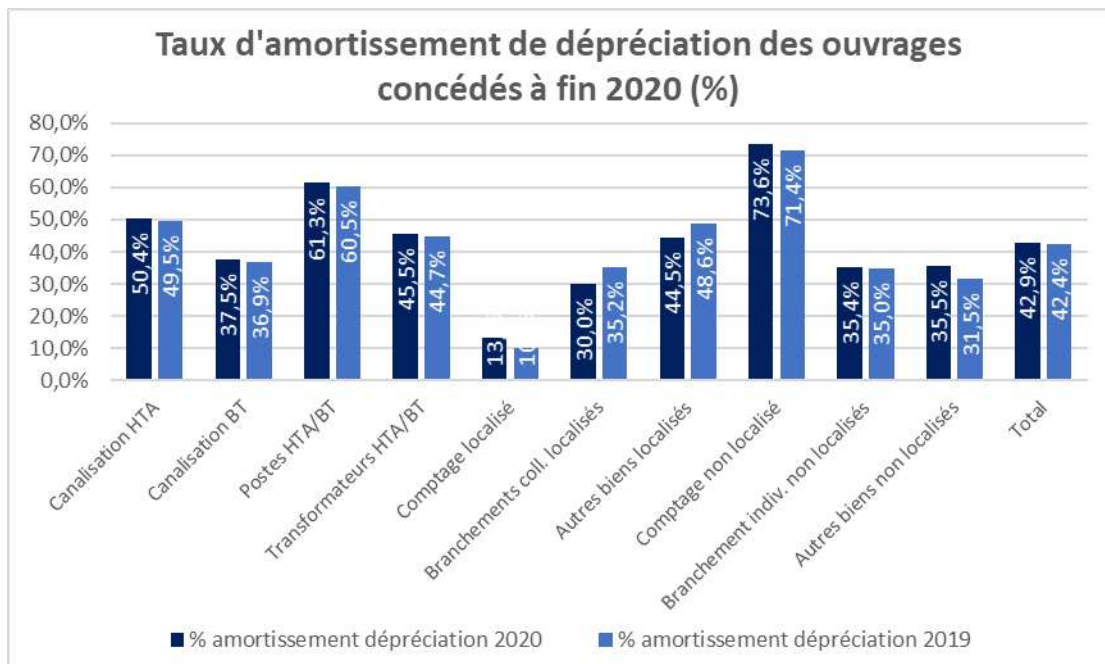
La décomposition des amortissements des dépréciations par catégorie d'ouvrage à fin 2020 :

Amortissements de dépréciation (k€) Inventaire comptable Enedis à fin 2020	Amortissement dépréciation total (yc réévaluation 1959/1976)
Canalisation HTA	184 204
Canalisation BT	181 976
Postes HTA/BT	62 261
Transformateurs HTA/BT	20 554
Comptage	4 070
Branchements coll. localisés	4 374
Autres biens localisés	3 719
Comptages non localisés	14 268
Branchements indiv. non localisés	76 177
Autres biens non localisés	1 615
Total	553 218

Tableau élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

L'évolution du taux d'amortissement des ouvrages concédés par catégorie

ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE



Graphique élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

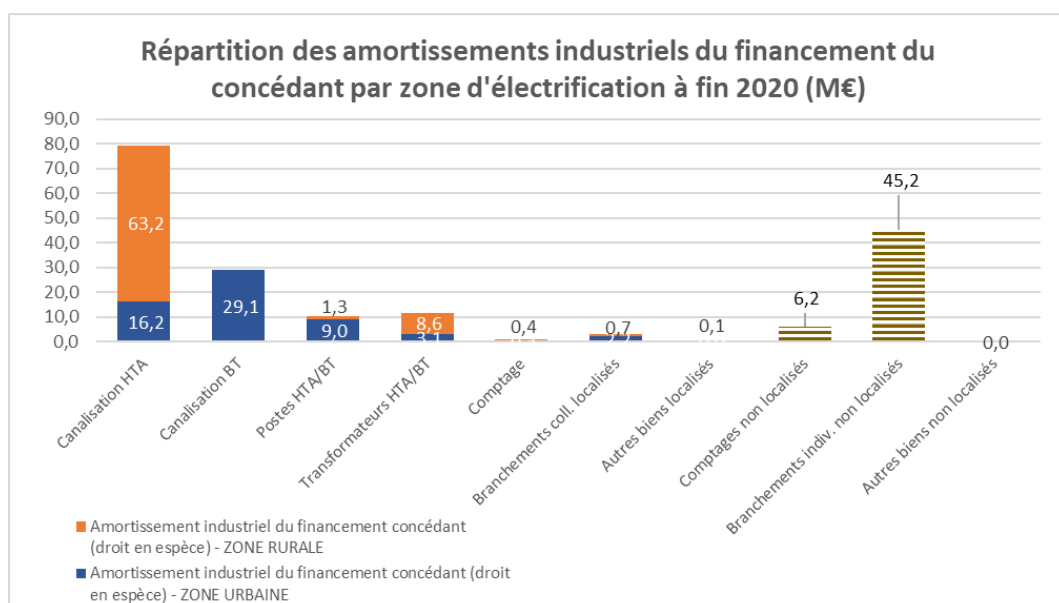
Pour les biens non localisés, l'amortissement n'est pas représentatif de la réalité des ouvrages exploités sur la concession.

3.2.3.2 AMORTISSEMENTS INDUSTRIEL

L'amortissement industriel permet de reconstituer les capitaux investis pour l'établissement d'un ouvrage qui devra être renouvelé par la suite.

Sa charge constatée au bilan du gestionnaire du réseau de distribution et couverte par le tarif, permet de recouvrer progressivement le financement initial du gestionnaire du réseau de distribution et du concédant pour la construction de l'ouvrage.

La répartition par zone d'électrification des amortissements industriels du financement du concédant inscrits dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution, à fin 2020 :



Le gestionnaire du réseau de distribution ne constitue pas d'amortissement sur les canalisations basse tension et les postes HTA/BT situés en zones d'électrification rurale dont le renouvellement incombe à l'autorité concédante.

La synthèse des amortissements de dépréciation et amortissements industriels du financement du concédant constitués par le gestionnaire du réseau de distribution à fin 2020 :

Amortissement des ouvrages concédés (k€) <i>Inventaire comptable Enedis à fin 2020</i>	Amortissement dépréciation du financement concédant (hors réévaluation)	Amortissement industriel du financement concédant (hors réévaluation)	Ecart
Canalisation HTA	79 416	79 427	-11
Canalisation BT	123 061	29 123	93 938
Postes HTA/BT	34 562	10 264	24 298
Transformateurs HTA/BT	12 202	12 114	88
Comptage	780	778	3
Branchements coll. localisés	2 890	2 890	0
Autres biens localisés	188	75	113
Comptages non localisés	6 171	6 171	0
Branchements indiv. non localisés	45 147	45 158	-10
Autres biens non localisés	1	1	0
Total	304 419	186 001	118 418

Tableau élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

3.2.4 Valeur nette comptable

La valeur nette comptable (VNC) inscrite dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution est de 737,2 M€ à fin 2020. La VNC se répartit de la façon suivante :

Valeur nette comptable des ouvrages concédés (k€) <i>Inventaire comptable Enedis à fin 2020</i>	Valeur nette comptable (yc réévaluation 1959/1976)
Canalisation HTA	181 012
Canalisation BT	303 653
Postes HTA/BT	39 300
Transformateurs HTA/BT	24 622
Comptage	26 832
Branchements coll. localisés	10 182
Autres biens localisés	4 633
Comptages non localisés	5 115
Branchements indiv. non localisés	138 931
Autres biens non localisés	2 933
Total	737 212

Tableau élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

La valeur nette comptable représente la valeur brute diminuée des amortissements de dépréciation.

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

3.2.5 Valeur de remplacement théorique

La valeur de remplacement théorique représente l'estimation du coût du remplacement du bien à fonctionnalités et capacités identiques.

La valeur de remplacement théorique des ouvrages concédés est estimée par le gestionnaire du réseau de distribution à 1662 M€ à fin 2020.

Elle est revalorisée chaque année afin de refléter l'évolution des prix des ouvrages. Les coefficients d'actualisation des valeurs de remplacement sont transmis chaque année par le gestionnaire du réseau de distribution :

Coefficients d'actualisation des valeurs théoriques de remplacement (%)	2015	2016	2017			
Réseau	-0,43%	-0,52%	0,00%	1,70%	1,74%	1,13%
Transformateur	-0,27%	1,47%	0,99%	1,59%	1,00%	0,00%

La valeur de remplacement sert au calcul des provisions pour renouvellement.

Le gestionnaire du réseau de distribution cesse de revaloriser la valeur de remplacement théorique des ouvrages totalement amortis parvenus au terme de leur durée d'amortissement même s'ils continuent à être exploités. Le stock de provisions pour renouvellement cesse d'évoluer au terme du plan d'amortissement des ouvrages.

La décomposition des valeurs de remplacement par catégorie d'ouvrage :

Valorisation comptable des ouvrages concédés (k€) <i>Inventaire comptable Enedis à fin 2020</i>	Valeur de remplacement théorique (VR)
Canalisation HTA	500 764
Canalisation BT	624 481
Postes HTA/BT	135 949
Transformateurs HTA/BT	58 365
Comptage	30 902
Branchements coll. localisés	17 293
Autres biens localisés	8 629
Comptages non localisés	19 383
Branchements indiv. non localisés	261 602
Autres biens non localisés	4 586
Total	1 661 953

Tableau élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

3.2.6 Provisions pour renouvellement

La provision pour renouvellement est destinée au renouvellement des biens avant le terme normal de la concession. La provision pour renouvellement est assise sur la différence entre la valeur de remplacement théorique et la valeur brute.

La provision pour renouvellement est destinée à compléter l'amortissement constitué par le gestionnaire du réseau de distribution⁸.

A fin 2020, le stock des provisions de renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 82,7 M€ principalement répartis entre les canalisations HTA (50%) et BT (18%), les postes HTA/BT (10%), les transformateurs HTA/BT (7%) ainsi que les branchements non localisés (15%) :

⁸ Le guide comptable des entreprises concessionnaires approuvé en 1975 par le Conseil national de la comptabilité stipule : « Cette provision correspond à la différence entre le coût probable de remplacement et la valeur d'entrée dans le patrimoine (coût d'acquisition ou de production). Le montant global de la provision est ajusté lors de l'établissement de chaque situation comptable en fonction de l'évolution de cette différence ».

Valorisation comptable des ouvrages concédés (k€) <i>Inventaire comptable Enedis à fin 2020</i>	renouvellement (PR)
Canalisation HTA	41 104
Canalisation BT	14 784
Postes HTA/BT	8 202
Transformateurs HTA/BT	6 124
Comptage	0
Branchements coll. localisés	0
Autres biens localisés	23
Comptages non localisés	0
Branchements indiv. non localisés	12 432
Autres biens non localisés	0
Total	82 670

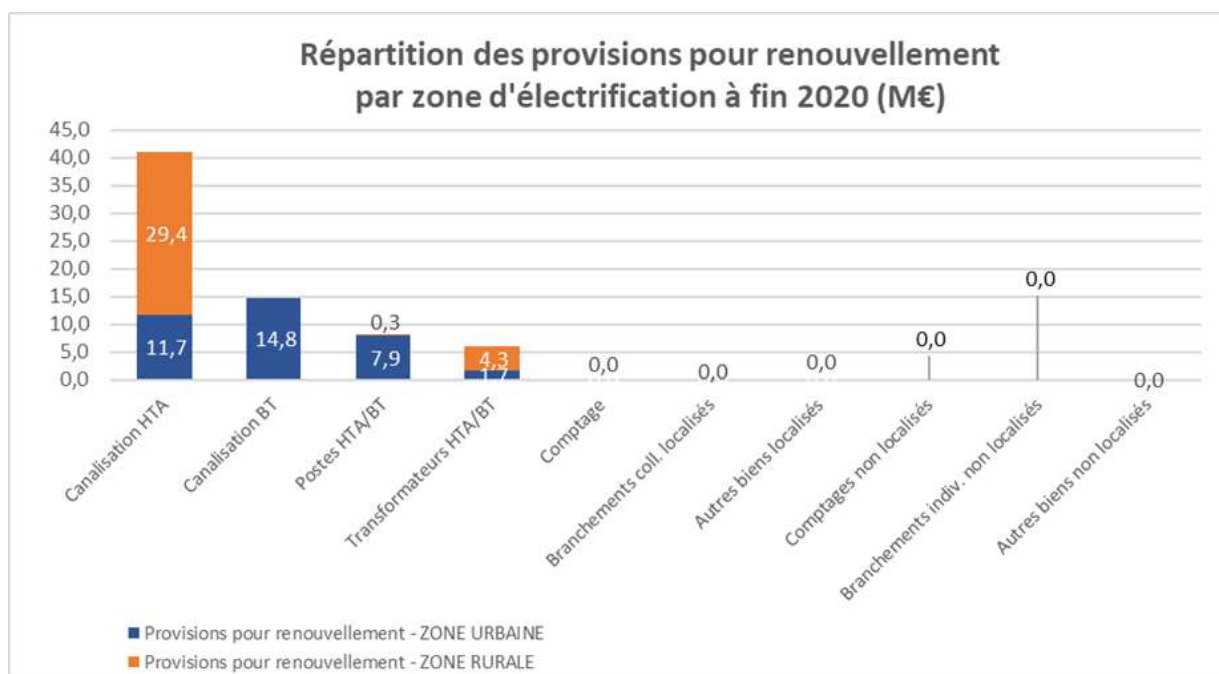
Tableau élaboré par SDE22 à partir des fichiers de contrôle Enedis 2020

La méthode retenue par le gestionnaire du réseau de distribution pour calculer les provisions pour renouvellement est du domaine de son autonomie de gestion.

Depuis 2011, le gestionnaire du réseau de distribution a recours à des tables de probabilité de retrait des ouvrages pour pondérer le calcul des dotations annuelles aux provisions pour renouvellement. Ces tables contiennent la valeur des coefficients appliqués au calcul des dotations par nature d'ouvrage et par année de mise en service en fonction de l'année de fin de concession.

Les ouvrages concédés n'étant pas parvenu au terme du plan d'amortissement avant l'échéance de la concession ne font pas l'objet de provisions pour renouvellement. A titre d'exemple, l'allongement de la durée d'amortissement des ouvrages collectifs de branchement de 40 ans à 60 ans au 31 décembre 2019 a fait l'objet d'une reprise des provisions pour renouvellement de 871 k€ à fin 2019, ces ouvrages n'étant plus renouvelables avant le terme normal du contrat de concession.

La répartition par zone d'électrification des provisions pour renouvellement inscrites dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution, à fin 2020 :



Le gestionnaire du réseau de distribution ne constitue pas de provision pour renouvellement sur les canalisations basse tension et les postes HTA/BT situés en zones d'électrification rurale dont le renouvellement incombe à l'autorité concédante.

La synthèse des provisions pour renouvellement constituées par le gestionnaire du réseau de distribution sur les ouvrages concédés totalement amortis à fin 2020 :

Concession SDE22 (k€) Ouvrages concédés localisés totalement amortis à fin 2020	Valeur brute (VB)	Valeur de remplacement (VR)	pour renouvellement (PR)	provisions dotées sur l'écart entre VR et VB (%)
Canalisation HTA aérien nu	10 071	34 023	22 524	94,0%
Canalisation HTA souterrain	4 000	13 720	8 746	90,0%
Canalisation BT aérien nu	15 213	47 460	7 844	24,3%
Canalisation BT aérien isolé	37	126	92	103,7%
Canalisation BT souterrain	4 552	13 990	5 268	55,8%
Poste HTA/BT sur poteau	5 429	10 413	454	9,1%
Poste HTA/BT maçonné	1 840	5 774	2 451	62,3%
Poste HTA/BT préfabriqué	7 687	11 430	1 057	28,2%
Appareillages postes maçonnés	6 937	11 755	3 076	63,8%
Cellules HTA	409	668	285	109,9%
Téléconduite postes HTA/BT	122	138	12	76,9%
Transformateur HTA/BT	2 534	7 422	4 872	99,7%
Total	58 874	156 970	56 688	57,8%

Au cours du contrat, les modalités d'affectation et de reprise des provisions pour renouvellement par le gestionnaire du réseau de distribution :

- Provisions affectées au bien remplaçant lors du renouvellement effectif du bien :
 - Les provisions pour renouvellement sont enregistrées en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, au passif de la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution
 - Le financement du concédant augmente la valeur non amortie des biens, dite « droit en nature »
 - L'amortissement du droit en nature au fil du temps incrémente l'amortissement du financement du concédant, conduisant au maintien des droits du concédant dans le temps
 - En fin de contrat, les provisions pour renouvellement diminuent la valeur de reprise par l'autorité concédante des ouvrages pour la part non amortie des apports du gestionnaire du réseau de distribution
- Provisions devenues sans objet et reprises au compte de résultat national de l'entreprise lorsque :
 - Le bien est abandonné et non renouvelé
 - Le renouvellement du bien s'avère moins coûteux que prévu et une part de provisions pour renouvellement n'a pas été affectée
 - La durée de vie comptable du bien est allongée et qu'il n'est plus renouvelable au cours du contrat
 - Le renouvellement du bien est réalisé par l'autorité concédante à la place du gestionnaire du réseau de distribution

3.3 Synthèse des actifs et passifs de concession

3.3.1 Actif et passif

Tous les ouvrages concédés sont inscrits à l'actif du bilan du gestionnaire du réseau de distribution ⁹.

L'inscription à l'actif du bilan de la valeur nette comptable des ouvrages mis en concession comporte une contrepartie au passif.

⁹ Conformément à l'article 393-1-2 du Plan Comptable Général (PCG)

Les passifs de concession sont de natures différentes selon que l'on considère les droits sur les ouvrages existants ou les droits sur les ouvrages futurs.

Les passifs sont présentés à chaque fin d'exercice par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante et se décomposent de la façon suivante :

- **Les droits de l'autorité concédante sur les biens existants comprennent :**
 - la contre-valeur en nature des ouvrages, soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés quelle que soit l'origine des financements, qui matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant ;
 - la valeur nette comptable des financements du gestionnaire du réseau de distribution : cette valeur correspond à la part non amortie des apports nets du gestionnaire du réseau de distribution, diminués des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du concédant qui sont affectés en droits du concédant lors des renouvellements et de ce fait considérés comme des financements du concédant.
- **Les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler :**
 - les droits sur les ouvrages à renouveler correspondent à l'amortissement du financement du concédant sur des biens pour lesquels le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage du renouvellement. Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers. Ce montant est complété des provisions pour renouvellement et des amortissements du financement du concédant affectés en apports du concédant lors des renouvellements. Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, au remplacement effectif du bien, en droit du concédant sur les biens existants.
 - la provision pour renouvellement est constituée sur la durée de vie des biens, pour les seuls ouvrages renouvelables avant le terme de la concession et pour lesquels le gestionnaire du réseau de distribution réalise le renouvellement. Elle vient compléter l'amortissement industriel.

La synthèse des actifs et passifs inscrits à fin 2020 dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution est représentée ci-après :

ACTIF dans la comptabilité d'Enedis	PASSIF dans la comptabilité d'Enedis	
Immobilisations nettes de la concession (A) 737,2	Financement concédant déjà constitué sur le tarif (amortissement et provision pour renouvellement du bien précédent) et remises gratuites (B) 418,2	Amortissement financement concédant constitué sur le tarif mais non affecté comptablement (D) 186,0
	Financement concessionnaire non amorti, restant à constituer sur le tarif (C) 319,1	constituée sur le tarif mais non affectée comptablement 82,7

Le bilan présente à l'actif la valeur nette des biens de la distribution publique d'électricité pour 737,2 M€ avec pour contrepartie au passif les droits du concédant sur les biens existants égaux à 418,2 M€ et les droits du concédant sur les biens à renouveler s'élevant à 186,0 M€ (hors provisions pour renouvellement).

Lors du renouvellement des biens, l'amortissement constitué sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante - le droit en espèce (D) et la provision constituée au titre du bien remplacé (E) sont soldés et sont comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien (B). L'excédent éventuel de provision pour renouvellement est repris au résultat de l'entreprise.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler, constitués de l'amortissement du financement du concédant (D) et des provisions pour renouvellement (E), se transforment au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

La provision pour renouvellement reste affectée en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, augmentant ainsi le droit en nature. L'amortissement du droit en nature au fil du temps augmente le droit en espèces du concédant, et les droits du concédant sont maintenus dans le temps.

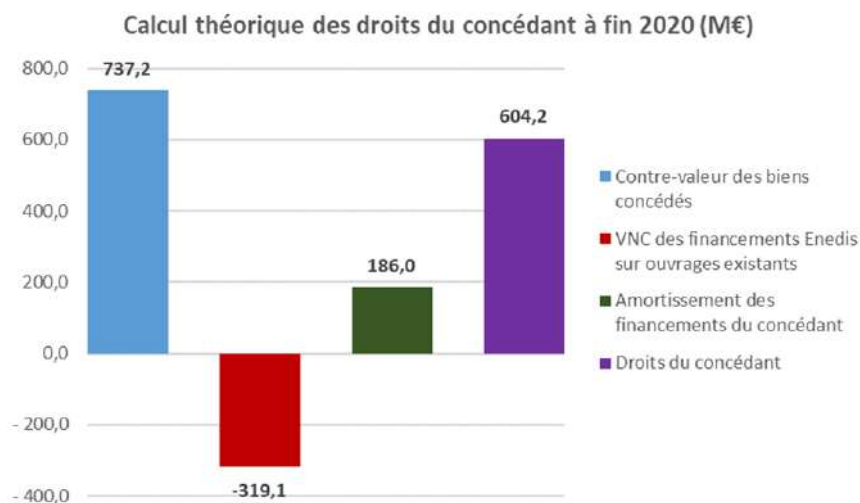
Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

3.4 Droits du concédant

Les droits du concédant constitués dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution sont constitués des :

- Droits du concédant sur les biens existants qui correspondent à :
 - La valeur nette comptable des ouvrages concédés, qui traduit l'obligation pour le concessionnaire de remettre les biens au concédant, ou droits en nature ;
 - Déduction faite des apports non amortis du concessionnaire, ou créances en espèce;
- Droits du concédant sur les biens à renouveler qui correspondent à : l'amortissement industriel constitué par le concessionnaire sur la partie des biens financée par l'autorité concédante et les tiers au travers de leurs participations financières, ou droit en espèce.

Les droits du concédant inscrits dans la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution s'établissent à 604,2 M€ à fin 2020 :



Les droits du concédant se répartissent entre 469,9 M€ au titre des ouvrages localisés et 134,3 M€ au titre des biens non localisés :

Droits du concédant (M€) <i>Selon comptabilité d'Enedis à fin 2020</i>	Maille Concession SDE22		
	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Contre-valeur des biens concédés (comptes 22941x et 22945x)	590,2	147,0	737,2
Valeur nette comptable des financements Enedis (compte 22955x)	-255,0	-64,1	-319,1
Amortissement du financement du concédant (compte 229541)	134,7	51,3	186,0
Droits du concédant (somme des comptes 22941x, 22945x, 229541 et 22955x)	469,9	134,3	604,2

3.5 Produits et charges d'exploitation

3.5.1 Préalable

Conformément à l'article D. 2224-37 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), le Compte-Rendu annuel d'Activité du Concessionnaire (CRAC) présente, pour ce qui concerne le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, les principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significatives.

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 éléments financiers transmis annuellement dans les CRACs sont issus de la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution.

3.5.2 Produits et charges d'exploitation

Produits d'exploitation

Produits d'exploitation (k€) <i>Comptabilité d'Enedis</i>	2019	2020
Recettes d'acheminement	151 683	156 794
<i>Dont clients HTA</i>	22 528	23 157
<i>Dont clients BT ≤ à 36 kVA</i>	106 749	111 758
<i>Dont clients BT > à 36 kVA</i>	21 891	21 230
<i>Dont autres</i>	515	649
Recettes de raccordements et prestations	8 608	8 026
<i>Dont raccordements</i>	6 877	6 620
<i>Dont prestations</i>	1 732	1 406
Autres recettes	1 972	2 026
Chiffres d'affaires	162 264	166 845
Autres produits	29 816	25 843
<i>Production stockée et immobilisée</i>	18 946	17 196
<i>Reprises sur amortissements et provisions</i>	9 638	7 585
<i>Reprises sur amortissements</i>	790	141
<i>Dont reprises d'amortissements de financements du concédant</i>	790	141
<i>Dont autres types de reprises</i>	-	-
<i>Reprises sur provisions</i>	8 847	7 443
<i>Dont reprises de provisions pour renouvellement</i>	1 437	734
<i>Dont reprises d'autres catégories de provisions</i>	7 410	6 709
<i>Autres produits divers</i>	1 232	1 062
Total des produits	192 080	192 688

Charges d'exploitation

Charges d'exploitation (k€) Comptabilité d'Enedis	2019	2020
Consommation de l'exercice en provenance de tiers	92 544	90 069
Accès réseau amont	43 488	42 518
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	11 722	12 942
Redevances de concession	2 519	2 254
Autres consommations externes	34 815	32 354
Matériel	14 773	14 371
Travaux	4 945	5 022
Informatique et télécommunications	2 409	2 677
Tertiaire et prestations	4 607	4 819
Bâtiments	2 322	2 444
Autres achats	4 759	3 022
Impôts, taxes et versements assimilés	7 421	7 621
Contribution au CAS FACÉ	3 598	3 625
Autres impôts et taxes	3 823	3 996
Charges de personnel	29 476	29 745
Dotations d'exploitation	39 666	40 865
Dotation aux amortissements distribution publique	24 794	25 258
Dont amortissement des financements du concessionnaire	14 824	15 402
Dont amortissements des financements de l'autorité concédante et des tiers	9 971	9 856
Dont autres amortissements	-	-
Dotation aux provisions pour renouvellement	2 053	1 385
Autres dotations d'exploitation	12 818	14 223
Autres charges	5 811	4 428
Charges centrales	8 614	9 318
Total des charges	183 532	182 046

3.5.3 Contribution à l'équilibre

Le tarif d'acheminement, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi d'assurer l'équilibre économique global du gestionnaire du réseau de distribution.

Contribution à l'équilibre (k€) Comptabilité d'Enedis	2019	2020
Total des produits d'exploitation - total des charges d'exploitation	8 547	10 642
Charge supplémentaire	-	-
Produit supplémentaire	5 105	3 265
Total des produits d'exploitation - total des charges y compris contribution à l'équilibre (niveau moyen)	13 652	13 907

3.5.4 Clés de répartition

La reconstitution analytique des produits et charges à la maille de la concession s'effectue à partir :

- d'une affectation directe des produits et des charges lorsque ceux-ci sont directement rattachés à la concession ;
- d'une répartition des charges communes sur la base de clés de répartitions simples et composites définies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Contrairement aux produits d'exploitation, les charges de la concession sont majoritairement issues d'un processus de répartition sur la base de diverses clés de répartition.

Ainsi, près de 30% des charges d'exploitation font l'objet d'une affectation directe à la maille de la concession, les 70% restant font l'objet d'une répartition, comme décrit dans le tableau ci-dessous :

Répartitions retenues pour les produits et charges d'exploitation (k€) <i>Comptabilité d'Enedis</i>	2020
Produits affectés directement à la concession	174 578
Produits répartis	18 108
Taux des produits répartis (%)	9,4%
Charges affectées directement à la concession	51 970
Charges réparties	120 757
Taux des charges réparties (%)	69,9%

Les clés simples sont décrites aux comptes rendus annuels de concession.

Les clés composites appliquées aux charges de personnel et aux matériels sont établies par le gestionnaire du réseau de distribution selon les modalités suivantes :

- Une partie des charges de personnel concerne des agents travaillant directement à la construction d'immobilisations.

Dans ce cas, ces charges afférentes à des investissements sont incluses dans le coût des biens immobilisés et localisables.

La majeure partie des charges de personnel se rapporte aux agents du gestionnaire du réseau de distribution travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau) et aux agents chargés des relations avec les clients (activités de comptage, relève). Ce sont les charges de personnel dites d'exploitation.

La méthode de répartition des charges de personnel d'exploitation a été affinée en 2011 en retenant une clé composite dépendant du type d'activité : la part relative à l'activité « réseau » est répartie vers les concessions à la clé « nombre de kilomètres de réseau » et la part relative à l'activité « clientèle » est répartie vers les concessions à la clé « nombre de clients ».

3.5.5 Eléments exceptionnels

Conformément à l'article D. 2224-40 du décret n° 2016-496 du 21 avril 2016, relatif au compte-rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution mentionne les produits et charges exceptionnels.

Ils sont répartis au prorata du nombre de clients de la concession par rapport à l'ensemble des clients du gestionnaire du réseau de distribution, en l'absence d'information permettant de les localiser sur la concession.

Eléments exceptionnels (k€) <i>Comptabilité d'Enedis</i>	2020
Produits	2 729
Charges	2 724
Produits - charges	5

ANNEXE 2C

Schéma directeur des investissements (SDI)

Sommaire

1. Préambule	3
2. Synthèse du diagnostic technique	4
3. Les ambitions portées par le Schéma Directeur et les leviers associés	7
3.1 Qualité de l'électricité distribuée	8
3.1.1 Continuité d'alimentation	8
3.1.2 Tenue de tension	8
3.2 Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	9
3.2.1 Maintenir le niveau de fiabilité des postes sources	9
3.2.2 Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques (PAC)	9
3.2.3 Augmenter la résilience des réseaux face aux risques d'inondation et de submersion marine	10
3.2.4 Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	10
3.2.5 Renouveler les réseaux souterrain CPI HTA	11
3.2.6 Résorption du réseau BT fils nus dans les communes urbaines	11
3.2.7 Maintenir sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'ancienne génération	12
3.2.8 Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA	12
3.3 Synthèse des leviers et valeurs repères associées	14

1. Préambule

Conformément à l'Article 11 du nouveau modèle de cahier des charges de concession, 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 du territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Le dispositif se décline comme suit :

- un schéma directeur des investissements correspondant à une vision de long terme (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements ciblés sur des zones ou objets prioritaires et contribuant aux ambitions du schéma directeur (désignés « programmes pluriannuels »)
- un programme annuel des investissements du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désignés « programme annuel »)

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé le schéma directeur porte sur les priorités d'investissement respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante et décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée du contrat de concession, fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

La qualité des échanges a permis de définir conjointement le socle d'ambitions partagées du schéma directeur des investissements pour lesquelles des valeurs repères et des leviers sont identifiés pour y parvenir. Pour rappel les définitions des différents termes sont les suivantes :

- **Ambition** : cible commune de ce qui doit être accompli sur la concession
- **Levier** : action concrète visant à réaliser les ambitions et tendre vers les valeurs repères définies conjointement
- **Valeur repère** : traduction chiffrée de l'ambition permettant d'orienter les choix d'investissement ciblés
- **Indicateur** : représentation mesurable de l'état des actions
- **État des lieux** : situation mesurée au départ qui recouvre un ensemble de données et d'analyses

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution ont ainsi pour **ambitions d'améliorer durablement la qualité de l'électricité distribuée afin d'accompagner le développement économique et la transition énergétique des Côtes d'Armor, en poursuivant la modernisation et l'adaptation du réseau de distribution public, ainsi que sa résilience aux aléas climatiques.**

Cette ambition générale est déclinée en leviers d'actions, dans une logique de maintien dans la durée de la performance et de la fiabilité du patrimoine concédé, permettant de tendre vers des valeurs repères.

L'ambition relative à la transition énergétique du territoire, laquelle s'inscrit pleinement dans ce schéma directeur, est déclinée en actions particulières détaillées en application de l'article 13 de l'annexe 1.

Les modalités de suivi et de révision du présent schéma directeur, ainsi que d'élaboration, de suivi et d'évaluation des programmes pluriannuels et annuels des investissements, sont précisées dans l'annexe 2A du cahier des charges de concession.

2. Synthèse du diagnostic technique

Le diagnostic technique sur le territoire de la concession a été élaboré conjointement par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante. Il constitue l'annexe 2B au cahier des charges de concession, et sera réactualisé dans le cadre des travaux préalables à l'élaboration de chaque PPI suivant (dans les conditions décrites en annexe 2A).

Le diagnostic initial a été réalisé à partir des données de qualité de fourniture (Décret Qualité, Critère B, liste des incidents HTA et BT, tenue en tension) et des données patrimoniales (longueurs de réseaux / quantités d'ouvrages par typologie) à fin 2018 et sur un historique de 5 ans.

Ce diagnostic est ainsi constitué :

- d'une description physique du patrimoine de la concession,
- d'une présentation de la performance du réseau,
- d'une présentation des programmes de travaux entrepris par le gestionnaire du réseau de distribution sur la concession,
- d'une analyse par le gestionnaire du réseau de distribution et le concédant des forces et fragilités du réseau,
- des conclusions de cette analyse partagée en termes d'opportunités à saisir et de points de vigilance à retenir.

Le diagnostic technique initial (Annexe 2B) a mis en évidence les **principales forces** du réseau public de distribution de la concession, à savoir :

- Une alimentation de la concession fiabilisée par le maillage des 34 postes sources situés sur le département et les postes sources des territoires adjacents
- Un niveau d'investissement important ces dernières années pour le renouvellement du réseau HTA et du réseau BT aérien nu, ayant permis d'améliorer la résilience du réseau face aux événements climatiques intenses, notamment dans le cadre du programme exceptionnel PEIM de 30,5 M€ achevé en 2020
- Aucun dépassement du taux de clients mal alimentés au sens de la tenue de tension depuis la mise en application du décret qualité
- Un programme de maintenance et d'élagage volontariste qui a permis de renforcer la résilience des réseaux
- Des réseaux souterrains HTA et BT performants, avec des taux d'incident particulièrement faibles par rapport à la moyenne nationale
- Des réseaux HTA aériens en majorité en Almelec de forte section, qui présentent un niveau de fiabilité très satisfaisant par rapport à la moyenne nationale
- Un nombre de départ HTA en contrainte de tension limité (2 départs à fin 2020) et un taux de clients BT mal alimentés plutôt faible (0,7% à fin 2020)
- Des réseaux HTA aériens peu sensibles aux événements salins

- Un bon niveau d'équipement en organes de manœuvre télécommandés (OMT)

Il a aussi révélé les principales **fragilités** du réseau concédé :

- Un taux d'enfouissement du réseau HTA de près de 38% à fin 2020, plus faible que la moyenne à densité de population sur le réseau HTA équivalente
- Un stock important de réseau BT aérien nu en communes rurales et urbaines (près de 3600 km à fin 2020), qui présente une forte vulnérabilité : son taux d'incident est 7 fois supérieur aux autres technologies de réseau BT
- Une durée moyenne de coupure annuelle par client BT, critère B Hix hors RTE, de 105 min sur la chronique 2016-2020, plus élevé que celui constaté sur la même période au niveau national sur les zones de desserte émeraude Z1 (137 min vs 111 min) et Z2 (69 min vs 46 min).
- Un taux d'incidents global moyen sur réseaux BT un peu au-dessus de la moyenne nationale sur la période 2013-2018 principalement dû à l'incidentologie du réseau fils nus.
- Un réseau globalement exposé aux aléas climatiques bois, vent, faibles sections (558 km de tronçons HTA aériens risque avéré PAC à fin 2020), avec un impact direct sur le critère B à la maille de la concession. Les tronçons les plus à risque ont été traités dans le cadre du PEIM.

Des forces du réseau mises en évidence au terme du diagnostic partagé, les Parties ont identifié les **opportunités en enjeux** ci-après :

- Les travaux de voirie réalisés en coordination
- La transition énergétique
- Mettre à profit les apports du déploiement de la technologie Linky et des Smart Grids pour moderniser la gestion du réseau et de la relation client
- Une meilleure qualification de la qualité d'alimentation et de la continuité de fourniture attendue grâce aux données des compteurs Linky
- Les opportunités de travaux sur les ouvrages aériens HTA (opérations de rénovation programmée)

Des fragilités observées au terme du diagnostic partagé, les Parties retiennent **les points de vigilance** suivants :

- Surveillance de l'évolution des risques climatiques
- L'évolution du critère B
- Maintien sous surveillance les réseaux souterrains BT d'ancienne génération ou potentiellement incidentogènes, notamment au travers d'analyses statistiques de type « Big Data » déjà à l'œuvre.
- Une cohérence des linéaires de réseau BT entre l'inventaire technique et comptable qui peut être améliorée
- Un inventaire technique des réseaux BT de technologie ancienne qui reste à fiabiliser (fils nus, souterrain CPI et NP)

3. Les ambitions portées par le Schéma Directeur et les leviers associés

Le schéma directeur porte l'ambition principale suivante :

Garantir durablement un haut niveau de qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension afin d'accompagner le développement économique et la transition énergétique des Côtes d'Armor, en poursuivant la modernisation, la pérennisation et le développement ou l'adaptation du réseau public de distribution et sa résilience aux aléas climatiques.

Cette ambition générale se décline selon les axes principaux suivants :

- La recherche de la **performance globale du réseau** dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent et l'optimisation de la distribution publique pour **accompagner la transition écologique** et les nouveaux usages de l'électricité (production, mobilité, flexibilité, autoconsommation, ...)
- Garantir durablement une **desserte de qualité**, un bon niveau de qualité de fourniture de la concession et une meilleure résilience face aux aléas climatiques ainsi qu'une **plus grande réactivité** en cas d'incidents HTA
- **Sécuriser et moderniser le réseau BT**
- **Pérenniser et moderniser le réseau HTA** pour maintenir un haut niveau de fiabilité notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- **Prise en compte des besoins en électricité connus et prévisibles**

Les ambitions du schéma directeur des investissements (SDI) du présent document s'appuient sur des leviers, des valeurs repères et des indicateurs qui sont précisés ci-après.

En déclinaison des ambitions et valeurs repères du SDI, tout en maximisant l'efficience des engagements successifs, les PPI seront établis sur des zones géographiques et/ou objets techniques priorisé/es au regard d'un diagnostic complet actualisé. Celui-ci reprendra l'ensemble des thématiques abordées ci-après ainsi que d'autres éventuels objets ou zones qui auraient pu être identifiés à l'occasion de l'actualisation du diagnostic, conformément à l'article 2.1 de l'annexe 2A. Chaque PPI précisera les cibles de réalisation technique, ainsi que le périmètre des investissements.

3.1 Qualité de l'électricité distribuée

L'ensemble des leviers décrits dans le présent Schéma Directeur des Investissements, et porté conjointement par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, contribue à assurer durablement un haut niveau de qualité de fourniture pour les clients de la concession.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution **s'engage en premier lieu à respecter durablement et a minima les seuils définis par le décret relatif à la qualité de l'électricité sur la durée du contrat.**

3.1.1 Continuité d'alimentation

3.1.1.1 Améliorer le Critère B HIX de la concession

L'ambition partagée est d'améliorer la continuité d'alimentation de la concession notamment dans le cas d'aléas climatiques non exceptionnels.

La qualité de desserte sur le territoire de la concession sera mesurée au moyen du temps moyen de coupure annuel par client BT, désigné sous l'appellation de « critère B ». Cette évaluation sera ainsi basée sur le **critère B hors événements exceptionnels, hors RTE, moyenné sur 4 années glissantes**, calculé à la maille de la concession.

Valeur repère :

Le niveau du critère B HIX hors RTE observé sur la concession sur la période 2015-2018 est de 108 minutes (cf. diagnostic technique). Le gestionnaire du réseau de distribution ambitionne **d'améliorer le niveau actuel de cet indicateur à 85 minutes moyenné sur 4 années glissantes¹ au terme du contrat. En cohérence avec le cadre réglementaire en vigueur, le calcul du critère B sera progressivement établi en y intégrant les données apportées par les compteurs Linky.**

Si le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans dépasse 115 min une année N, Enedis partagera l'année N+1 une analyse qui servira à la construction des PPI suivants ou à un ajustement du PPI en cours.

3.1.2 Tenue de tension

3.1.2.1 Maintenir un réseau HTA avec peu de contraintes de tension

Le concessionnaire mettra sous surveillance les départs HTA présentant une chute de tension de plus de 5% à réglementation et mode de calcul équivalent. Dès lors que la chute de tension d'un départ sera supérieure à 6% alors Enedis réalisera des analyses techniques spécifiques et mettra en œuvre la solution technico-économique optimale visant à résorber cette chute de tension et ce dans un délai de 3 ans suivant l'apparition des contraintes.

Dans l'analyse, seront notamment pris en compte la récurrence et l'ampleur des contraintes de tension calculées. Les éventuelles actions seront définies et adaptées en fonction de ces critères (acte

¹ A mode de calcul inchangé

d'exploitation et/ou réalisation de renforcement ciblé), et pourront s'inscrire dans des modalités nouvelles introduites dans le cadre de la Transition Énergétique (flexibilité, stockage, par exemple). Un contrôle d'efficacité de ces actions sera mis en œuvre avec l'autorité concédante.

3.1.2.2 Traitement des départs et clients mal alimentés en communes urbaines

L'ambition partagée est de maintenir le taux de CMA (Clients Mal Alimentés au sens de l'article D. 322-2 du Code de l'énergie, issu du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, et de son arrêté d'application) à un niveau bas. Pour ce faire, le distributeur s'engage à respecter durablement et à minima les seuils réglementaires du décret qualité à savoir :

- Taux annuel de clients mal alimentés en tenue de tension BT $\leq 3\%$
- Taux annuel de clients mal alimentés en continuité d'alimentation $\leq 5\%$

En complément des engagements réglementaires, le gestionnaire du réseau de distribution analysera les départs et clients BT en contrainte $\Delta U/U > 10\%$, les CMA et les réclamations des clients BT afin de traiter les CMA par des actes d'exploitation et/ou un renforcement ciblé au fil de l'eau sur la durée du SDI.

Les CMA en contrainte depuis plus de 2 ans feront l'objet d'une analyse conjointe d'Enedis et du SDE22 pour mettre en œuvre les traitements nécessaires.

Suite à cette analyse, lorsque c'est pertinent pour résorber les clients mal alimentés, le SDE22 s'engage à réaliser des travaux de renforcement sur le réseau BT en communes rurales.

3.2 Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques

3.2.1 Maintenir le niveau de fiabilité des postes sources

Le gestionnaire du réseau de distribution a pour ambition de maintenir le niveau global de fiabilité et de sécurisation des postes sources et accompagner la transformation du territoire dans ses ambitions d'intégration des énergies renouvelables.

3.2.2 Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques (PAC)

Le gestionnaire de réseau de distribution entend poursuivre ses actions de traitement des réseaux exposés aux aléas climatiques afin de renforcer la résilience du réseau de distribution électrique.

Le territoire de l'autorité concédante est très exposé aux événements climatiques intenses, les analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution font état, à fin 2020, d'un stock de 558 km de réseaux aériens HTA sensibles aux aléas climatiques (zones boisées, exposition aux vents forts, ou tronçons de faible section).

Valeur repère :

Le gestionnaire de réseau de distribution ambitionne de traiter, sur la durée du SDI, 500 km du réseau aérien HTA sensibles aux aléas climatiques (zones boisées, exposition aux vents forts, ou tronçons de faible section). Ces traitements prendront la forme de chantiers de rénovation programmée, de bouclage de départs HTA, de pose d'OMT ou d'enfouissement des réseaux concernés. Concernant ce dernier point, sur les 500 km traités, 225 km le seront par l'enfouissement des lignes sensibles.

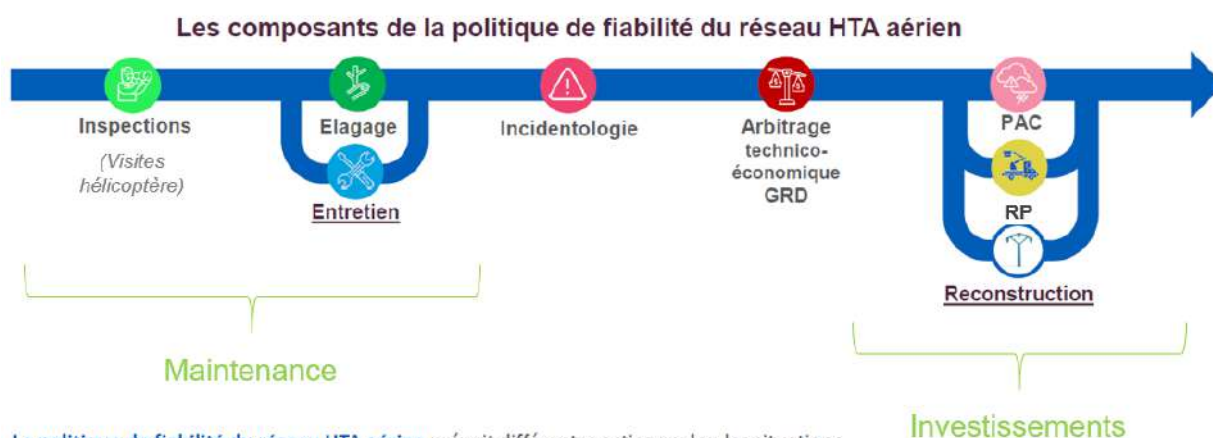
3.2.3 Augmenter la résilience des réseaux face aux risques d'inondation et de submersion marine

A fin 2020, seuls 2 postes HTA/BT au sol sont concernés par un risque inondation (avec une probabilité de se produire une fois sur une période de 100 ans) et 4 par le risque de submersion marine.

Sur la durée du contrat, le concessionnaire surveillera, et traitera si besoin, les postes HTA/BT situés dans ces zones à risque afin de garantir la continuité d'alimentation des zones épargnées par l'évènement et favoriser la réalimentation rapide des clients.

3.2.4 Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes

Le programme de rénovation programmée consiste, en se basant sur une analyse précise de l'état de l'ouvrage considéré, à rénover tout ou partie des accessoires aériens (pièces d'usure ou composants en cours de dégradation), pour assurer un niveau de fiabilité proche du neuf aux réseaux aériens HTA pérennes. Les réseaux concernés sont ceux de plus de 25 ans avec une incidentologie plus forte. A fin 2020, le patrimoine de la concession compte 6715 km de réseau HTA aérien de plus de 25 ans.



La politique de fiabilité du réseau HTA aérien prévoit différentes actions selon les situations, allant de l'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes jusqu'au remplacement complet de la ligne.

La Rénovation Programmée (RP) se situe à mi-chemin entre l'entretien et la reconstruction.

Quand le coût des travaux en rénovation programmée s'approchera des coûts de renouvellement et que le calcul technico-économique le justifiera, les réseaux seront traités hors rénovation programmée.

Valeur repère :

L'ambition d'Enedis est de fiabiliser a minima 3500 km de réseaux HTA aériens (hors Plan Aléas Climatiques) par des opérations de Rénovation Programmée sur la durée du contrat.

3.2.5 Renouveler les réseaux souterrain CPI HTA

Le gestionnaire du réseau de distribution poursuivra sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents, en s'appuyant notamment sur les analyses statistiques de type « Big Data ». Ces analyses et leur méthode d'élaboration seront partagées avec l'autorité concédante lors des actualisations du diagnostic technique prévues à l'annexe 2A du présent contrat.

Le gestionnaire du réseau de distribution étudiera toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI HTA résultant de travaux d'aménagement de voirie, en coordination avec les projets des collectivités locales et des autres concessionnaires. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution analysera la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne/pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu...) afin de statuer sur l'opportunité d'un renouvellement.

Par ailleurs, à fin 2020, la concession compte également 1 121 m de câbles HTA souterrain synthétique de 1^{ère} génération qui sont également potentiellement incidentogènes. Ces derniers seront mis sous surveillance et renouvelés si leur incidentologie le justifie.

Dans le cas de travaux coordonnés sur les axes principaux des communes le distributeur renouvellera ces câbles d'ancienne technologie situés sous l'emprise des chaussées.

Valeur repère :

Sur la durée du contrat, le gestionnaire du réseau de distribution ambitionne de renouveler la totalité des 102 km de réseau souterrain CPI HTA identifiés dans le cadre du diagnostic technique. Pour autant, certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront, exceptionnellement, perdurer.

3.2.6 Résorption du réseau BT fils nus dans les communes urbaines

Le réseau Basse Tension sur les communes urbaines de la concession comporte une part significative de tronçons en fils nus. Ces ouvrages sont particulièrement vulnérables du point de vue de leur exposition aux aléas climatiques, et sont une des fragilités pointées par le diagnostic technique. Leur remplacement par des technologies souterraines ou torsadées est donc de nature à sécuriser le réseau de la concession.

A fin 2020, la concession comptait un stock total de 624 km de réseau BT fils nus en zone urbaine dont 68 km de faibles sections

Valeur repère :

Le gestionnaire de réseau ambitionne de renouveler, sur la durée du contrat de concession, la totalité, du stock de réseau BT fils nus présent sur les communes urbaines. Pour autant, certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront perdurer. Par ailleurs, dans la priorisation des renouvellements, il sera particulièrement pris en compte la présence ou non de fils nus BT de faibles sections.

3.2.7 Maintenir sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'ancienne génération

De la même manière que pour les réseaux CPI HTA, les réseaux souterrains BT d'ancienne génération (technologies à Papier Imprégné ou à Neutre Périphérique) font l'objet d'une surveillance particulière, reposant notamment sur une analyse statistique de type « Big Data ». Cette méthode vise ainsi à identifier les tronçons les plus sensibles, pour anticiper et prioriser leur renouvellement. Cette analyse et sa méthode d'élaboration seront partagées avec l'autorité concédante lors des actualisations du diagnostic technique prévues à l'annexe 2A du présent contrat de concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution maintiendra cette démarche de surveillance et de priorisation du renouvellement des réseaux souterrains BT d'ancienne génération, tenant compte de l'incidentologie observée et des caractéristiques des réseaux souterrains BT. Ainsi, si cette technologie de réseau devenait incidentogène, le gestionnaire du réseau de distribution prendrait les mesures appropriées pour procéder à leur renouvellement de manière ciblée.

Dans le cas d'aménagements urbains, comme pour les tronçons CPI HTA, le gestionnaire du réseau de distribution étudiera toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI-NP BT en coordination avec les projets des collectivités locales et des autres concessionnaires. Pour cela, le gestionnaire du réseau de distribution analysera la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne/pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu...) afin de statuer sur l'opportunité d'un renouvellement et d'une coordination de travaux.

A fin 2020, la concession compte 20 km de réseaux CPI-NP BT identifiés dans l'inventaire technique. Cependant, l'inventaire technique fait également apparaître 399 km de réseaux BT non datés (notés « 1946 » dans l'inventaire), qui comportent probablement une part significative de réseaux CPI ou NP non identifiés à ce jour.

Valeur repère :

Sur la durée du contrat, le gestionnaire du réseau de distribution ambitionne de renouveler la totalité des 20 km de réseaux souterrains BT en CPI ou NP identifiés dans le cadre du diagnostic technique. Pour autant, certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront, exceptionnellement, perdurer.

Concernant les réseaux BT CPI ou NP non identifiés à ce jour, le distributeur s'engage à réaliser des diagnostics et/ou des sondages sur ces ouvrages spécifiques afin de juger de l'opportunité de leur renouvellement en coordination avec des opportunités de voirie. L'objectif est de garantir l'absence d'intervention pendant 5 ans.

3.2.8 Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante souhaitent poursuivre au fil de l'eau les actions d'amélioration de la réactivité en cas d'incident sur le réseau HTA, facteur clé de la qualité de desserte et de la sûreté d'alimentation.

En effet, pour accompagner les Fonctions Avancées de Conduite (FAC ou automatisation des manœuvres sur le réseau HTA en cas d'incident), et pour réduire les temps de coupure subis par les clients lors d'incidents HTA, le gestionnaire du réseau de distribution mène depuis plusieurs années une politique de pose d'Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) sur le réseau HTA aérien et souterrain. Ces OMT permettent à l'Agence de Conduite Régionale de réalimenter à distance les clients se trouvant en dehors de la poche concernée par le défaut (une poche = réseau entre 2 OMT).

Des objectifs quantifiés de pose d'OMT seront indiqués dans les PPI successifs pris en application du présent schéma directeur.

.

3.3 Synthèse des leviers et valeurs repères associées

Les leviers et valeurs repères constituent les moyens de réaliser les ambitions

Les principaux leviers sur lesquels s'accordent l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution, notamment afin de respecter durablement les niveaux de qualité et les prescriptions techniques prévues aux articles D322-1 et suivants du Code de l'énergie, sont les suivants :

Ambitions	Leviers	Etat des lieux à fin 2020	Valeur repère à 30 ans	Commentaires
Garantir durablement la qualité de l'électricité distribuée en continuité d'alimentation et en tenue de tension	Améliorer le critère B HIX hors RTE de la concession	105 min (moyenne 2016-2020)	85 min (moyenne sur 4 ans)	Prise en compte d'une analyse et d'actions spécifiques dans le PPI suivant en cas de dépassement d'une valeur seuil de 115 mn
	Maintenir un réseau HTA avec peu de contraintes de tension	2 départs HTA en contrainte de tension supérieure à 5%	Aucun départ HTA en chute de tension ($DU/U > 6\%$ ¹) plus 3 ans de suite	Mise sous surveillance des départs HTA avec DU/U compris entre 5% ¹ et 6% ¹ Traitement des départs HTA $> 6\%$ ¹ par des actes d'exploitation et/ou la réalisation d'un renforcement ciblé et/ou la mise en œuvre de solutions alternatives comme la flexibilité, dans les 3 ans suivant leur apparition, sur la durée du SDI
	Traitement des départs et clients mal alimentés en communes urbaines	Taux annuel de clients mal alimentés (CMA) en tenue de tension BT : - Urbain = 0,3 % ; - Rural = 1,0 % Taux annuel de clients mal alimentés (CMA) en continuité d'alimentation : 1,3 %	Respecter durablement et a minima des seuils réglementaires du décret qualité : - Taux de clients mal alimentés en tenue de tension BT inférieur à 3% - Taux de clients mal alimentés en continuité d'alimentation inférieur à 5%	Analyser les départs et clients BT en contrainte $\Delta U/U > 10\%$ et les réclamations des clients BT afin de traiter les CMA par des actes d'exploitation et/ou un renforcement ciblé au fil de l'eau sur la durée du SDI. Les CMA en contrainte depuis plus de 2 ans feront l'objet d'une analyse conjointe pour voir les suites à donner.

¹ A calcul et réglementation équivalente

Ambitions	Leviers	Etat des lieux à fin 2020	Valeur repère à 30 ans	Commentaires
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Maintenir le niveau de fiabilité et de sécurisation des postes sources alimentant la concession	34 postes sources situés sur la concession		Maintenir le niveau global de fiabilité et de sécurisation des postes sources et accompagner la transformation du territoire dans ses ambitions d'intégration des énergies renouvelables
	Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques (PAC)	558 km de réseaux HTA aériens à risque avéré PAC à fin 2020	Traitement de 500 km dont 225 km d'enfouissement	Amélioration de l'adaptation du réseau aux aléas climatiques (bois, vent, neige, FS) Typologie d'actions : rénovation programmée (RP), bouclage des départs HTA, organes de manœuvre télécommandés, enfouissement des lignes. Des opérations d'élagage viendront compléter le traitement des zones PAC Le SDI et donc les PPI qui y contribuent pourront être ajustés afin de prendre en compte une éventuelle amplification de l'impact du changement climatique sur les réseaux de distribution
	Augmenter la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine	6 postes HTA/BT au sol ou enterrés sont concernés : • 4 en zone PPRI • 2 en zone de submersion marine	Traitement de l'ensemble des postes HTA/BT identifiés en zone PPRI et zone de submersion marine	Typologie d'actions : • Pose ciblée de capteur de détection de montée des eaux • Analyses et si besoin conception de réseaux pour isoler les zones à risque en cas d'évènement • Equipement de tableaux HTA submersibles... • A définir dans chaque PPI
	Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	6 715 km HTA aérien de plus de 25 ans	Traitement de 3500 km HTA aérien (hors risque avéré PAC)	Les réseaux concernés sont ceux de plus de 25 ans avec une incidentologie plus forte. Quand le coût des travaux en RP s'approchera des coûts de renouvellement et si le calcul technicoéconomique le justifie, les réseaux seront traités hors RP.

Ambitions	Leviers	Etat des lieux à fin 2020	Valeur repère à 30 ans	Commentaires
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	102 km HTA CPI-S1	Renouvellement de la totalité ² du stock HTA CPI	Renouvellement des anciennes technologies incidentogènes et mise sous surveillance et renouvellement (si incidentologie avérée) des câbles synthétiques de 1 ^{ère} génération. En complément de ces programmes, sur opportunité de voirie détectées (à l'initiative des autres concessionnaires ou des collectivités), le distributeur s'engage à réaliser des diagnostics et/ou des sondages sur ces ouvrages spécifiques afin de juger de l'opportunité de leur renouvellement en coordination des dites opportunités de voirie. L'objectif est de garantir l'absence d'intervention pendant 5 ans.
	Sécuriser le réseau BT aérien par la résorption des fils nus	624 km BT aérien nu en communes urbaines dont 68 km de faibles sections	Renouvellement de la totalité ² du stock de fils nus en Commune Urbaines	Renouveler la totalité des fils nus BT en traitant en priorité les faibles sections, soit en souterrain soit en torsadé en tenant compte des contraintes en secteur sauvegardé
		2 981 km en Communes Rurales	Résorber la Totalité en communes rurales	sous réserve du maintien des fonds FACÉ à niveau équivalent au niveau moyen des années 2018 à 2021
	Mettre sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'anciennes générations	20 km BT CPI-NP connus Et 399 km de BT non datés potentiellement CPI-NP	Renouvellement de la totalité ² des réseaux BT CPI-NP connus et renouvellement en fonction de l'opportunité ou de l'incidentologie des 399 km de réseaux BT non datés potentiellement CPI-NP.	Dans le cadre des engagements spécifiques du SDI, le distributeur met en œuvre des programmes dédiés de renouvellement annuel. En complément de ces programmes, sur opportunité de voirie détectées (à l'initiative des autres concessionnaires ou des collectivités), le distributeur s'engage à réaliser des diagnostics et/ou des sondages sur ces ouvrages spécifiques afin de juger de l'opportunité de leur renouvellement en coordination des dites opportunités de voirie. L'objectif est de garantir l'absence d'intervention pendant 5 ans.
	Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA	1968 OMT	A définir dans chaque PPI	

² L'ambition du gestionnaire de réseau est de renouveler la totalité de ces réseaux. Pour autant certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront, exceptionnellement, perdurer.

ANNEXE 2D

Programme Pluriannuel d'Investissement

Période 2023-2026

Préambule

Le présent document a pour objet de définir les modalités d'application de l'article 11 du cahier des charges de concession pour la mise en œuvre du Schéma Directeur d'Investissement (SDI) décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissement (PPI).

A partir du diagnostic technique du réseau et des ambitions portées par le Schéma Directeur des Investissements de la concession, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution élaborent de façon concertée des Programmes Pluriannuels d'Investissement par périodes successives de 4 ans, à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

Le Programme Pluriannuel d'Investissement définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession, et/ou sur des objets techniques précis,
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser ou construire pour les besoins de développement du réseau.

Il intègre les réalisations du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Il fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble des opérations retenues pour la période de 4 ans.

Le Programme Pluriannuel d'Investissement sera décliné chaque année dans des programmes annuels.

Le Programme Pluriannuel porte sur des zones et/ou objets identifiés comme prioritaires, il ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession et ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le premier Programme Pluriannuel, établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2026 est l'objet de la présente annexe.

Les modalités de suivi du présent PPI et d'élaboration des PPI suivants sont définies par l'annexe 2A du contrat de concession.

Article 1 - Zones et objets prioritaires pour le présent PPI

1) Zones prioritaires

La définition des communes prioritaires a été réalisée conformément à la méthode d'identification des communes dites « de moindre qualité » retenue par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Cette méthode permet ainsi d'identifier :

- Des communes prioritaires du point de vue de la modernisation du réseau aérien HTA, avec une action portée sur les départs HTA qui les alimente selon deux axes :
 - Rénovation programmée des ouvrages éligibles
 - Sécurisation des réseaux aériens HTA exposés aux aléas climatiques, ou présentant des fragilités telles que révélées par le diagnostic ou l'incidentologie.
- Des communes prioritaires du point de vue de la modernisation du réseau aérien BT, avec une action portée sur le renouvellement des réseaux fils nus.

Ces communes prioritaires pourront être actualisées durant le PPI en tant que de besoin, après concertation entre les parties afin notamment de tenir compte de l'évolution de la qualité de fourniture, ou de tout autre facteur d'influence significatif, par voie d'avenant.

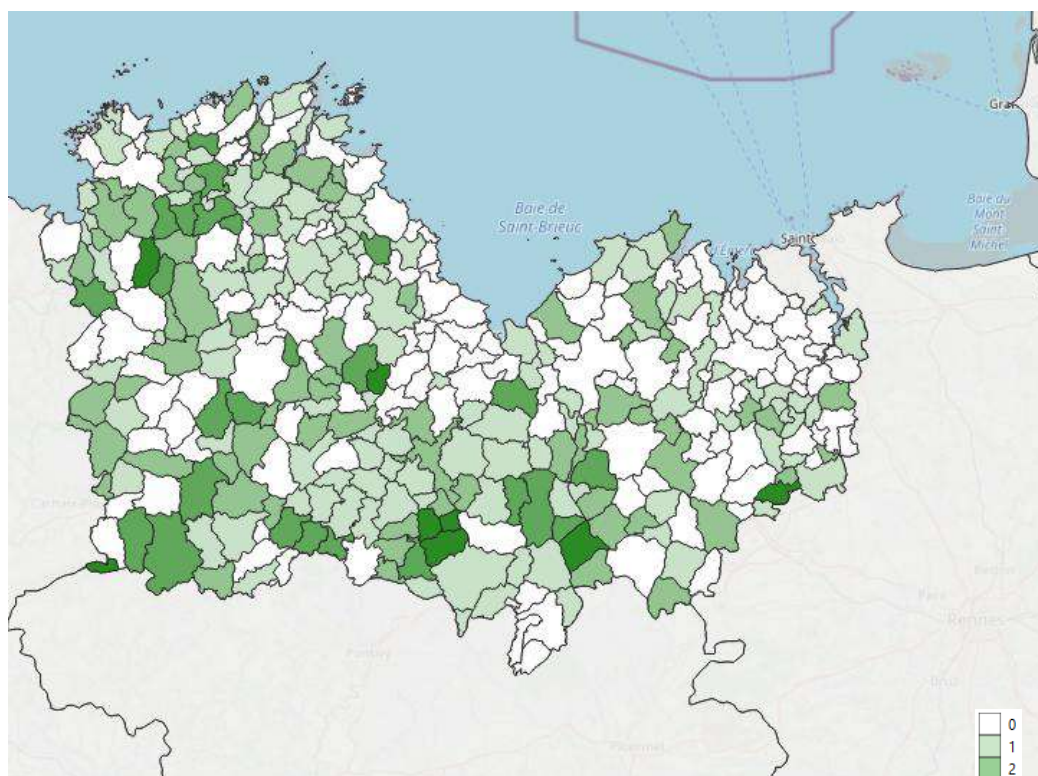
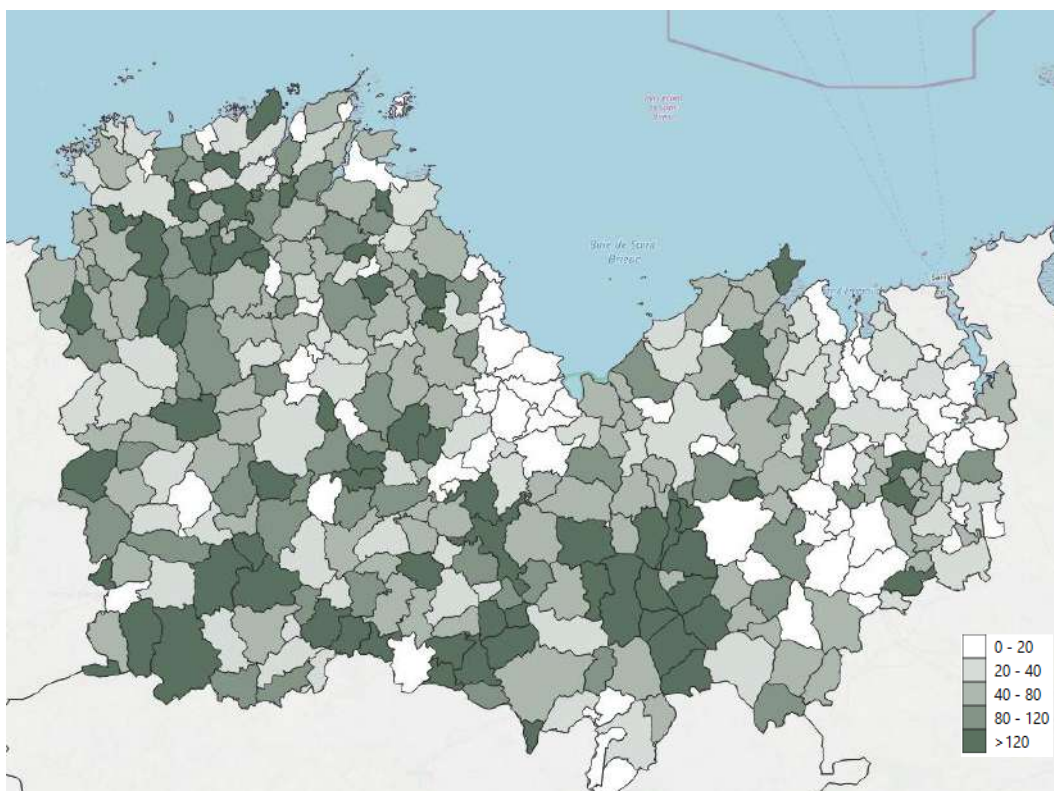
2) Communes prioritaires pour la modernisation du réseau aérien HTA

La méthode d'identification des communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien HTA, repose sur l'analyse de la qualité de l'alimentation au travers du :

- Critère B incident HTA HIX constaté en moyenne sur la période 2017-2020
- Nombre de dépassements d'un seuil de 90 minutes du critère B incident HTA constatés par les communes de la concession sur la période 2017-2020.

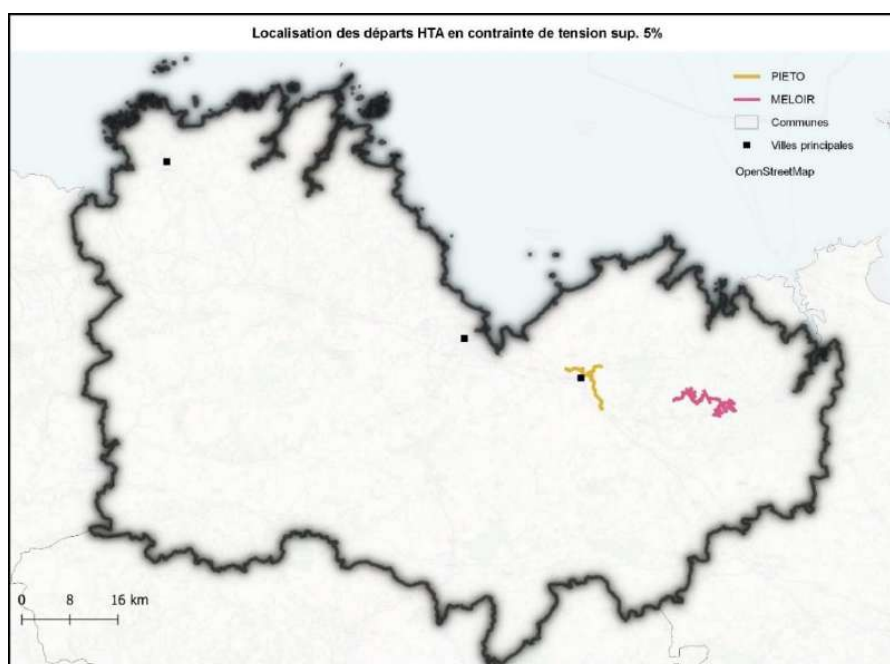
La méthode, basée sur une grille de notation, est détaillée en annexe au présent PPI.

Critère B incident HTA HIX par commune (moyenne 2017-2020)



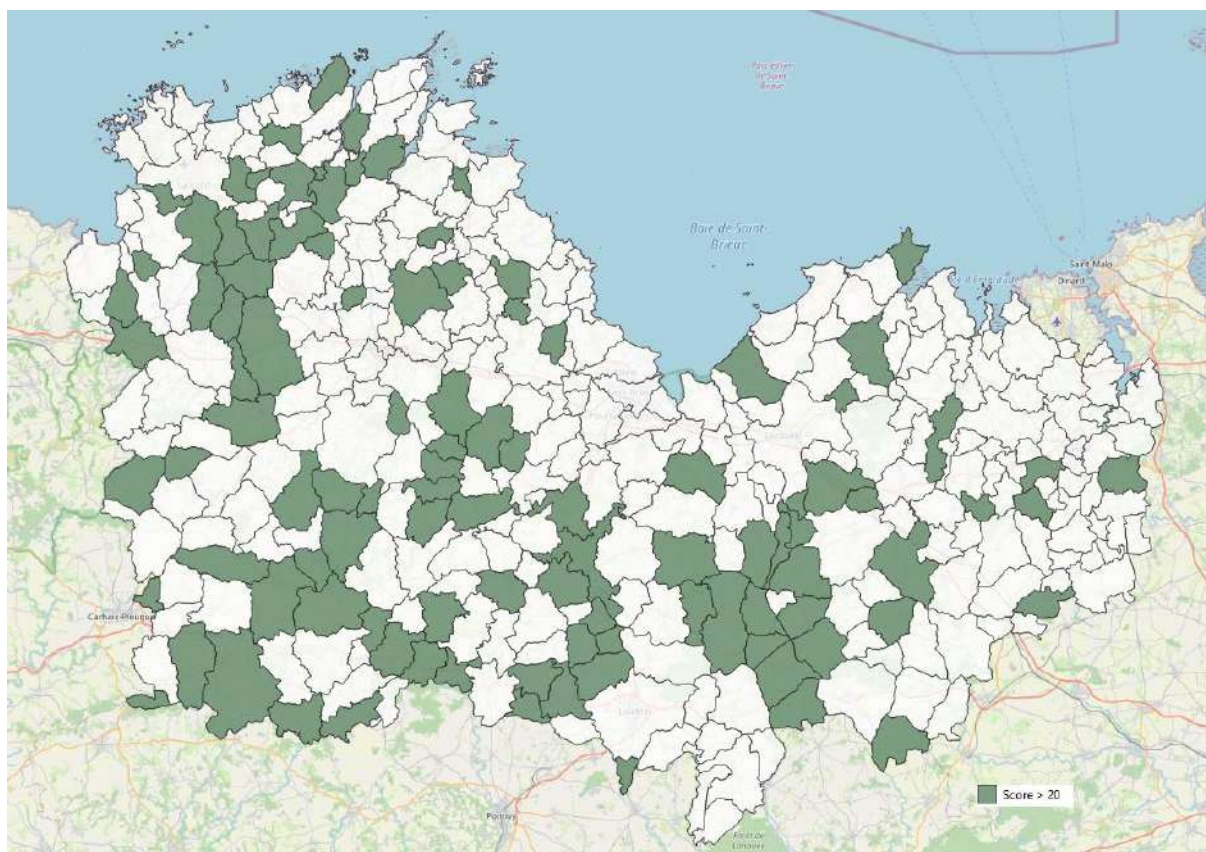
Nombre de dépassements du critère B HTA (Seuil 90 Min) sur la période 2017-2020

Départ HTA en chute de tension à fin 2020



Les communes prioritaires pour la thématique de modernisation du réseau aérien HTA sont au nombre de 105 à l'échelle de la concession, et sont alimentées par 287 départs HTA par conséquent considérés prioritaires. Les listes des communes et départs concernés sont annexées au présent PPI.

Communes prioritaires thématique modernisation du réseau aérien HTA



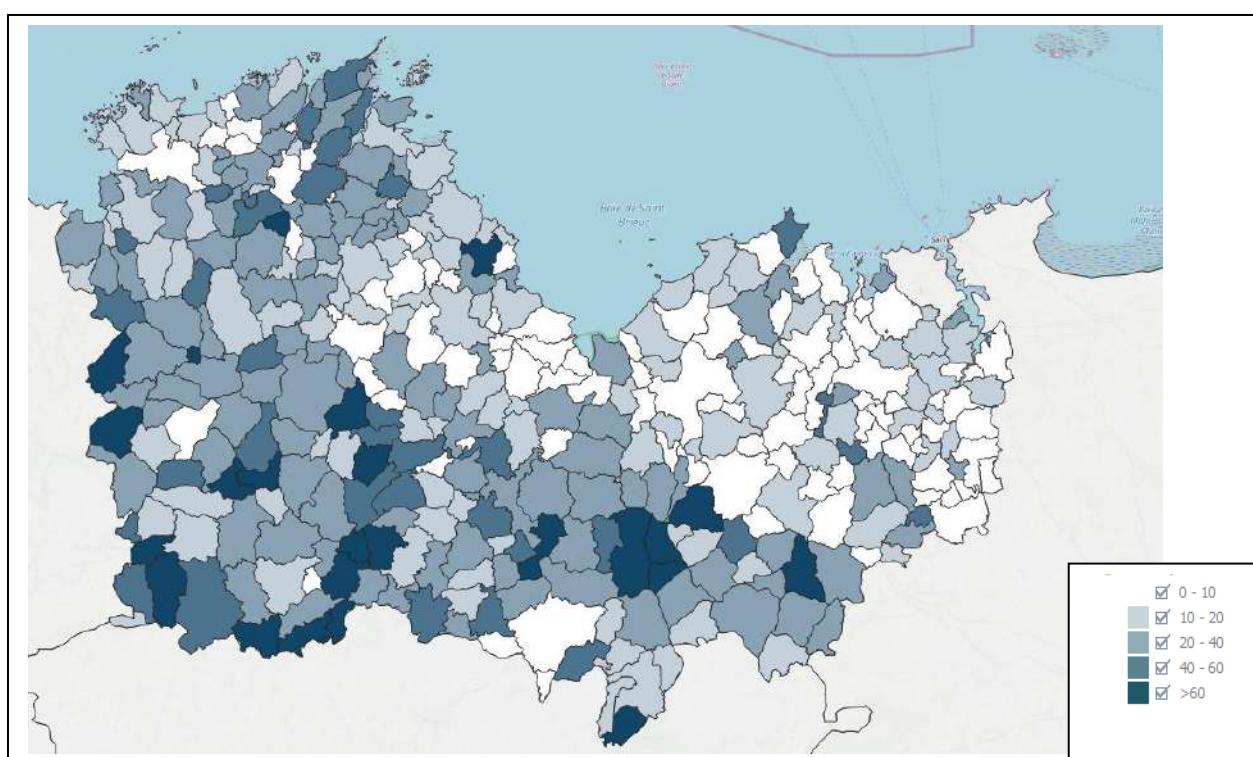
3) Communes prioritaires pour la modernisation du réseau aérien BT

La méthode d'identification des communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien BT, repose sur l'analyse de la qualité de l'alimentation au travers du :

- Critère B incident BT HIX par commune constaté en moyenne sur la période 2017-2020
- Nombre de dépassement d'un seuil de critère B BT constatés par les communes de la concession sur la période 2017-2020 en urbaine ou rurale au sens du FACE.
- Taux de fils nus BT par commune à l'inventaire 2020 par rapport au réseau BT aérien total.
- Taux de fils nus BT de faible section par commune à l'inventaire 2020 par rapport au réseau BT fils nus.

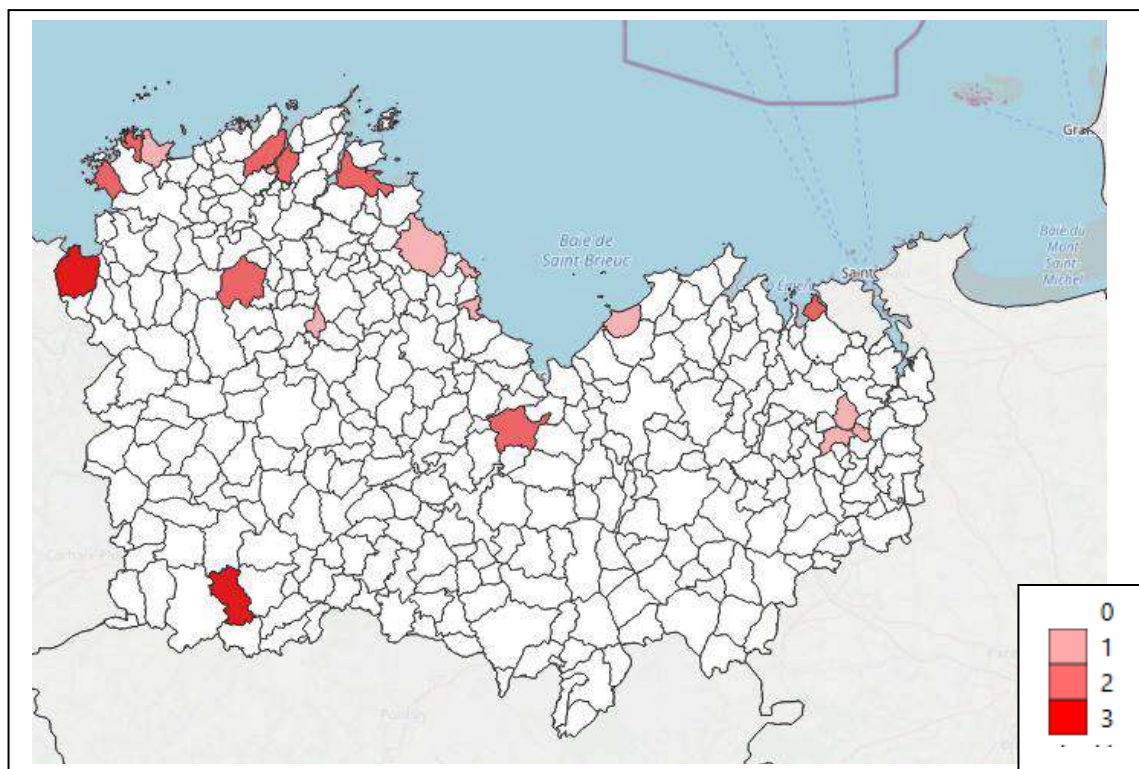
La méthode, basée sur une grille de notation, est détaillée en annexe du présent document.

Thème qualité de desserte BT

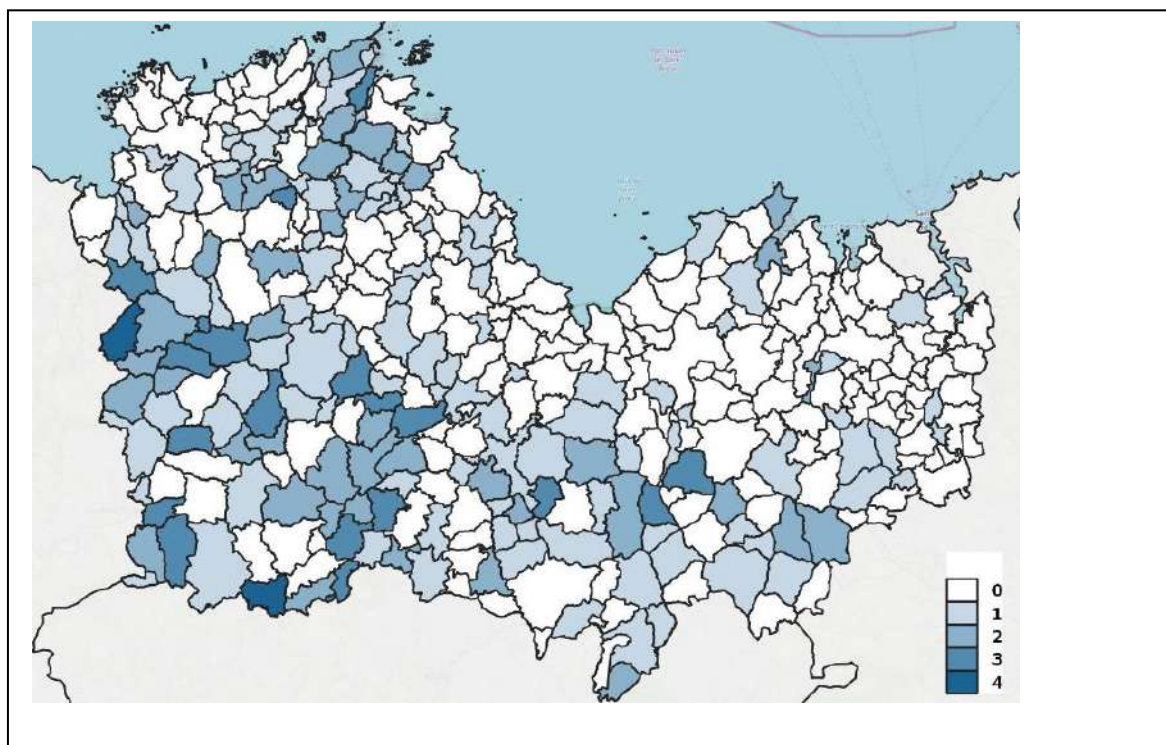


Critère B incident BT HIX en minute par commune (moyenne 2017-2020)

Nombre de dépassement du critère B BT (Seuil 15 min) pour les communes urbaines, sur la période 2017-2020

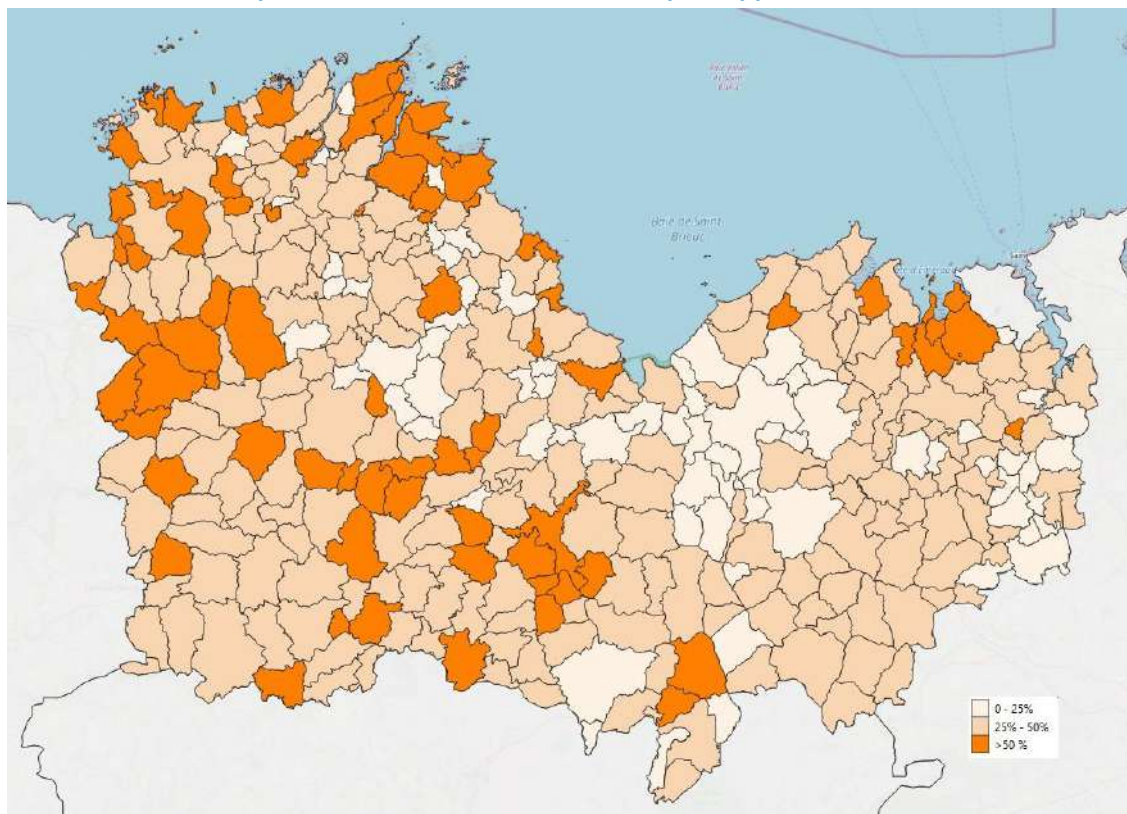


Nombre de dépassement du critère B BT (Seuil 40 min) pour les communes rurales, sur la période 2017-2020

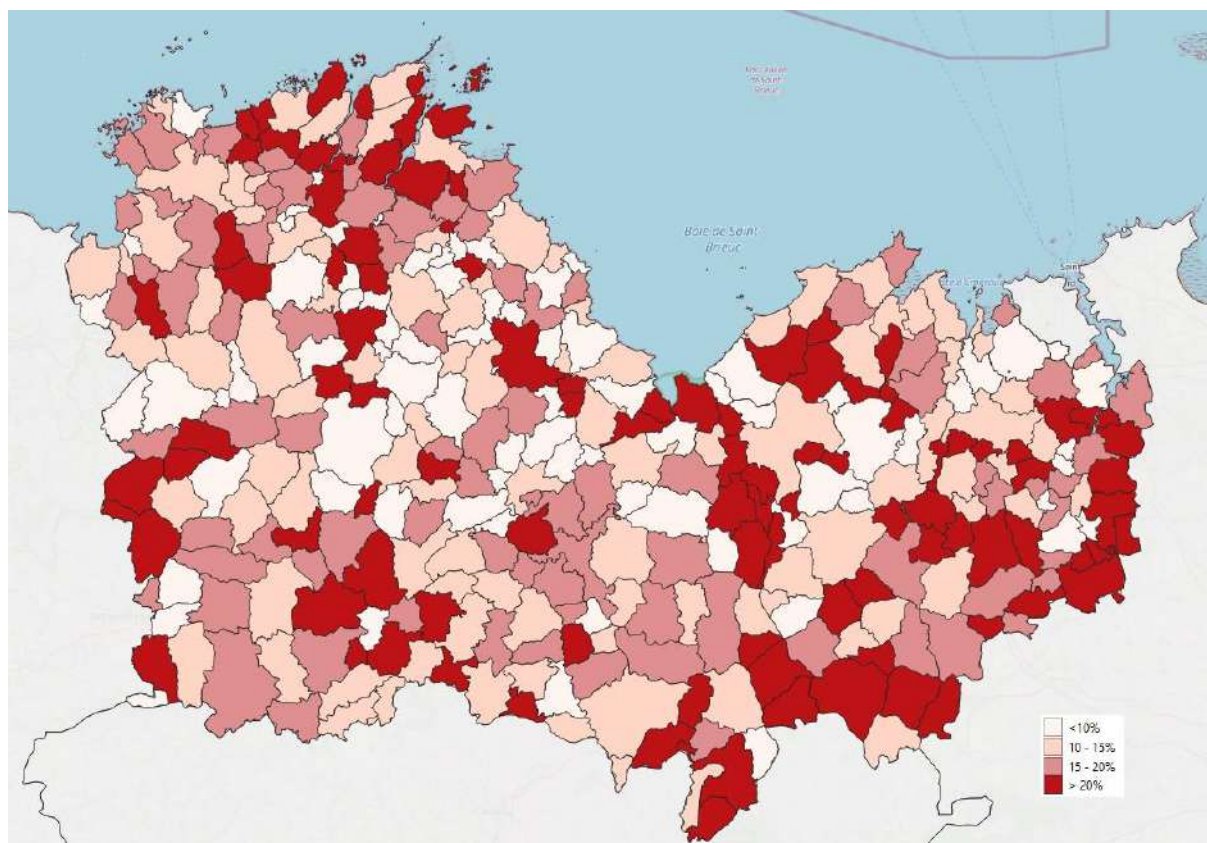


Thème patrimoine BT

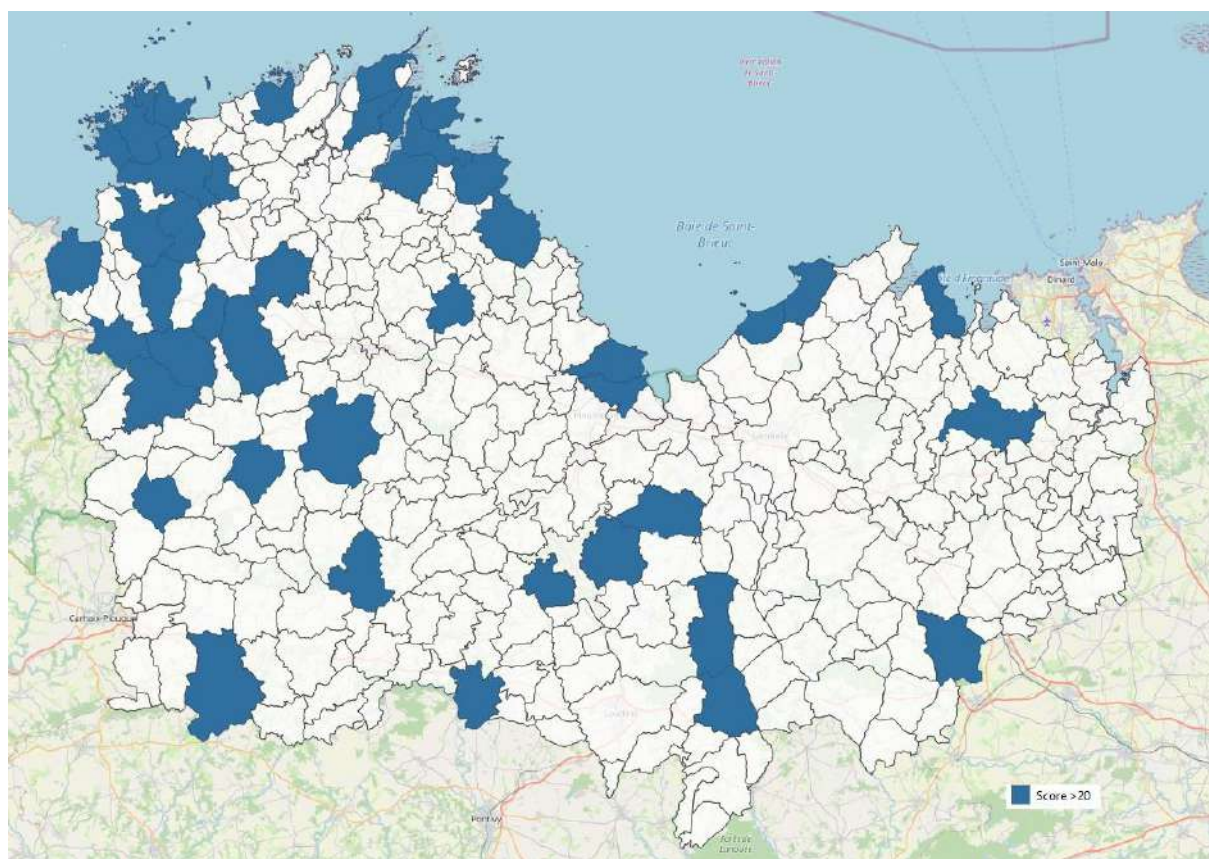
Taux de fils nus BT par commune à l'inventaire 2020 par rapport au réseau BT aérien total



Taux de fils nus BT de faible section par commune à l'inventaire 2020 par rapport aux fils nus BT



Communes prioritaires sur le critère patrimoine BT

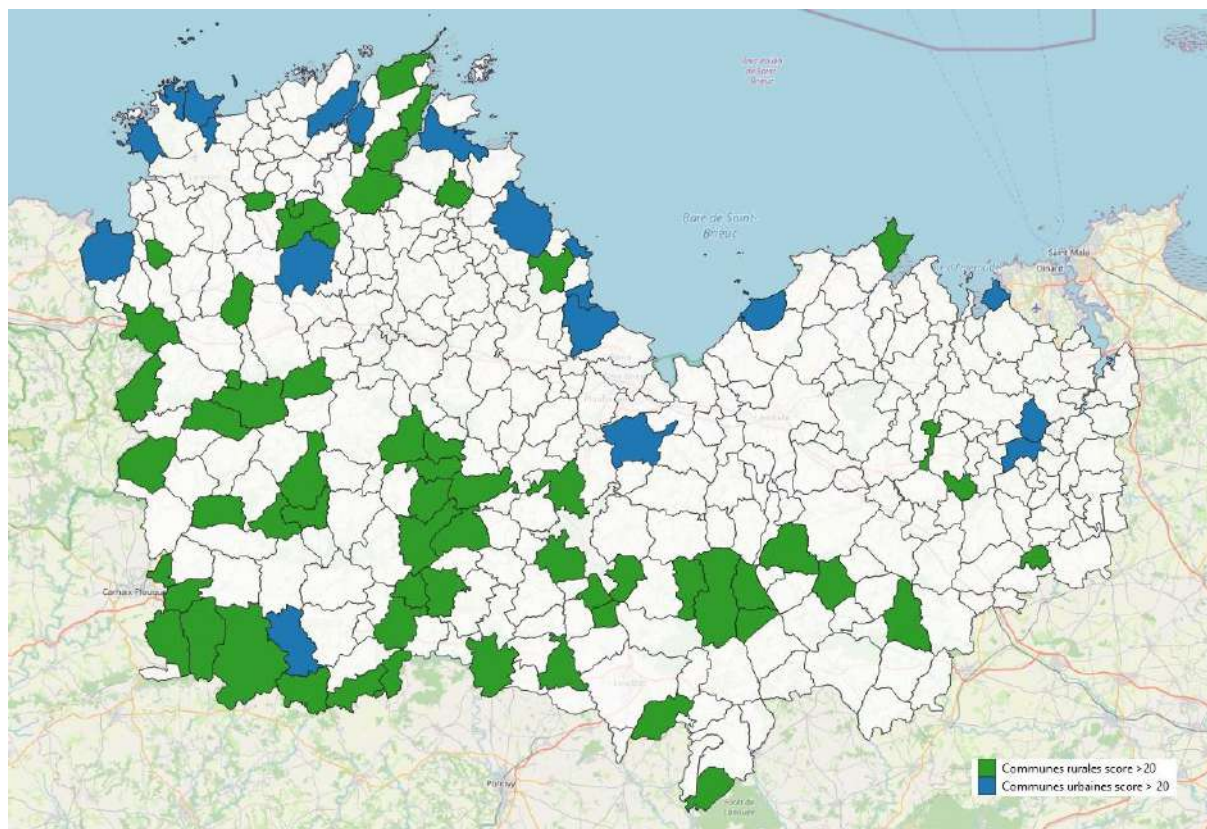


Les communes prioritaires pour cette thématique sont au nombre de 109 à savoir :

- 87 communes rurales (au sens du FACE).
- 22 communes urbaines (au sens du FACE).

La liste des communes concernées est annexée au présent PPI.

Communes prioritaires pour la modernisation du réseau aérien BT

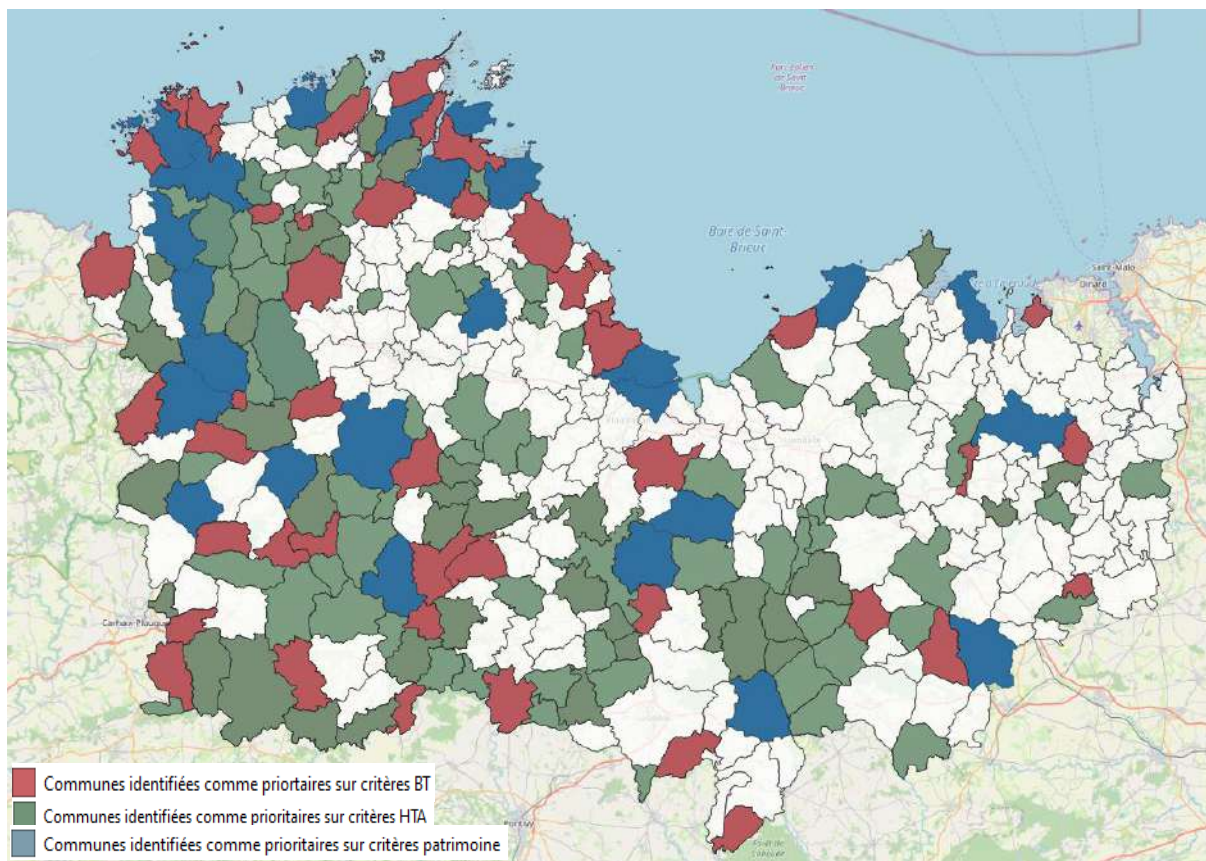


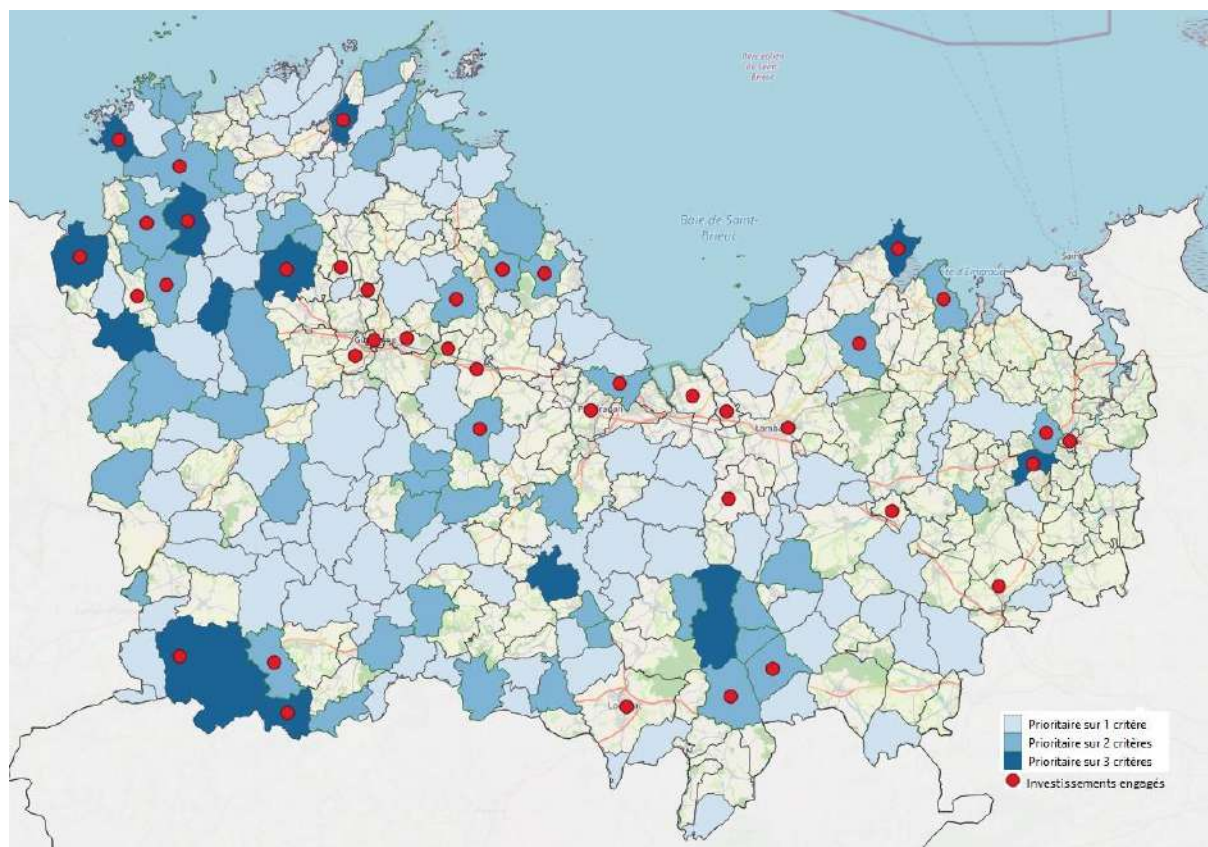
4) Objets prioritaires

Par ailleurs, **plusieurs objets techniques sont considérés prioritaires à la maille de la concession** dans son intégralité :

- Les **réseaux souterrains d'ancienne génération HTA et BT (CPI ou NP)**, dont le renouvellement sera priorisé à l'aide des méthodes d'analyse mises en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution, comme précisé dans le Schéma Directeur des Investissements dans lequel s'inscrit ce PPI.
 - o Les principes de la méthode de priorisation mise en œuvre au travers de ces analyses statistiques, ont par ailleurs fait l'objet d'un partage entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, de sorte à contextualiser l'objectif de réalisation porté par le présent PPI
- Les **Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT)**, dont le déploiement sera priorisé en fonction des caractéristiques des poches du réseau et des analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution.

5) Synthèse multicritère des communes prioritaires





Article 2 - Programme Pluriannuel d'Investissement

1) Détail des réalisations techniques par catégorie d'ouvrage

Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2023-2026 sur les zones prioritaires identifiées	
Réseau BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Finalité	Quantité
Renouvellement BT fils nus Remplacement par du réseau torsadé ou souterrain	80 km
Renouvellement des réseaux BT CPI et neutre périphérique Remplacement des câbles CPI-NP. L'atteinte de cet objectif est conditionné à l'obtention des autorisations de voirie délivrées par les collectivités	2,5 km
Autorité concédante	
Finalité	Quantité
Renouvellement BT fils nus Remplacement par du réseau torsadé ou souterrain	25 km en urbain et 450 km en rural

Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2023-2026 sur les zones prioritaires identifiées :	
Réseau HTA	
Ouvrages	Quantité
Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques Insensibilisation des réseaux identifiés PAC aux aléas climatiques par rénovation programmée (RP), bouclage des départs HTA, poste d'organes de manœuvre télécommandés, enfouissement des réseaux	40 km dont 24 km d'enfouissement
Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes Prolonger la durée de vie des réseaux HTA aériens par le remplacement d'éléments constitutifs de l'ouvrage (supports, isolateurs, attaches, armements,...)	250 km
Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA Remplacement des câbles CPI HTA et des câbles synthétiques de 1 ^{ère} génération. L'atteinte de cet objectif est conditionné à l'obtention des autorisations de voirie délivrées par les collectivités	6,5 km
Ajout d'Organe de Manœuvre Télécommandé (OMT) Pose de télécommande sur des appareils de coupure existant ou pose de nouveaux OMT	25 unités posées

Article 3 - Engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution

Les engagements financiers du gestionnaire du réseau de distribution pour le programme pluriannuel d'investissement portant sur les années de la période 2023-2026 se concrétisent sur les zones et objets prioritaires identifiés précédemment de la manière suivante :

Engagement financier prévisionnel sur les zones et objets prioritaires de la concession (k€)	Total PPI 2023 à 2026
I. Raccordement des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	17 600 k€
II. 1 Investissements pour la performance du réseau	17 600 k€
<i>Dont renforcement des réseaux BT</i>	
<i>Dont renforcement des réseaux HTA</i>	
<i>Dont action visant à améliorer la résilience des réseaux et postes (capacités des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)</i>	5 200 k€
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors rénovations programmée)</i>	8 600k€
<i>Dont action visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (rénovation programmée)</i>	3 800 k€
Dont moyens d'exploitation	
<i>Dont smart grids</i>	
<i>Dont compteurs communicants</i>	
II. 2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
<i>Dont intégration des ouvrages dans l'environnement</i>	
Dont sécurité et obligations réglementaires	
<i>Dont modification d'ouvrage à la demande de tiers</i>	
Total de l'engagement (k€)	17 600 k€

L'engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel d'investissement 2023-2026.

L'utilisation des provisions pour renouvellement dans le cadre de la réalisation du premier PPI sera détaillée annuellement en fonction des travaux réalisés. Ce tableau fournira un suivi par affaire PPI de l'affectation des provisions pour renouvellement.

L'évaluation du respect de l'engagement financier global du gestionnaire du réseau de distribution ci-dessus, au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2023-2026 est réalisée au terme de ce dernier dans les conditions décrites en annexe 2A.

Article 4 – Elaboration de programmes annuels - modalités de suivi du programme pluriannuel d'investissement (PPI)

Les principes d'élaboration et de suivi des PPI sont définis par l'annexe 2A du cahier des charges de concession. Le tableau ci-dessous reprend les indicateurs de suivi et d'évaluation retenus pour le présent PPI.

Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi annuel ¹	Indicateur d'évaluation ²
Qualité de desserte	Critère B Hix hors RTE moyenné sur 4 ans à la maille de la concession	
Renouveler les réseaux BT en fils nus	Nombre de km de réseau aérien nu BT déposés / an	Taux d'incident annuel pour 100 km de réseau moyenné sur 4 ans glissants pour chacun des objets techniques
Renouvellement des réseaux BT CPI-NP	Nombre de km de réseau souterrain BT de type CPI ou NP renouvelés / an	
Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	Nombre de km de réseau aérien HTA rénovés / an	
Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque PAC	Nombre de km de réseau aérien PAC traitées / an par : - Enfouissement - Rénovation programmée	
Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	Nombre de km de réseau souterrain HTA de type CPI renouvelés / an	
Ajout d'OMT (Organes de Manœuvre Télécommandés)	Nombre de télécommande ou d'OMT posés / an	

¹ Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations sont renseignés dans le cadre du suivi annuel.

² Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées)

Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement sera établi sur le modèle ci-dessous :

Suivi année n des dépenses d'investissement d'Enedis dans le cadre du PPI 2023-2026				
Dépenses d'investissement	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année n	Réalisé en cumulé à fin d'année n	Commentaires
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II. 1 Investissements pour la performance du réseau				
<i>Dont action visant à améliorer la résilience des réseaux et postes (capacités des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)</i>	5 200 k€			
<i>Dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors rénovation programmée)</i>	8 600k€			
<i>Dont action visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (rénovation programmée)</i>	3 800 k€			
TOTAL	17 600 k€			

L'évaluation de l'engagement financier global du gestionnaire du réseau de distribution au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2023-2026 est réalisée au terme de ce dernier.

Synthèse

Ambitions	Leviers	Etat des lieux à fin 2020	Valeur repère à 30 ans	Objectif PPI Enedis	Objectif PPI SDE22
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Fiabiliser les réseaux HTA aériens à risque avéré Plan Aléas Climatiques (PAC)	558 km de réseaux HTA aériens à risque avéré PAC à fin 2020	Traitement de 500 km dont 225 km d'enfouissement	40 km fiabilisés dont 24 par enfouissement	
	Augmenter la résilience des réseaux face au risque d'inondation et de submersion marine	6 postes HTA/BT au sol ou enterrés sont concernés : • 4 en zone PPRI • 2 en zone de submersion marine	Traitement de l'ensemble des postes HTA/BT identifiés en zone PPRI et zone de submersion marine	Traitement des 6 postes identifiés	
	Rénovation programmée des réseaux HTA aériens pérennes	6 715 km HTA aérien de plus de 25 ans	Traitement de 3500 km HTA aérien (hors risque avéré PAC)	Traitement de 250 km	
Moderniser, pérenniser le patrimoine et renforcer la résilience du réseau aux aléas climatiques	Renouveler les réseaux souterrains CPI HTA	102 km HTA CPI-S1	Renouvellement de la totalité* du stock HTA CPI	6,5 km	
	Sécuriser le réseau BT aérien par la résorption des fils nus dans les communes urbaines	624 km BT aérien nu en communes urbaines dont 68 km de faibles sections en urbain 2 981 km en rural	Renouvellement de la totalité* du stock de fils nus	80 km	25 km
	Mettre sous surveillance et renouveler les réseaux souterrains BT d'anciennes générations	20 km BT CPI-NP connus et 399 km de BT non datés potentiellement CPI-NP	Renouvellement de la totalité* des réseaux BT CPI-NP connus et renouvellement des 399 km de réseaux BT non datés potentiellement CPI-NP en fonction de l'opportunité ou de l'incidentologie	2,5 km des 20 km CPI-NP BT connus	
	Maintenir le niveau de réactivité du réseau en facilitant la réalimentation des usagers coupés en cas d'incidents HTA	1968 OMT	A définir dans chaque PPI	25 OMT	

* L'ambition du gestionnaire de réseau est de renouveler la totalité de ces réseaux. Pour autant certains tronçons isolés et non incidentogènes pourront perdurer

Annexes

I - Méthode d'identification des communes en écart de qualité

I-1-Zone prioritaire modernisation du réseau HTA

Afin d'identifier les communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau aérien HTA qui les alimente, une grille de notation est appliquée à chaque commune de la concession, selon 2 critères :

Critères	Communes de la concession
	< 15 min : 0 point Entre 15 et 30 min : 3 points Entre 30 et 60 min : 5 points Entre 60 et 90 min : 10 points > 90 min : 20 points <i>Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI</i>
Critère B incidents HTA moyen sur les 4 dernières années	
Nombre de dépassements du seuil de critère B incidents HTA Hix sur les 4 dernières années	Pas de dépassement : 0 point 1 dépassement : 5 points 2 dépassements : 10 points > 3 dépassements : 20 points <i>Seuil à définir lors de l'élaboration de chaque PPI (90 min)</i>
TOTAL	Entre 0 et 40 points

Suivant cette méthode d'analyse, 105 communes sont considérées comme prioritaires pour le critère modernisation du réseau HTA (cf. liste ci-dessous).

INSEE	Commune	Régime	INSEE	Commune	Régime	INSEE	Commune	Régime
22001	ALLINEUC	R	22122	LAURENAN	R	22271	SAINT-ADRIEN	R
22005	BELLE-ISLE-EN-TERRE	R	22124	LESCOUET-GOUAREC	R	22277	SAINT-BRANDAN	R
22011	BOQUEHO	R	22128	LOCARN	R	22279	SAINT-CARADEC	R
22014	BOURSEUL	R	22135	LOUARGAT	R	22284	SAINT-CONNAN	R
22021	BRUSVILY	R	22138	MAEL-PESTIVIEN	R	22285	SAINT-CONNEC	R
22024	CALANHEL	R	22139	MAGOAR	R	22289	SAINT-FIACRE	R
22028	CAMLEZ	R	22140	LA MALHOURS	R	22290	SAINT-GELVEN	R
22033	CAUREL	R	22146	MELLIONNEC	R	22292	SAINT-GILLES-DU-MENE	R
22034	CAVAN	R	22163	PAULE	R	22294	SAINT-GILLES-PLIGEAUX	R
22035	LES CHAMPS-GERAUX	R	22165	PENGUILY	R	22296	SAINT-GLEN	R
22041	COATASCORN	R	22173	PLANGUENOUAL	R	22297	SAINT-GOUENO	R
22045	COHINIAC	R	22177	PLEGUIEN	R	22298	SAINT-GUEN	R
22053	EREAC	R	22184	PLEMY	R	22300	SAINT-HERVE	R
22057	LE FAOUET	R	22191	PLESSALA	R	22303	SAINT-JACUT-DU-MENE	R
22061	GLOMEL	R	22193	PLESTAN	R	22313	SAINT-MARTIN-DES-PRES	R
22062	GOMENE	R	22196	PLEUDANIEL	R	22314	SAINT-MAUDAN	R
22063	GOMMENECH	R	22201	PLEVENON	R	22330	SAINT-THELO	R
22066	LE GOURAY	R	22211	PLOUBEZRE	R	22331	SAINT-TREPHINE	R
22068	GRACE-UZEL	R	22216	PLOUGONVER	R	22333	SAINT-VIRAN	R
22071	GUITTE	R	22218	PLOUGRESCANT	R	22335	SENVEN-LEHART	R
22076	HENANBIHEN	R	22224	PLOULECH	R	22337	SEVIGNAC	R
22078	HENGOAT	R	22227	PLOUNERIN	R	22340	TONQUEDEC	R
22080	L'HERMITAGE-LORGE	R	22229	PLOUNEVEZ-QUINTIN	R	22341	TRAMAIN	R
22083	ILLIFAUT	R	22231	PLOURACH	R	22345	TREBRY	R
22086	KERFOT	R	22235	PLOUZELAMBRE	R	22347	TREDARZEC	U
22087	KERGRIST-MOELOU	R	22238	PLUFUR	R	22351	TREFFRIN	R
22088	KERIEN	R	22244	PLUSSULIEN	R	22356	TREGOMEUR	R
22091	KERMOROC'H	R	22245	PLUZUNET	R	22359	TREGROM	R
22100	LANGAST	R	22247	POMMERIT-JAUDY	R	22361	TREGUIDEL	R
22101	LANGOAT	R	22248	POMMERIT-LE-VICOMTE	R	22364	TRELIVAN	U
22104	LANGUEDIAS	R	22254	PRAT	R	22365	TREMARGAT	R
22107	LANISCAT	R	22258	QUESSOY	R	22373	TREOGAN	R
22110	LANMERIN	R	22261	QUINTENIC	R	22376	TREVE	R
22115	LANRIVAIN	R	22264	LA ROCHE-DERRIEN	R	22386	LE VIEUX-BOURG	R
22116	LANRODEC	R	22265	ROSPEZ	R	22387	LE VIEUX-MARCHE	R

I-2-Zone prioritaire modernisation du réseau BT

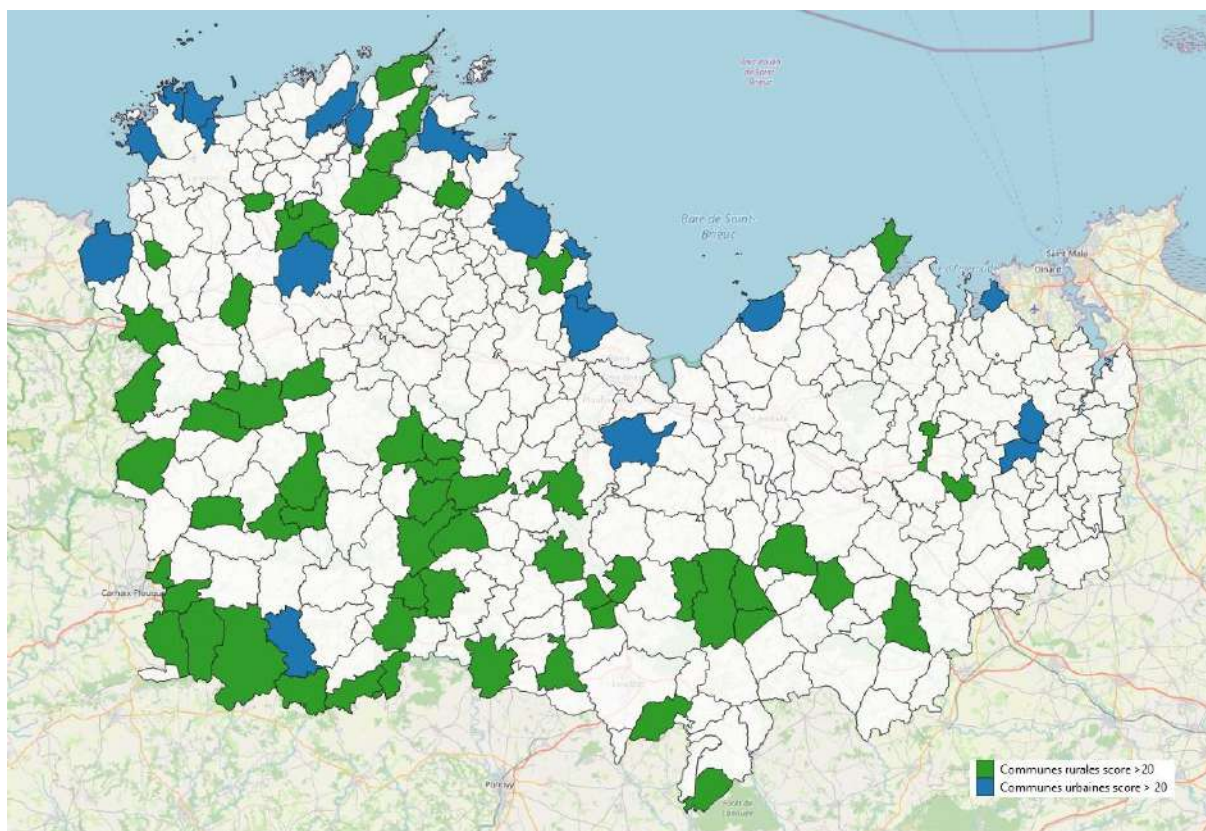
Afin d'identifier les communes prioritaires vis-à-vis de la modernisation du réseau BT deux thèmes ont été identifiés :

- Qualité de desserte
- Patrimoine

Ces thèmes ont été analysés sur les bases des critères ci-dessous

I-2.1 – Qualité de desserte BT

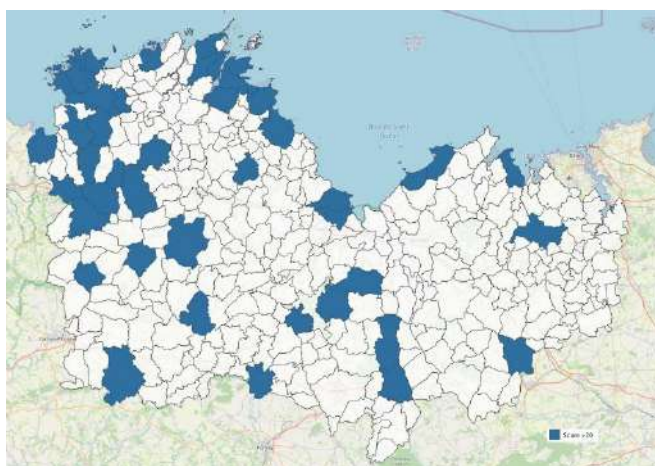
Critères	Communes urbaines	Communes rurales
Critère B incidents BT HIX moyens sur les 4 dernières années	< 3 min : 0 point	< 10 min : 0 point
	Entre 3 et 6 min : 3 points	Entre 10 et 20 min : 3 points
	Entre 6 et 10 min : 5 points	Entre 20 et 30 min : 5 points
	Entre 10 et 15 min : 10 points	Entre 30 et 40 min : 10 points
	> 15 min : 20 points	> 40 min : 20 points
	<i>Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI</i>	<i>Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI</i>
Nombre de dépassements du seuil de critère B incidents BT HIX sur les 4 dernières années	Pas de dépassement : 0 point	Pas de dépassement : 0 point
	1 dépassement : 5 points	1 dépassement : 5 points
	2 dépassements : 10 points	2 dépassements : 10 points
	> 3 dépassements : 20 points	> 3 dépassements : 20 points
	<i>Seuil à définir lors de l'élaboration de chaque PPI (15 min)</i>	<i>Seuil à définir lors de l'élaboration de chaque PPI (40min)</i>
TOTAL	Entre 0 et 40 points	



Suivant cette méthode d'analyse, 81 communes sont considérées comme prioritaires pour le critère qualité de desserte BT (cf. liste ci-dessous) dont 62 en régime d'électrification rurale et 19 communes urbaines.

INSEE	Commune	Régime	INSEE	Commune	Régime	INSEE	Commune	Régime
22001	ALLINEUC	R	22163	PAULE	R	22292	SAINT-GILLES-DU-MENE	R
22006	BERHET	R	22167	PERRET	R	22294	SAINT-GILLES-PLIGEAUX	R
22027	LE CAMBOUT	R	22169	PEUMERIT-QUINTIN	R	22297	SAINT-GOUENO	R
22029	CANIHUEL	R	22176	PLEDRAN	U	22300	SAINT-HERVE	R
22030	CAOUENNEC-LANVEZEAC	R	22186	PLENEUF-VAL-ANDRE	U	22317	SAINT-MELOIR-DES-BOIS	R
22037	LA CHAPELLE-NEUVE	R	22189	PLESIDY	R	22320	SAINT-NICODEME	R
22041	COATASCORN	R	22191	PLESSALA	R	22324	SAINT-QUAY-PERROS	U
22052	DUAULT	R	22195	PLEUBIAN	R	22325	SAINT-QUAY-PORTRIEUX	U
22060	GAUSSON	R	22196	PLEUDANIEL	R	22334	SAINT-IGEAUX	R
22061	GLOMEL	R	22201	PLEVENON	R	22335	SENVEN-LEHART	R
22066	LE GOURAY	R	22202	PLEVIN	R	22347	TREDARZEC	U
22068	GRACE-UZEL	R	22204	PLOEZAL	R	22351	TREFFRIN	R
22069	GUENROC	R	22216	PLOUGONVER	R	22359	TREGROM	R
22072	GURUNHUEL	R	22217	PLOUGRAS	R	22386	LE VIEUX-BOURG	R
22074	LE HAUT-CORLAY	R	22227	PLOUNERIN	R	22390	YVIAS	R
22100	LANGAST	R	22231	PLOURAC'H	R	22004	BEGARD	U
22102	LANGOURLA	R	22232	PLOURHAN	R	22007	BINIC	U
22104	LANGUEDIAS	R	22235	PLOUZELAMBRE	R	22094	LANCIEUX	U
22107	LANISCAT	R	22244	PLUSSULIEN	R	22162	PAIMPOL	U
22114	LANRELAS	R	22251	PORDIC	U	22168	PERROS-GUIREC	U
22124	LESCOUET-GOUAREC	R	22253	POULDOURAN	R	22194	PLESTIN-LES-GREVES	U
22127	LEZARDRIEUX	R	22254	PRAT	R	22221	PLOUGUIEL	U
22129	LOC-ENVEL	R	22259	QUEVERT	U	22222	PLOUHA	U
22138	MAEL-PESTIVIEN	R	22275	SAINT-BARNABE	R	22266	ROSTRENNEN	U
22146	MELLIONNEC	R	22277	SAINT-BRANDAN	R	22343	TREBEURDEN	U
22157	LE MOUSTOIR	R	22279	SAINT-CARADEC	R	22353	TREGASTEL	U
22158	MUR-DE-BRETAGNE	R	22284	SAINT-CONNAN	R	22364	TRELIVAN	U

I-2.2 – Patrimoine BT



Critères	Communes de la concession
Taux de fils nus faible section BT par rapport au réseau BT fils nus total	< 10% du linéaire de fils nus BT : 0 point Entre 10% et 30% du linéaire de fils nus BT : 2 points Entre 30% et 50% du linéaire de fils nus BT : 5 points > 50% du linéaire de fils nus BT : 10 points Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI
Taux de fils nus BT par rapport au réseau BT aérien total	< 10% de la BT : 0 point Entre 10% et 30% de la BT : 2 points Entre 30% et 50% de la BT : 5 points > 50% de la BT : 10 points Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI
Longueur réseau fils nus	Longueur fils nus BT < 5km de la BT : 0 point Entre 5km et 15km de la BT : 5 points Entre 15km et 20km de la BT : 10 points > 20km de la BT : 20 points Seuils à définir lors de l'élaboration de chaque PPI
TOTAL	Entre 0 et 40 points

Suivant cette méthode d'analyse, 44 communes sont considérées comme prioritaires pour le critère patrimoine BT (cf. liste ci-dessous) dont 33 en régime d'électrification rurale et 11 communes urbaines.

INSEE	Commune	Régime
22001	ALLINEUC	R
22013	BOURBRIAC	R
22023	BULAT-PESTIVIEN	R
22048	CORSEUL	R
22054	ERQUY	R
22061	GLOMEL	R
22065	GOUDELIN	R
22079	HENON	R
22127	LEZARDRIEUX	R
22131	LOGUIVY-POUGRAS	R
22135	LOUARGAT	R
22158	MUR-DE-BRETAGNE	R
22166	PENVENAN	R
22183	PLEMET	R
22186	PLENEUF-VAL-ANDRE	U

INSEE	Commune	Régime
22191	PLESSALA	R
22195	PLEUBIAN	R
22198	PLEUMEUR-BODOU	R
22199	PLEUMEUR-GAUTIER	R
22203	PLOEUC-SUR-LIE	R
22207	PLOUARET	R
22210	PLOUBAZLANEC	R
22211	PLOUBEZRE	R
22214	PLOUEZEC	R
22226	PLOUMILLIAU	R
22227	PLOUNERIN	R
22228	PLOUNEVEZ-MOEDDEC	R
22233	PLOURIVO	R
22240	PLUMAUGAT	R
22243	PLUSQUELLEC	R

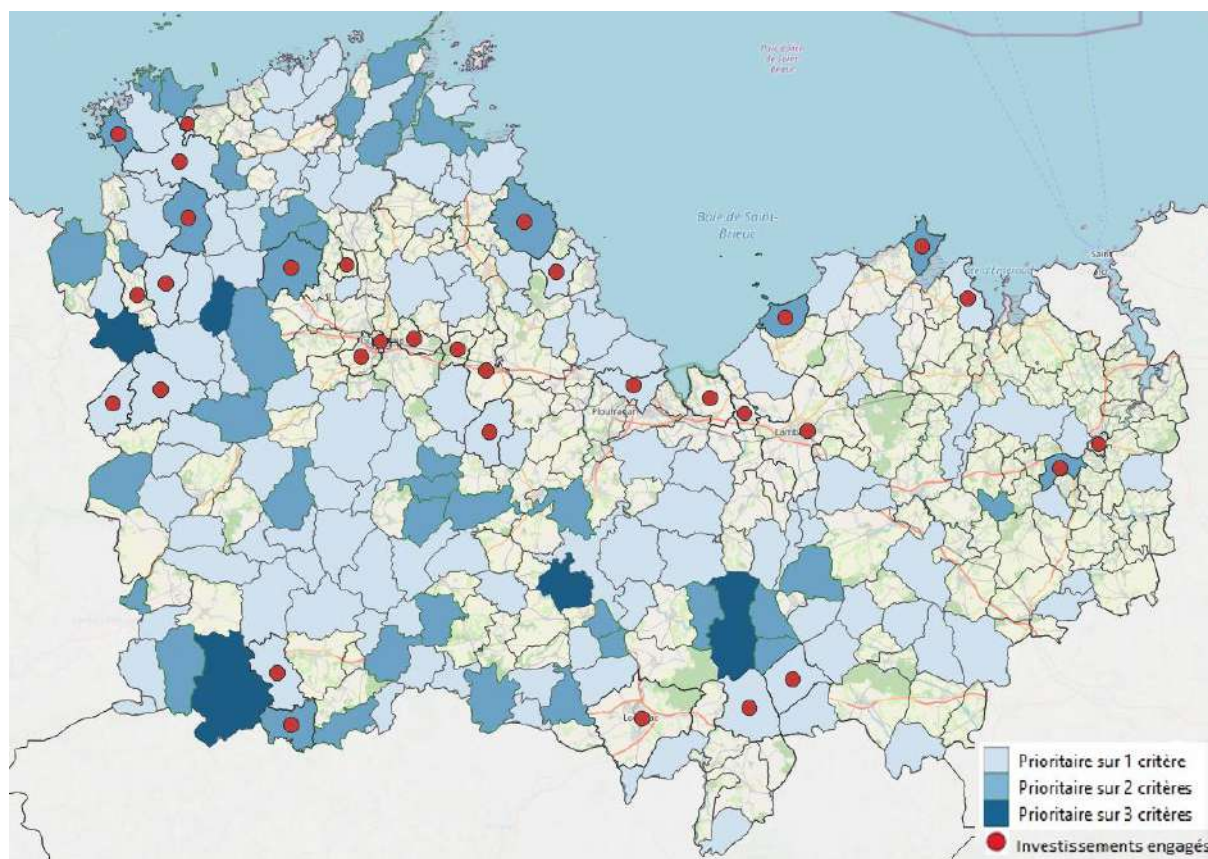
INSEE	Commune	Régime
22265	ROSPEZ	R
22282	ST-CAST-LE-GUILDON	R
22321	ST-NICOLAS-DU-PELEM	R
22359	TREGROM	R
22004	BEGARD	U
22113	LANNION	U
22162	PAIMPOL	U
22168	PERROS-GUIREC	U
22187	PLERIN	U
22194	PLESTIN-LES-GREVES	U
22222	PLOUHA	U
22278	SAINT-BRIEUC	U
22343	TREBEURDEN	U
22353	TREGASTEL	U

II - Communes prioritaires au titre du programme d'investissement 2023-2024

Outre les communes identifiées par la méthode explicitée ci-dessus, des travaux d'amélioration du réseau de distribution sont d'ores et déjà programmés et seront menés à terme au cours du présent PPI. Les 17 communes concernées sont identifiées dans le tableau ci-dessous (11 en régime d'électrification rural et 6 communes urbaines) et font partie des zones prioritaires à traiter.

Code INSEE	Commune	Régime
22004	BEGARD	U
22011	BOQUEHO	R
22044	COETMIEUX	R
22050	DINAN	U
22067	GRACES	U
22070	GUINGAMP	U
22081	HILLION	R
22093	LAMBALLE	U
22095	LANDEBAERON	R
22113	LANNION	U
22119	LANVELLEC	R
22122	LAURENAN	R
22131	LOGUIVY-PLOUGRAS	R
22136	LOUDEAC	U
22146	MELLIONNEC	R
22183	PLEMET	R
22186	PLENEUF-VAL-ANDRE	U
22201	PLEVENON	R
22206	CHATELAUDREN PLOUAGAT	R
22207	PLOUARET	R
22211	PLOUBEZRE	R
22217	PLOUGRAS	R
22222	PLOUHA	U
22232	PLOURHAN	R
22266	ROSTRENEN	U
22272	SAINT-AGATHON	R
22278	SAINT-BRIEUC	U
22282	SAINT-CAST-LE-GUILDON	R
22304	SAINT-JEAN-KERDANIEL	R
22324	SAINT-QUAY-PERROS	U
22343	TREBEURDEN	U
22364	TRELIVAN	U

III – Synthèse et analyse multicritères des zones prioritaires de la concession



INSEE	Commune	Régime	Critère HTA	Critère BT	Critère Patrimoine	Investissement 2023-2024	Total
22001	ALLINEUC	R	1	1	1	0	3
22061	GLOMEL	R	1	1	1	0	3
22146	MELLIONNEC	R	1	1	0	1	3
22191	PLESSALA	R	1	1	1	0	3
22201	PLEVENON	R	1	1	0	1	3
22211	PLOUBEZRE	R	1	0	1	1	3
22227	PLOUNERIN	R	1	1	1	0	3
22359	TREGROM	R	1	1	1	0	3
22364	TRELIVAN	U	1	1	0	1	3
22186	PLENEUF-VAL-ANDRE	U	0	1	1	1	3
22004	BEGARD	U	0	1	1	1	3
22222	PLOUHA	U	0	1	1	1	3
22343	TREBEURDEN	U	0	1	1	1	3
22011	BOQUEHO	R	1	0	0	1	2
22041	COATASCORN	R	1	1	0	0	2
22066	LE GOURAY	R	1	1	0	0	2
22068	GRACE-UZEL	R	1	1	0	0	2
22100	LANGAST	R	1	1	0	0	2
22104	LANGUEDIAS	R	1	1	0	0	2
22107	LANISCAT	R	1	1	0	0	2
22122	LAURENAN	R	1	0	0	1	2
22124	LESCOUET-GOUAREC	R	1	1	0	0	2
22135	LOUARGAT	R	1	0	1	0	2
22138	MAEL-PESTIVIEN	R	1	1	0	0	2
22163	PAULE	R	1	1	0	0	2
22196	PLEUDANIEL	R	1	1	0	0	2
22216	PLOUGONVER	R	1	1	0	0	2
22231	PLOURAC'H	R	1	1	0	0	2
22235	PLOUZELAMBRE	R	1	1	0	0	2
22244	PLUSSULIEN	R	1	1	0	0	2
22254	PRAT	R	1	1	0	0	2
22265	ROSPEZ	R	1	0	1	0	2
22277	SAINT-BRANDAN	R	1	1	0	0	2
22279	SAINT-CARADEC	R	1	1	0	0	2
22284	SAINT-CONNAN	R	1	1	0	0	2
22292	SAINT-GILLES-DU-MENE	R	1	1	0	0	2
22294	SAINT-GILLES-PLIGEAUX	R	1	1	0	0	2
22297	SAINT-GOUENO	R	1	1	0	0	2
22300	SAINT-HERVE	R	1	1	0	0	2
22335	SENVEN-LEHART	R	1	1	0	0	2
22347	TREDARZEC	U	1	1	0	0	2
22351	TREFFRIN	R	1	1	0	0	2
22386	LE VIEUX-BOURG	R	1	1	0	0	2
22127	LEZARDRIEUX	R	0	1	1	0	2
22158	MUR-DE-BRETAGNE	R	0	1	1	0	2
22195	PLEUBIAN	R	0	1	1	0	2
22217	PLOUGRAS	R	0	1	0	1	2
22232	PLOURHAN	R	0	1	0	1	2
22324	SAINT-QUAY-PERROS	U	0	1	0	1	2
22162	PAIMPOL	U	0	1	1	0	2
22168	PERROS-GUIREC	U	0	1	1	0	2
22194	PLESTIN-LES-GREVES	U	0	1	1	0	2
22266	ROSTRENEN	U	0	1	0	1	2
22353	TREGASTEL	U	0	1	1	0	2
22131	LOGUIVY-PLOUGRAS	R	0	0	1	1	2
22183	PLEMET	R	0	0	1	1	2
22207	PLOUARET	R	0	0	1	1	2
22282	SAINT-CAST-LE-GUILDON	R	0	0	1	1	2
22113	LANNION	U	0	0	1	1	2
22278	SAINT-BRIEUC	U	0	0	1	1	2
22005	BELLE-ISLE-EN-TERRE	R	1	0	0	0	1
22014	BOURSEUL	R	1	0	0	0	1
22021	BRUSVILY	R	1	0	0	0	1
22024	CALANHEL	R	1	0	0	0	1

INSEE	Commune	Régime	Critère HTA	Critère BT	Critère Patrimoine	Investissement 2023-2024	Total
22024	CALANHEL	R	1	0	0	0	1
22028	CAMLEZ	R	1	0	0	0	1
22033	CAUREL	R	1	0	0	0	1
22034	CAVAN	R	1	0	0	0	1
22035	LES CHAMPS-GERAUX	R	1	0	0	0	1
22045	COHINIAC	R	1	0	0	0	1
22053	EREAC	R	1	0	0	0	1
22057	LE FAOUE	R	1	0	0	0	1
22062	GOMENE	R	1	0	0	0	1
22063	GOMMENECH	R	1	0	0	0	1
22071	GUITTE	R	1	0	0	0	1
22076	HENANBIHEN	R	1	0	0	0	1
22078	HENGOAT	R	1	0	0	0	1
22080	L'HERMITAGE-LORGE	R	1	0	0	0	1
22083	ILLIFAUT	R	1	0	0	0	1
22086	KERFOT	R	1	0	0	0	1
22087	KERGRIST-MOELOU	R	1	0	0	0	1
22088	KERIEN	R	1	0	0	0	1
22091	KERMOROC'H	R	1	0	0	0	1
22101	LANGOAT	R	1	0	0	0	1
22110	LANMERIN	R	1	0	0	0	1
22115	LANRIVAIN	R	1	0	0	0	1
22116	LANRODEC	R	1	0	0	0	1
22128	LOCARN	R	1	0	0	0	1
22139	MAGOAR	R	1	0	0	0	1
22140	LA MALHOURE	R	1	0	0	0	1
22165	PENGUILY	R	1	0	0	0	1
22173	PLANGUENOUAL	R	1	0	0	0	1
22177	PLEGUIEN	R	1	0	0	0	1
22184	PLEMY	R	1	0	0	0	1
22193	PLESTAN	R	1	0	0	0	1
22218	PLOUGRESCANT	R	1	0	0	0	1
22224	PLOULECH	R	1	0	0	0	1
22229	PLOUNEVEZ-QUINTIN	R	1	0	0	0	1
22238	PLUFUR	R	1	0	0	0	1
22245	PLUZUNET	R	1	0	0	0	1
22247	POMMERIT-JAUDY	R	1	0	0	0	1
22248	POMMERIT-LE-VICOMTE	R	1	0	0	0	1
22258	QUESOY	R	1	0	0	0	1
22261	QUINTENIC	R	1	0	0	0	1
22264	LA ROCHE-DERRIEN	R	1	0	0	0	1
22271	SAINT-ADRIEN	R	1	0	0	0	1
22285	SAINT-CONNEC	R	1	0	0	0	1
22289	SAINT-FIACRE	R	1	0	0	0	1
22290	SAINT-GELVEN	R	1	0	0	0	1
22296	SAINT-GLEN	R	1	0	0	0	1
22298	SAINT-GUEN	R	1	0	0	0	1
22303	SAINT-JACUT-DU-MENE	R	1	0	0	0	1
22313	SAINT-MARTIN-DES-PRES	R	1	0	0	0	1
22314	SAINT-MAUDAN	R	1	0	0	0	1
22330	SAINT-THELO	R	1	0	0	0	1
22331	SAINTE-TREPHINE	R	1	0	0	0	1
22333	SAINT-VRAN	R	1	0	0	0	1
22337	SEVIGNAC	R	1	0	0	0	1
22340	TONQUEDEC	R	1	0	0	0	1
22341	TRAMAIN	R	1	0	0	0	1
22345	TREBRY	R	1	0	0	0	1
22356	TREGOMEUR	R	1	0	0	0	1
22361	TREGUIDEL	R	1	0	0	0	1
22365	TREMARGAT	R	1	0	0	0	1
22373	TREOGAN	R	1	0	0	0	1
22376	TREVE	R	1	0	0	0	1
22387	LE VIEUX-MARCHE	R	1	0	0	0	1
22006	BERHET	R	0	1	0	0	1
22027	LE CAMBOUT	R	0	1	0	0	1
22029	CANIHUEL	R	0	1	0	0	1

INSEE	Commune	Régime	Critère HTA	Critère BT	Critère Patrimoine	Investissement 2023-2024	Total
22030	CAOUENNEC-LANVEZEAC	R	0	1	0	0	1
22037	LA CHAPELLE-NEUVE	R	0	1	0	0	1
22052	DUAULT	R	0	1	0	0	1
22060	GAUSSON	R	0	1	0	0	1
22069	GUENROC	R	0	1	0	0	1
22072	GURUNHUEL	R	0	1	0	0	1
22074	LE HAUT-CORLAY	R	0	1	0	0	1
22102	LANGOURLA	R	0	1	0	0	1
22114	LANRELAS	R	0	1	0	0	1
22129	LOC-ENVEL	R	0	1	0	0	1
22157	LE MOUSTOIR	R	0	1	0	0	1
22167	PERRET	R	0	1	0	0	1
22169	PEUMERIT-QUINTIN	R	0	1	0	0	1
22176	PLEDRAN	U	0	1	0	0	1
22189	PLESIDY	R	0	1	0	0	1
22202	PLEVIN	R	0	1	0	0	1
22204	PLOEZAL	R	0	1	0	0	1
22251	PORDIC	U	0	1	0	0	1
22253	POULDOURAN	R	0	1	0	0	1
22259	QUEVERT	U	0	1	0	0	1
22275	SAINT-BARNABE	R	0	1	0	0	1
22317	SAINT-MELOIR-DES-BOIS	R	0	1	0	0	1
22320	SAINT-NICODEME	R	0	1	0	0	1
22325	SAINT-QUAY-PORTRIEUX	U	0	1	0	0	1
22334	SAINT-IGEAUX	R	0	1	0	0	1
22390	YVIAS	R	0	1	0	0	1
22007	BINIC	U	0	1	0	0	1
22094	LANCIEUX	U	0	1	0	0	1
22221	PLOUGUIEL	U	0	1	0	0	1
22013	BOURBRIAC	R	0	0	1	0	1
22023	BULAT-PESTIVIEN	R	0	0	1	0	1
22048	CORSEUL	R	0	0	1	0	1
22054	ERQUY	R	0	0	1	0	1
22065	GOUDELIN	R	0	0	1	0	1
22079	HENON	R	0	0	1	0	1
22166	PENVENAN	R	0	0	1	0	1
22198	PLEUMEUR-BODOU	R	0	0	1	0	1
22199	PLEUMEUR-GAUTIER	R	0	0	1	0	1
22203	PLOEUC-SUR-LIE	R	0	0	1	0	1
22210	PLOUBAZLANEC	R	0	0	1	0	1
22214	PLOUEZEC	R	0	0	1	0	1
22226	PLOUMILLIAU	R	0	0	1	0	1
22228	PLOUNEVEZ-MOEDDEC	R	0	0	1	0	1
22233	PLOURIVO	R	0	0	1	0	1
22240	PLUMAUGAT	R	0	0	1	0	1
22243	PLUSQUELLEC	R	0	0	1	0	1
22321	SAINT-NICOLAS-DU-PELEM	R	0	0	1	0	1
22187	PLERIN	U	0	0	1	0	1
22044	COETMIEUX	R	0	0	0	1	1
22050	DINAN	U	0	0	0	1	1
22067	GRACES	U	0	0	0	1	1
22070	GUINGAMP	U	0	0	0	1	1
22081	HILLION	R	0	0	0	1	1
22093	LAMBALLE	U	0	0	0	1	1
22095	LANDEBAERON	R	0	0	0	1	1
22119	LANVELLEC	R	0	0	0	1	1
22136	LOUDEAC	U	0	0	0	1	1
22206	CHATELAUDREN PLOUAGAT	R	0	0	0	1	1
22272	SAINT-AGATHON	R	0	0	0	1	1
22304	SAINT-JEAN-KERDANIEL	R	0	0	0	1	1



IV – Liste des départements HTA alimentant les communes prioritaires

Code GDO Départ HTA	Libellé court du départ	Code GDO Départ HTA	Libellé court du départ	Code GDO Départ HTA	Libellé court du départ	Code GDO Départ HTA	Libellé court du départ	Code GDO Départ HTA	Libellé court du départ
LANFAC0808	LANFAI	ROSTRC0101	MAEL-C	GOURAC0505	STGOUE	PLUZUC0505	COATAS	GOURAC0202	STGLEN
UZEL C0101	HERMIT	ROSTRC0505	KERIEN	PLEMYC0202	LANGAS	C.GIBC1010	L CAUG	GOURAC1010	EOLBAB
UZEL C0505	MERLEA	ROSTRC0606	LOCARN	PLEMYC0606	PLESSA	PLEMYC0505	MONCON	PLEMYC0606	PLESSA
NENEZC0404	LOG-PL	ROSTRC0707	PLOU-Q	SAUV5C0202	ST LUB	TREGUC1010	PLEDRA	MINIHC0202	TREDAR
NENEZC0505	PLOUGO	ROSTRC1212	RESCOS	BZSEUC0101	PLOREC	TREGUC1313	QUESSO	MINIHC1111	MENEZA
NENEZC0606	LOC-EN	ROSTRC1313	KEROSE	BZSEUC0707	COATJE	LAMBAC0606	SGUET	CARHAC0707	CARNOE
LANFAC0505	S-BIHY	ROSTRC0505	KERIEN	GOURAC0202	STGLEN	MINIHC0101	PONTLO	CARHAC0808	TREFFR
PLOUVC0101	SARDA	GUINGC1212	BRELID	LAMBAC0202	MAROUÉ	LANNIC0101	ROSPEZ	PLOURC0505	CHATEL
PLOUVC0202	BOQUEO	PLEMYC0101	PLOUGU	LAMBAC0505	PLESTA	LANNIC1111	BUHULI	NENEZC0202	TREGRO
PLOUVC0707	COHIN	PLEMYC0202	LANGAS	LAMBAC1010	PIETO	LANNIC1212	KERMAR	PLUZUC0606	BOTLEZ
BZSEUC0101	PLOREC	PLEMYC0606	PLESSA	SEVIGC0202	PLENEE	GUINGC1313	PLOUMA	SSAG5C0707	BRINGO
BZSEUC0202	MELOIR	SAUV5C0202	ST LUB	SEVIGC0606	DOLO	LANFAC0101	ESPERA	DINANC0303	HINGLE
BZSEUC0303	MELAN	LANNIC0101	ROSPEZ	MINIHC0202	TREDAR	LANFAC0202	LE PAS	DINANC1111	SHELEN
BZSEUC0404	LANGUE	MINIHC0101	PONTLO	MINIHC0707	HENGOA	LANFAC0606	ZASBRA	DINANC1212	TRELIV
BZSEUC0505	MEGRIT	BZSEUC0404	LANGUE	ERQUYC0303	PLEHER	LANFAC0909	CAREST	DINANC1313	LEHON
PLAN6C0404	ARGUEN	MUR C0101	CAUREL	ERQUYC0606	PLEVE.	LOUDEC0808	CLOS R	ROSTRC0505	KERIEN
PLAN6C0505	BOURSE	SSNI6C0404	STYGEA	LANNIC0404	ST ELI	MUR C0808	SCONEC	CARHAC0014	TREOGA
PLAN6C1010	MICHEL	SSNI6C0505	STREPH	LANNIC0505	PLOUBE	REDETC0101	HEMONS	LOUDEC0505	LMOTTE
DINANC0303	HINGLE	LANNIC0101	ROSPEZ	LANNIC0606	PLOUMI	REDETC0202	CARRAD	LOUDEC0808	CLOS R
PLUSQC0003	LOHUEC	LANNIC1212	KERMAR	LANNIC0808	SERVEL	REDETC0303	S GUEN	LOUDEC1010	GRANGE
PLUSQC0303	CALANH	ROSTRC0505	KERIEN	LANNIC1010	GARE	REDETC0404	SIALE	REDETC0202	CARRAD
PLUSQC0404	CHAPNE	SSNI6C0101	BOTHOA	LANNIC1111	BUHULI	LANFAC0707	ST CON	UZEL C0404	HERVE
MINIHC0606	PENVEN	SSNI6C0606	LANRIV	LANNIC1414	TONQUE	MUR C0808	SCONEC	LANFAC0303	VIEUBO
MINIHC1010	CAMLEZ	PLOUVC0202	BOQUEO	NENEZC0606	LOC-EN	MUR C0909	POULIB	LANFAC0505	S-BIHY
MUR C0101	CAUREL	SSAG5C0303	PLOUAG	PLUSQC0404	CHAPNE	GUINGC1313	PLOUMA	LANFAC0707	ST CON
MUR C0404	MAYEUX	SSAG5C0404	LANROD	PLUSQC0505	BOTMEL	MUR C0101	CAUREL	LANNIC0505	PLOUBE
LANNIC1111	BUHULI	GOURAC0404	LANGOU	PLUSQC0909	BULAT	GOURAC0505	STGOUE	LANNIC1414	TONQUE
PLUZUC0202	PLUZUN	MERDR0202	STVRAN	MINIHC0404	PLOUGR	MERDR0404	P.TRIP	NENEZC0202	TREGRO
PLUZUC0303	CAVAN	MERDR0404	P.TRIP	MINIHC0909	PLOUGU	SSNI6C0101	BOTHOA		
DINANC1111	SHELEN	SAUV5C0707	BODIFE	LANNIC0606	PLOUMI	GOURAC0101	TREBRY		
PLUZUC0505	COATAS	ROSTRC0404	LESGOU	LANNIC0707	STMICH	GOURAC0202	STGLEN		
PLOUVC0707	COHIN	CARHAC0808	TREFFR	LANNIC0808	SERVEL	LAMBAC0202	MAROUÉ		
SEVIGC0101	MERILL	PLUSQC0707	DUALT	GUER5C0006	PLOUNE	GOURAC0505	STGOUE		
SEVIGC0303	LANREL	ROSTRC0606	LOCARN	GUER5C0007	PLUFUR	GOURAC0707	COLINE		
GUEZEC0101	QUEMPE	NENEZC0101	LOUARG	GUER5C0010	TRUFER	MUR C0202	MUR		
CARHAC0013	MOUSTO	NENEZC0202	TREGRO	NENEZC0303	PLO-MO	MUR C0808	SCONEC		
CARHAC0014	TREOGA	NENEZC0505	PLOUGO	ROSTRC0505	KERIEN	REDETC0202	CARRAD		
ROSTRC0101	MAEL-C	NENEZC0606	LOC-EN	ROSTRC0707	PLOU-Q	REDETC0303	S GUEN		
ROSTRC0202	GLOMEL	NENEZC0707	GURUNH	ROSTRC1010	PLOUGU	UZEL C0202	UZEL		
ROSTRC0303	MELLIO	PLUZUC0606	BOTLEZ	ROSTRC1111	S.R.P.	UZEL C0303	GARE		
ROSTRC0808	PLEVIN	GUINGC0909	COADOU	SSNI6C0505	STREPH	UZEL C0404	HERVE		
MERDR0404	P.TRIP	PLUSQC0505	BOTMEL	SSNI6C0606	LANRIV	GOURAC0404	LANGOU		
SAUV5C0707	BODIFE	PLUSQC0606	SERVAI	GUER5C0005	PLOUGR	SEVIGC0707	ROUILL		
GUINGC0606	GP NOR	PLUSQC0909	BULAT	PLUSQC0202	PLOURA	LANFAC0404	HARMOY		
PLOURC0707	LANNEB	ROSTRC0505	KERIEN	PLUSQC0303	CALANH	MUR C0303	ST GIL		
GOURAC0101	TREBRY	LANFAC0303	VIEUBO	LANMEC0101	TREDUD	LOUDEC1414	TRELEB		
GOURAC0202	STGLEN	ROSTRC0505	KERIEN	LANNIC0606	PLOUMI	REDETC0202	CARRAD		
GOURAC0303	GOURAY	SSNI6C0606	LANRIV	GUER5C0006	PLOUNE	UZEL C0404	HERVE		
GOURAC0505	STGOUE	LAMBAC0202	MAROUÉ	GUER5C0007	PLUFUR	UZEL C0505	MERLEA		
PLEMYC0101	PLOUGU	ROSTRC0303	MELLIO	LANMEC0202	TREMEL	SSNI6C0505	STREPH		
PLEMYC0707	GAUSSO	ROSTRC0404	LESGOU	MUR C0404	MAYEUX	GOURAC0404	LANGOU		
UZEL C0404	HERVE	CARHAC0013	MOUSTO	SSNI6C0303	CORLAY	MERDR0202	STVRAN		
ROPHEC0008	MHERVO	CARHAC0014	TREOGA	SSNI6C0404	STYGEA	SEVIGC0101	MERILL		
ROPHEC0404	GUENRO	ROSTRC0808	PLEVIN	LANNIC1414	TONQUE	LANFAC0303	VIEUBO		
ERQUYC0404	BOUILL	GOURAC0202	STGLEN	PLUZUC0202	PLUZUN	SEVIGC0202	PLENEE		
PLAN6C0202	RUCA	LAMBAC0202	MAROUÉ	PLUZUC0303	CAVAN	SEVIGC0303	LANREL		
PLAN6C0303	SDENOU	LAMBAC0101	ANDEL	PLUZUC0707	VALORY	SEVIGC0404	BROONS		
MINIHC0707	HENGOA	LAMBAC0707	PLENEU	GUEZEC0404	ROJAGU	SEVIGC0505	TREMEU		
LANFAC0202	LE PAS	LAMBAC1212	PLANGU	MINIHC0101	PONTLO	SEVIGC0606	DOLO		
UZEL C0101	HERMIT	PLOURC0101	LANVOL	MINIHC0303	POMMER	LANNIC1111	BUHULI		
UZEL C0202	UZEL	PLOURC0707	LANNEB	GUEZEC0202	PONTRI	LANNIC1414	TONQUE		
GAEL C0101	ILIFOT	PLEMYC0303	PLEMY	GUEZEC0303	STCLET	PLUZUC0303	CAVAN		
MERDR0101	SAUDRA	PLEMYC0404	HENON	GUINGC0303	PABU	SEVIGC0202	PLENEE		
PAIMPC0909	KERFOT	PLEMYC0505	MONCON	GUINGC0606	GP NOR	SEVIGC0606	DOLO		
		PLEMYC0707	GAUSSO	PLUZUC0303	CAVAN	GOURAC0101	TREBRY		

V – Liste des départs HTA alimentant les communes avec des investissements engagés

Code GDO	Libellé court	Code GDO	Libellé court	Code GDO	Libellé court
Départ HTA	du départ	Départ HTA	du départ	Départ HTA	du départ
BZSEUC0101	PLOREC	LOUDEC0202	BOUEST	REDETC0202	CARRAD
C.GIBC0505	GREVES	LOUDEC0303	MAIRIE	ROSTRC0101	MAEL-C
C.GIBC0606	HILLIO	LOUDEC0404	B. EST	ROSTRC0202	GLOMEL
C.GIBC0909	V NIZE	LOUDEC0505	LMOTTE	ROSTRC0303	MELLIO
DINANC0303	HINGLE	LOUDEC0606	PRENES	ROSTRC0404	LESGOU
DINANC0404	BOUZIN	LOUDEC0707	LCHEZE	ROSTRC0505	KERIEN
DINANC0505	CASSEP	LOUDEC0808	CLOS R	ROSTRC0707	PLOU-Q
DINANC0606	AUCALE	LOUDEC0909	Z-I.	ROSTRC0808	PLEVIN
DINANC0707	PENIGU	LOUDEC1010	GRANGE	ROSTRC0909	ROSTRE
DINANC0808	CASERN	LOUDEC1111	VAUBLA	ROSTRC1010	PLOUGU
DINANC0909	RESPAR	LOUDEC1313	RECOMP	ROSTRC1111	S.R.P.
DINANC1111	SHELEN	LOUDEC1414	TRELEB	SAUV5C0101	PLEMET
DINANC1212	TRELIV	LOUDEC1515	SETIEN	SAUV5C0202	ST LUB
DINANC1313	LEHON	LOUDEC1616	LACTOB	SAUV5C0303	LA FER
ERQUYC0101	JEANET	LOUDEC1717	CORDER	SAUV5C0404	PLUMIE
ERQUYC0202	ERQUY	LOUDEC1818	OLIDA	SAUV5C0606	COETLO
ERQUYC0303	PLEHER	LOUDEC1919	SECOUR	SAUV5C0707	BODIFE
ERQUYC0606	PLEVE.	LOUDEC2020	UTEC	SSAG5C0101	KERGOZ
ERQUYC0909	BEGOTI	LOUDEC6851	ROHAN	SSAG5C0202	KERGRE
GOURAC0404	LANGOU	MERDRC0202	STVRAN	SSAG5C0303	PLOUAG
GOURAC0505	STGOUE	MERDRC0404	P.TRIP	SSAG5C0404	LANROD
GUER5C0005	PLOUGR	NENEZC0202	TREGRO	SSAG5C0606	KEROLO
GUER5C0006	PLOUNE	NENEZC0303	PLO-MO	SSAG5C0707	BRINGO
GUEZEC0404	ROJAGU	NENEZC0404	LOG-PL	SSAG5C0808	KERDAN
GUINGC0202	S JEAN	NENEZC0606	LOC-EN	SSAG5C1010	AGATHO
GUINGC0303	PABU	PAIMPC0909	KERFOT	SSBRIC0202	PORDIC
GUINGC0404	PLOUIS	PAIMPC1313	PLOUEZ	SSBRIC0404	ST LAU
GUINGC0606	GP NOR	PERR6C0202	TREGAS	SSBRIC0505	TERT B
GUINGC0808	MOUSTE	PERR6C0404	CNET	SSBRIC0606	CARBO
GUINGC0909	COADOU	PERR6C0505	TRELEV	SSBRIC0707	ARMEZ
GUINGC1010	GP SUD	PERR6C0606	PONTCO	SSBRIC0808	GOUET
GUINGC1111	ZI GRA	PERR6C0707	LE RHU	SSBRIC0909	LANGUE
GUINGC1212	BRELID	PERR6C0808	RADOME	SSBRIC1010	DUGAY
GUINGC1313	PLOUMA	PERR6C1010	AERODR	SSBRIC1111	T AUBE
GUINGC1414	MOULIN	PERR6C1111	HIGWAV	SSBRIC1212	PASTEU
GUINGC1515	ZI B V	PERR6C1212	APOLLO	SSBRIC1313	MASSEN
LAMBAC0101	ANDEL	PERR6C1313	LOUANN	SSBRIC1515	VALLEE
LAMBAC0202	MAROUÉ	PERR6C1414	IUT	SSBRIC1616	BUTTES
LAMBAC0303	PREFAR	PLAN6C0101	STCAST	SSBRIC1717	PRAGUE
LAMBAC0404	GUIGNA	PLAN6C1212	MATIGN	SSBRIC1818	GERNUG
LAMBAC0505	PLESTA	PLAN6C1414	LEGUIL	TADENC0808	POULIC
LAMBAC0606	SGUFLT	PLAN6C1515	ST POT	TADENC0909	ALLEUX
LAMBAC0707	PLENEU	PLOURC0101	LANVOL	TREGUC0101	ROQUET
LAMBAC0808	BREHAN	PLOURC0202	PLOUHA	TREGUC0202	GUYADE
LAMBAC0909	Z I	PLOURC0303	STQUAY	TREGUC0505	CH PIE
LAMBAC1010	PIETO	PLOURC0404	ETABLE	TREGUC0707	TBOTRE
LAMBAC1111	LANDEH	PLOURC0505	CHATEL	TREGUC1212	GIDE-A
LAMBAC1212	PLANGU	PLOURC0606	BINIC	TREGUC1414	HOPITA
LAMBAC1313	ABATOI	PLOURC0707	LANNEB	TREGUC1515	CARPON
LAMBAC1414	DESHAI	PLOURC0808	TREVEN	TREGUC1616	LBLANC
LAMBAC1515	OLYMPI	PLOURC0909	PORTRI	TREGUC1717	FORGES
LAMBAC1616	QUINTE	PLOURC1010	LOURME	TREGUC1919	L MICH
LANFAC0505	S-BIHY	PLOUVC0101	SARDA	TRES5C0101	MAGDEL
LANMEC0101	TREDUD	PLOUVC0202	BOQUEO	UZEL C0404	HERVE
LANNIC0101	ROSPEZ	PLOUVC0313	TREME		
LANNIC0202	LE RUS	PLOUVC0505	TREMUS		
LANNIC0404	ST ELI	PLOUVC0707	COHIN		
LANNIC0505	PLOUBE	PLUSQC0303	CALANH		
LANNIC0606	PLOUMI	PLUZUC0101	BEGARD		
LANNIC0808	SERVEL	PLUZUC0303	CAVAN		
LANNIC0909	U EAUX	PLUZUC0404	PEDER		
LANNIC1010	GARE	PLUZUC0505	COATAS		
LANNIC1111	BUHULI	PLUZUC0606	BOTLEZ		
LANNIC1212	KERMAR	PLUZUC0707	VALORY		
LANNIC1414	TONQUE	REDETC0101	HEMONS		

ANNEXE 2bis

RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)

Article 1 – Objet

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

✎ L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts comprennent notamment (...) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (...), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».

✎ L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
 - que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
 - que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
 - que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la

PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

Article 3 – Règle de non cumul

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

Article 4 – Modèles de documents

4.1. Modèle de fiche PCT

FICHE PCT (PART COUVERTE PAR LE TARIF)						
Nom de l'Autorité Concédante						
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		Localisation des travaux	Objet des travaux			
			Adresse			
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)			Code postal		Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune		Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?	
Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:						
Date de remise des ouvrages au gestionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) :		Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :				
		Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage... (b)				
		Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) ① :				
Documents à envoyer à Enedis Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :			Plan géoréférencé des ouvrages construits			
			Les tableaux de pose et de dépose			
			Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages			
			La ou les éventuelles conventions de servitude			
Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 ①bis:			Taux de réfaction tarifaire applicable ②:			
Longueur du raccordement en mètres :						
Si écart entre ① et ①bis supérieur à 10%, en donner les explications :			PCT demandée par l'autorité concédante en € : (① * ②)			
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)						
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :						
(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire						
Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.						

ANNEXE 3

CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

1. Le raccordement

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

2. Le barème

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution¹.

¹ La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.

Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr, et peut être obtenu sur simple demande.

3. Taux de réfaction tarifaire

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

4. Calcul de la contribution, cas généraux

4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + Cv_E \times L_E)$$

Où L_E est la longueur de l'extension, Cf_E et Cv_E sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. Cf_E et Cv_E dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où Cf_B est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement. Cf_B dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

4.2. Raccordements - dans les autres cas

4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

5. Cas particuliers

5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (relatif aux 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) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

5.2. Raccordements collectifs

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

6. Modification d'une alimentation électrique existante

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

ANNEXE 4

TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1^{er} août 2022 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : ENER2220871A).

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	85,44	13,74
6	110,76	13,74
9	137,16	13,74
12	163,92	13,74
15	188,88	13,74
18	214,92	13,74
24	269,76	13,74
30	322,68	13,74
36	377,16	13,74

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	63,36	8,52	13,74	3,40
Puissance souscrite > 6 kVA	63,36	8,52	13,74	3,40
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	63,36	8,40	14,35	1,03
Puissance souscrite > 6 kVA	63,36	8,40	14,35	1,05

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	116,16	14,58	11,49
9	146,64	14,58	11,49
12	176,04	14,58	11,49
15	204,48	14,58	11,49
18	231,12	14,58	11,49
24	289,92	14,58	11,49
30	342,84	14,58	11,49
36	394,80	14,58	11,49

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	63,36	9,60	14,58	11,49	3,71	2,66
Version B	63,36	9,96	15,54	11,46	1,24	0,84

TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	144,48	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
12	173,64	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
15	199,56	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
18	224,40	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
24-30	336,60	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
36	393,84	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	63,36	9,36
Version B	63,36	9,96

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	6,42	9,84	8,50	13,01	9,42	44,95
Version B	6,27	10,77	8,69	14,14	10,71	47,51

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,66	3,59	2,68	3,65	2,69	3,65
Version B	0,81	1,21	0,91	1,27	1,21	1,55

TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	137,64	9,93	77,72
12	162,96	9,93	77,72
15	188,52	9,93	77,72
18	213,60	9,93	77,72
36	370,20	9,93	77,72

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	63,36	8,64	9,93	77,72	3,45	3,48
Version B	63,36	8,40	10,38	80,81	1,04	1,52

Par ailleurs, l'arrêté du 28 juillet 2022 susmentionné précise pour chaque option : « Pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution Enedis depuis plus de 12 mois, à partir du 1^{er} janvier 2022, une majoration est appliquée afin de répercuter la composante supplémentaire au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle. »

Tarifs (a) au 1^{er} août 2022 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : ENER2220868A).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	120,60	13,88
6	149,28	13,88
9	175,80	13,88
12	204,24	13,88
15	231,00	13,88
18	257,28	13,88
24	315,12	13,88
30	371,28	13,88
36	428,64	13,88

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1^{er} janvier 2022 (€/an) 50,88

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	96,84	9,24	13,88	3,32
Version B	96,84	8,40	14,69	1,08

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	151,08	14,40	12,15
9	179,28	14,40	12,15
12	208,32	14,40	12,15
15	236,64	14,40	12,15
18	264,60	14,40	12,15
24	326,52	14,40	12,15
30	381,00	14,40	12,15
36	436,56	14,40	12,15

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1^{er} janvier 2022 (€/an) 50,88

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	96,84	9,60	14,40	12,15	3,57	2,65
Version B	96,84	9,96	15,10	11,99	1,16	0,80

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	1243,80
--	------------------------------------	---------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU
en France métropolitaine continentale

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	206,76
	Par kW supplémentaire en Euros par an	17,04
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	413,64
	Par kW supplémentaire en Euros par an	17,04
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	121,92
	Prix d'énergie en c€/kWh	4,97

(*) Puissance minimum à facturer

TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	35,72		13,88

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	36,38		14,40	12,15

TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	187,32	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
12	223,20	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
15	235,20	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
18	263,40	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
24-30	370,44	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
36	426,36	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

3,72

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an) 50,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	96,84	9,36
Version B	96,84	9,96

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	8,37	12,77	12,37	19,49	13,41	32,50
Version B	7,84	13,00	12,12	20,18	14,65	35,08

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,70	3,59	2,77	3,62	2,74	3,63
Version B	0,72	1,07	0,81	1,17	1,21	1,55

TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	197,28	10,14	78,41
15	224,64	10,14	78,41
18	249,24	10,14	78,41
36	406,56	10,14	78,41

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an) 50,88

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	96,84	8,64	10,14	78,41	3,39	3,45
Version B	96,84	8,40	10,36	81,49	0,98	1,51

TARIF BLEU
pour éclairage public
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	123,24	11,06

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 3,72

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	125,52	11,06	1,04

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1^{er} août 2022 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : ENER2220866A).

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Eté Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	12,72	20,202	20,202	12,252	11,261	7,294
Utilisations Moyennes	12,72		20,202	12,252	11,261	7,294
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				10,29	€/heure ^(b)	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)

50,88

TARIF JAUNE - OPTION EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Pointe Mobile	Hiver Heures Hiver	Eté Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	10,80	32,387	17,633	11,708	8,740
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			10,29	€/heure ^(b)	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)

50,88

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

TARIF VERT - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Eté Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	26,40	27,372	19,126	10,764	9,464	4,879
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations	1,00	1,00	0,89	0,89	0,84
Calcul	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
des dépassements	0,66	1,00	1,00	0,90	0,90	0,84
Energie réactive			2,07	c€/kVA.h		

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)

50,88

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW)

5,76

TARIF VERT - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	33,60	28,055	14,333	8,656	4,453
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,97	0,71	0,71
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste		
	1,74	1,74	1,00	0,97	0,72
Energie réactive			2,07	c€/kVarh	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an) 50,88

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 5,76

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION en France métropolitaine continentale

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	14,98
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version.

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

ANNEXE 5

RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] 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 (...) 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 ».

Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
 - o Particuliers ;
 - o Collectivités locales ;
 - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
 - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
 - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable
sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr**

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le



ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

ANNEXE 7

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS



Conditions Générales de Vente

d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale.

Avril 2022

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site enedis.fr/Concessions ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site edf.fr. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

• Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

• Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),

- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site edf.fr et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau

contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles 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 de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site enedis.fr.

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site enedis.fr *tarif-dacheminement*.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité comporte notamment :

- le montant de la facture, correspondant à la période suivante de facturation,
- la consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation,
- s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Le Catalogue des prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites edf.fr, enedis.fr *Catalogue des prestations* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

La facture électronique est proposée au client dans le respect des obligations du code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le client et EDF. Le client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de 5 ans, sauf en cas de résiliation du contrat. Le client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son contrat.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site edf.fr. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé

est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée.

Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire

• Mensualisation avec prélèvement automatique

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un calendrier de paiements mensuels comprenant onze mensualités de même montant et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Néanmoins, lors de la mise en place de la mensualisation, le premier calendrier de paiement pourra comporter un nombre d'échéances inférieur aux années suivantes car son calcul dépend de la date de relève du compteur.

En cours de période, lorsqu'EDF reçoit un relevé réel de consommation d'Enedis ou en cas d'auto-relevé, EDF estime le nouveau montant de la facture annuelle. Si l'écart entre la nouvelle estimation et l'estimation initiale est de plus d'une mensualité, le calendrier de paiement pourra être révisé automatiquement à la hausse comme à la baisse.

Sous réserve d'éligibilité au dispositif, le client pourra recevoir mensuellement une proposition d'ajustement de ses mensualités. En cas d'accord du client, un nouveau calendrier de paiement sera établi et lui sera adressé. Le client peut à tout moment refuser la proposition d'ajustement faite par EDF. Une facture de régularisation sera adressée au client une fois par an sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

• Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site edf.fr ou sur simple appel à EDF.

• **Chèque énergie** conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue. À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus,

EDF a ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,

- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

• Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site chequeenergie.gouv.fr, sur le site edf.fr et sur simple appel au :

0 805 204 805 Service & appel gratuits

• Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

• Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

7-6 Délai de remboursement

• **En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :**

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous

quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,

- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

• En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas de non-respect par EDF de ces délais :

les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi modifiée n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et, avec le règlement européen (UE) n°2016/679 dit « RGPD ».

9-1 Quelles données seront collectées sur moi ?

La collecte de certaines données est obligatoire pour permettre l'exécution du contrat. Il s'agit des données suivantes : les nom, prénom, adresse du client, offre choisie.

D'autres données sont facultatives (coordonnées bancaires, adresse payeur, coordonnées téléphoniques, courrier électronique...) et permettent notamment de faire bénéficier le client d'un accompagnement plus personnalisé et plus fluide (espace client, facture électronique, souscription en ligne du contrat...).

9-2 Dans quel but mes données seront-elles utilisées ?

Les fichiers ont pour finalité générale la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection commerciale par voie électronique par EDF est possible dans le respect de la réglementation. Pour consulter le détail des finalités poursuivies, le client peut consulter et télécharger la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html>

9-3 Qui va accéder à mes données ?

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie ainsi qu'aux tiers autorisés, leurs sont communiquées par EDF.

Le cas échéant, les données nécessaires sont également transmises à des personnes morales dont l'objet est de mener des actions sociales qui apportent notamment des solutions adaptées aux clients en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie (ex : structures de médiation sociale).

EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les données personnelles nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

9-4 Pendant combien de temps mes données seront-elles conservées ?

EDF ne conserve les données de ses clients que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont traitées.

Pour consulter le détail des durées de conservations, finalité par finalité, le client peut consulter la rubrique spécifique de la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html>.

9-5 Quels sont mes droits sur mes données ?

Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant, dans les conditions prévues par la réglementation :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations, notamment à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander au client de justifier son identité.

9-6 A qui m'adresser pour exercer mes droits ?

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le client peut exer-

cer ces droits auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF – 20, Place de la Défense – 92050 Paris – La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES LITIGES

10-1 Traitement des réclamations

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Service Clients dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 31942,
62978 Arras Cedex 9

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse <https://enedis.fr/reclamations> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ainsi que la nature et, si possible, le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <https://enedis.fr/reclamations>.

10-2 Modes de règlement amiable des litiges

Si le client a sollicité par écrit le Service Clients, puis le Service Consommateurs et s'il reste en désaccord avec la réponse du Service Consommateurs, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site <https://mediateur.edf.fr> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur du groupe EDF
TSA 50026 - 75804 PARIS CEDEX 8

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, en cas de litige lié à l'exécution du contrat, il dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC),

sur le site <https://energie-mediateur.fr> ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 PARIS CEDEX 9

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par

voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au **3004** Service & appel gratuits ou par courrier électronique à l'adresse « serviceclient@edf.fr ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposi-

tion du client sur le site [edf.fr](https://www.edf.fr), lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](https://www.enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccr/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site [bloctel.gouv.fr](https://www.bloctel.gouv.fr).

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le

Berser
Levrault

ID : 022-200046175-20221216-95-2022-DE



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08 - France
Capital de 1 619 338 374 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20 place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2020 de l'électricité fournie par EDF :
74,5 % nucléaire, 7,2 % hydraulique, 9,9 % autres énergies renouvelables
0,4 % fioul, 7,7 % gaz, 0,3 % charbon.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis (soutirage) au contrat GRD-F
Version : 9.0
Nb. de pages : 7

Préambule

Dans le présent document le terme « GRD » désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements du GRD et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre le GRD et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable au GRD et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le Site internet du GRD : www.enedis.fr.

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même Site, le GRD publie également :

- ses Référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles que le GRD applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du Référentiel clientèle du GRD est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre du GRD aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site internet du GRD www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les Référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

Glossaire

Client : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

Compteur : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

Compteur Communicant : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme communicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

Contrat GRD-F : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

Contrat Unique : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou des PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le Fournisseur concerné et le GRD. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général) : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit, ...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec le GRD, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution) : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

Point de Livraison (PDL) : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

Réseau Public de Distribution (RPD)

Réseau Public de Distribution d'électricité géré par le GRD. Celui-ci est constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité, en application des articles L. 2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales et à l'article L111-52 du code de l'énergie, ou conformément aux articles R321-2 et R321-4 du code

de l'énergie définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Référentiels (du GRD)

Il s'agit du Référentiel Clientèle et de la Documentation Technique de Référence disponibles aux adresses internet suivantes :

- Le Référentiel Clientèle :
<https://www.enedis.fr/documents?types=12>
- La Documentation Technique de Référence :
<https://www.enedis.fr/documents?types=11>
- L'état de publication des règles du Référentiel est accessible à l'adresse internet suivante : http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.

1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, le GRD assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès du GRD le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site internet du GRD <http://www.enedis.fr/Concessions>.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et le GRD peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité du GRD en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes que le GRD peut être amené à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées du GRD figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations du GRD dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations du GRD à l'égard du Client

Le GRD est tenu à l'égard du Client de :

- 1) garantir un accès non discriminatoire au RPD
- 2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage
Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées du GRD.
- 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données

de consommation et/ou production, conformément aux modalités définies par le GRD sur son site internet www.enedis.fr.

4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués au GRD directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par le GRD notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Le GRD peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents du GRD accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations du GRD à l'égard du Client comme du Fournisseur

Le GRD est tenu à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

> Engagements du GRD en matière de continuité :

Le GRD s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique. Le GRD informe le Client, sur son Site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

> Engagements du GRD en matière de qualité de l'onde :

Le GRD s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Le GRD maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements du GRD en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part du GRD, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part du GRD.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, le GRD verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. À titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par le GRD ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun du GRD ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des Référentiels du GRD et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où le GRD n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait du GRD, le GRD verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par le GRD est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, le GRD facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, le GRD procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations du GRD en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont il est légalement investi.

Le GRD est chargé du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant.
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par le GRD, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative du GRD

conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, le GRD installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations.

Le GRD est en outre chargé du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge du GRD, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par le GRD, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge du GRD si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par le GRD, le GRD informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les Référentiels du GRD. Le GRD peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et le GRD procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque le GRD a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- ou en cas de fraude.

4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre le GRD et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, le GRD les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsque le GRD est amené à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Le GRD met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession du GRD relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel.

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise le GRD à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

• **Protection des informations commercialement sensibles :**

Le GRD préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

• **Protection des données à caractère personnel :**

Le GRD protège, collecte et traite les données à caractère personnel, conformément à la réglementation relative à la protection des données personnelles et, en particulier de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés » et au règlement (UE) n°2016/679 du 27 avril 2016 (règlement général sur la protection des données).

Le GRD ne fait pas de prospection commerciale et ne vend aucune donnée.

Le GRD traite les données personnelles collectées et transmises par les Fournisseurs pour l'exercice de ses missions.

Il s'agit du nom, prénom, civilité, adresse du PDL (Point de Livraison), l'adresse postale et le cas échéant, des données complémentaires : l'adresse électronique du Client et/ou son numéro de téléphone.

Le GRD collecte plusieurs types d'informations par exemple, les index de consommation et la puissance souscrite qui font l'objet d'un traitement informatique afin de permettre au GRD d'assurer ses missions de service public telles que définies par le code de l'énergie, notamment en matière de comptage, d'exploitation, d'investissement et de développement du RPD ou l'intégration des énergies renouvelables.

Les traitements effectués sur les données utilisées et produites par les Compteurs Communicants sont encadrés par le code de l'énergie. Certaines fonctionnalités de paramétrage sont proposées aux Clients. Certaines données sont collectées par défaut. D'autres le sont avec accord du Client :

- par défaut, le GRD collecte les données de consommation journalière (consommation globale du PRM sur une journée) pour permettre au Client de consulter gratuitement l'historique de ses consommations, conformément au code de l'énergie.
- sauf opposition du client les données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) sont conservées par défaut, en local, dans la mémoire du compteur du Client sans transmission au GRD ou au Fournisseur ou à un tiers

Ces données de consommation fines (horaire et/ou à la demi-heure) ne sont collectées par le GRD qu'avec le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque du Client ou, de manière ponctuelle lorsqu'elles sont nécessaires à l'accomplissement des missions de service public du GRD définies par le code de l'énergie.

La transmission des données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) au Fournisseur ou à des tiers ne peut intervenir qu'avec le consentement préalable libre, explicite, éclairé et univoque du Client conformément à la législation sur la protection des données personnelles précitée.

Cette autorisation peut être adressée soit directement au GRD, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le Fournisseur s'engage à recueillir le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande du GRD. En cas de non réponse de justification du recueil du consentement dans un délai défini par la procédure de contrôle concertée par le Fournisseur, à la première demande, le GRD interrompra immédiatement la transmission.

Les données de consommation ne peuvent être conservées que pour une durée maximum de 24 mois. Le GRD peut être amené à conserver les données personnelles du Client collectées par le Fournisseur et

transmises au GRD (hors données de consommation) pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

Le Client dispose d'un droit d'accès, de rectification et d'opposition pour des motifs légitimes et d'un droit à la limitation du traitement et à la portabilité aux données à caractère personnel le concernant.

Pour exercer son droit de rectification, et de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur et transmises au GRD, le Client contactera son Fournisseur. Le Fournisseur informera le GRD de l'actualisation des données du Client via la Plateforme d'échanges.

Dans le cas où le Fournisseur prend également en charge la demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées pour les données collectées et utilisées par le GRD, le Fournisseur devra adresser sa demande au GRD.

Le Client peut exercer ce droit directement par courriel (dct-informatiqueetlibertes@enedis.fr) ou par courrier au GRD :

Tour Enedis - Service National Consommateurs - 6^e étage
34, place des Corolles- 92079 Paris La Défense CEDEX

Le courrier doit préciser le nom et prénom, adresse actuelle et référence PDL du Client accompagnée d'une pièce justificative d'identité.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le GRD exclusivement alors le GRD traite la demande Client et informe ce dernier qu'il doit s'adresser à son Fournisseur pour les données contractuelles collectées par le Fournisseur.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur, le GRD informera le Client par courrier que sa demande doit être adressée au Fournisseur.

Le Client a le droit d'introduire une réclamation auprès de la CNIL.

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet au GRD d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par le GRD. Par ailleurs, le GRD pourrait être amené à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public, comme l'adresse électronique et le numéro de téléphone.

Le droit d'opposition et de suppression ne peut être exercé par le Client uniquement pour les données personnelles qui ne sont pas indispensables à l'exercice des obligations légales du GRD.

9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité du GRD est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations du GRD à l'égard du Fournisseur

Le GRD s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du Site internet du GRD.

3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Le GRD met à disposition du Client, sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite, des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, le GRD n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Le GRD se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité du GRD au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre au GRD d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser le GRD procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue au GRD en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage du GRD. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, le GRD peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations du GRD.

3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations du GRD.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les Installations de Production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des Installations de Production d'électricité raccordées aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer le GRD et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence d'installations de Production d'électricité raccordées aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit « d'injection » auprès du GRD.

En aucun cas la mise en œuvre d'une ou plusieurs Installations de Production ne peut intervenir sans l'accord écrit du GRD

5) Veiller à la suppression du raccordement s'il souhaite interrompre définitivement son accès au RPD.

4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité du GRD, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès du GRD un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé au GRD ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;
- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer au GRD dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard du GRD à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition du GRD les mises à jour des données concernant le Client.

5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations.

5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée à :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;

- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec le GRD.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par le GRD, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du GRD

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, le GRD peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance du GRD ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par le GRD, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par le GRD ;
- refus du Client de laisser le GRD accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander au GRD de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander au GRD de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
 - pour les Clients résidentiels ;
 - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

6. Responsabilité

6.1. Responsabilité du GRD vis-à-vis du Client

Le GRD est seul responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre du GRD pour les engagements du GRD vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis du GRD

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés au GRD en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le GRD peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre le GRD et le Fournisseur

Le GRD et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Le GRD est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations du GRD vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement échappant au contrôle du débiteur, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées empêchant l'exécution de son obligation, mentionnée dans le présent contrat, par le débiteur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté du GRD et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;

- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le GRD sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de déstage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- 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 GRD ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès du GRD en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le Site Internet du GRD <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier au GRD.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement au GRD, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet au GRD la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne le GRD, selon les modalités convenues. À cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, le GRD procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence du GRD ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou au GRD. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser à minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, le GRD procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre au GRD, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le GRD ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander au GRD, via son Fournisseur, d'organiser ou organiser lui-même une expertise amiable. À défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par le GRD, le Client peut saisir l'instance de recours au sein du GRD mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents du GRD en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès du GRD.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Energie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou au GRD, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

Envoyé en préfecture le 20/12/2022

Reçu en préfecture le 20/12/2022

Publié le



ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS



CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1^{er} janvier 2021

Envoyé en préfecture le 20/12/2022
Reçu en préfecture le 20/12/2022
Publié le
ID : 022-200046175-20221216-95_2022-DE

À compter du 1^{er} janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont en extinction pour les clients non-éligibles au regard de l'article L337-7 du code de l'énergie. À compter de cette date, ces clients ne peuvent plus souscrire de nouveau(x) contrat(s) au tarif réglementé ou modifier leur(s) contrat(s) existant. Leur contrat d'électricité au tarif réglementé prendra automatiquement fin le 31 décembre 2020.

Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Électricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité assurée par EDF sous réserve de son acheminement, aux clients non résidentiels suivants, éligibles aux tarifs réglementés de vente en application de l'article L.337-7 du code de l'énergie :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
- les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation, pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une

relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

En application du II de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros devront attester préalablement à la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés qu'ils remplissent ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

En application du III de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les clients finals non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont tenus de résilier leur contrat dans un délai d'un mois, dès lors qu'ils ne remplissent plus ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation *pro rata temporis* par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *pro rata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (le prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines – Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client

à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles 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 de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte notamment :

- Le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- La consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

6-2 Modalités de facturation

Les factures sont adressées au client tous les mois, tous les deux mois ou, suivant son profil de consommation, tous les six mois.

Lorsque le point de livraison est **équipé d'un compteur communicant**, la facturation est mensuelle et, sauf refus du client ou impossibilité technique, associée à une facture dématérialisée et à un paiement par prélèvement automatique.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis.

- Pour les points de livraison équipés d'un **compteur non communicant**

Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre ses index par téléphone à un conseiller client, ou tout autre moyen à sa convenance, pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Le numéro d'appel, non surtaxé, figure sur la facture. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

- Lorsque le point de livraison est équipé d'un **compteur communicant**, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1^{er} janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n°2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la factu-

ration. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)
Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.
- **TIP (papier ou en ligne), chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**
- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, EDF informe le client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, sans préjudice des dispositions de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

• En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

• En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF collecte, en conformité avec la loi modifiée n° 78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et le règlement (UE) 2016/679 dit « RGPD », certaines données à caractère personnel (DCP) relatives à ses clients dans des fichiers informatisés.

Pour accéder au détail des données collectées, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

La collecte de DCP a pour finalités générales la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale, y compris par voie électronique dans le respect de la réglementation) réalisées par EDF.

Pour accéder au détail des finalités poursuivies pour chaque collecte de donnée, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Les DCP nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les DCP nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

EDF ne conserve les DCP que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont recueillies.

Pour accéder au détail des durées de conservations, finalité par finalité, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse <https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites>.

Pour les DCP les concernant, les personnes physiques disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,

- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander à la personne physique concernée de justifier son identité.

Toute personne physique concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures qui lui sont adressées.

L'exercice des droits susvisés peut s'exercer en ligne sur l'espace personnel du client, par courrier électronique à l'adresse « vosdonnees@edf.fr » ou par téléphone auprès de notre service client.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, toute personne physique concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur du groupe EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur du groupe EDF - TSA 50026 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un

mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site www.edf.fr, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site www.enedis.fr.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 551 810 543 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense Cedex

Origine 2018 de l'électricité vendue par EDF :
86,3% nucléaire, 8,5% renouvelables (dont 6,6% hydraulique),
1,5% charbon, 2,7% gaz, 1,0% fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



ANNEXE 8**CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA
OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE****Préambule**

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
 - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
 - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
 - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet www.enedis.fr.

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution**2.1 Engagements d'Enedis :**

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr ;
- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;
- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;
- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné nécessaires à la reconstitution des flux ;
- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

3. Raccordement**3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :**

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD**4.1 Principes généraux :**

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution

5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

6. Comptage

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

7. Continuité et qualité de l'électricité**7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité**

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RPD et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
 - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
 - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 1^{er} du décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées 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 d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

10. Traitement des réclamations des clients

10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

11. Recours

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

12. Assurances

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : www.enedis.fr.