

CONTRAT DE CONCESSION

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

2020-2049



ÉDITO

Un contrat de concession pour une excellente Qualité d'Électricité

Négocier un contrat de concession pour trente ans, c'était un défi tant les enjeux sont importants. Au terme de deux ans de négociation, la FDE 62 a signé avec Enedis et EDF un contrat qui nous engage dans la durée. Nous sommes heureux de vous en adresser les termes en intégralité.

Ce contrat de concession co-construit par les trois signataires contribue par la qualité et la disponibilité de l'électricité nécessaire à la réussite de notre département, qui a besoin de développement, d'entreprises et d'emplois.

Besoin aussi, tant pour sa population que pour toutes ses activités, de bénéficier d'une énergie indispensable à l'heure du numérique.

Propriétaire des réseaux de distribution d'électricité, nous confions pendant trente ans à Enedis le droit exclusif d'assurer leur modernisation, leur développement, et leur exploitation. En contrepartie, nous avons obtenu d'Enedis des redevances revalorisées de 15% garanties pour trente ans. Cela va nous permettre de soutenir les collectivités dans leurs différents projets, et en particulier de poursuivre notre politique d'accompagnement de la transition énergétique. Nous avons également obtenu une participation financière d'Enedis, en augmentation, pour réaliser sur nos réseaux des travaux d'enfouissement et de sécurisation.



Le schéma directeur des investissements élaboré conjointement doit permettre au Pas-de-Calais de satisfaire quatre ambitions majeures :

- Préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative la durée des coupures sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique.
- Améliorer la qualité de fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession.
- Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau, fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain.
- Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures au besoin de puissance croissante.

Ce schéma directeur des investissements se décline par des plans pluriannuels de quatre ans. Pour le premier, 2020-2023, Enedis s'est engagé sur un investissement de 66 millions d'euros.

Le nouveau contrat de concession engage aussi les engagements EDF, au titre de sa mission de fourniture, en mettant l'accent sur trois orientations : offrir à tous les usagers du

service une relation client conjuguant le meilleur de l'humain et du digital ; accompagner les clients pour les aider à maîtriser leur consommation et leur facture ; porter une attention particulière aux clients en situation de précarité énergétique, EDF agissant en étroite collaboration avec les acteurs de la solidarité du département.

Enedis a par ailleurs partagé des ambitions très précisément définies, dans le domaine de la qualité de la fourniture tant en zone rurale qu'en zone urbaine.

Parmi les objectifs fixés par la FDE 62 : pas de communes victimes de plus de 13 heures de coupure, plus de communes à plus de 7 heures de coupure deux années de suite, et au bout de 12 ans, moins de 5% des clients subissant 13 heures de coupure sur les territoires « défavorisés » ; une moyenne de temps de coupure, sur 4 ans, ramenée à 50 minutes en 2050 (au lieu de 60,2) ; la résorption à 100 % des câbles au papier imprégné (CPI) haute tension en 16 ans et à 50 % pour le CPI basse tension en 30 ans ; la sécurisation et l'adaptation des postes sources.

Ce contrat fera l'objet d'un suivi précis dans les conférences départementales annuelles, sous l'égide de Monsieur le préfet.

Le Pas-de-Calais est un département parmi les plus peuplés de France, il a besoin d'emploi et présente un formidable potentiel de développement. La qualité de fourniture en énergie est une condition indispensable à sa réussite. Elle va de pair avec la préservation de notre patrimoine.

Les engagements pris par Enedis en termes d'investissements devront donc être tenus. Leur mise en œuvre sera contrôlée avec vigilance par la FDE 62. Un comité de suivi a été mis en place. Un ensemble d'indicateurs partagés permettra de suivre la mise en œuvre des actions et les évolutions de la qualité de fourniture au niveau des communes et des EPCI.

Nous veillerons à ce que à ce que les objectifs soient atteints et que les investissements de renouvellement et de modernisation soient réalisés sur notre patrimoine.

Il en va de notre crédibilité mais aussi et surtout de celle de notre concessionnaire.

Michel Sergent

Président de la Fédération Départementale d'Energie du Pas-de-Calais

SOMMAIRE

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

Exposé	2
Article 1 ^{er} – Objet de la convention	4
Article 2 – Clause de revoyure	4
Article 3 – Territoire de la concession	5
Article 4 – Droits d'enregistrement	5

2. 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

CHAPITRE I	DISPOSITIONS GÉNÉRALES	
	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	8
CHAPITRE II	INVESTISSEMENTS AU BÉNÉFICE DE LA CONCESSION	
	Article 6 – Raccordements au réseau concédé	9
	Article 7 – Renforcements du réseau concédé	11
	Article 9 – Modifications ou déplacements d'ouvrages	13
	Article 10 – Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité	15
	Article 11 – Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	16
	Article 12 – Utilisation des voies publiques	21
	Article 13 – Assiette des ouvrages de la concession	21
	Article 14 – Conditions d'exécution des travaux	22
CHAPITRE III	ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIÉTAUX	
	Article 15 – Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	25
	Article 16 – Insertion des énergies renouvelables	25
	Article 17 – Études d'impact sur les réseaux	27
	Article 18 – Aménagement de l'espace urbain	27
	Article 19 – Infrastructures de recharge de véhicules électriques	28
	Article 20 – Déploiement des compteurs communicants	28
	Article 21 – Maîtrise de la demande en électricité	29
	Article 22 – Lutte contre la précarité énergétique	30
	Article 23 – Territoires à énergie positive	32
	Article 24 – Service de flexibilité local	32
	Article 25 – Réseaux électriques intelligents	33
	Article 26 – Responsabilité sociale et environnementale	34
CHAPITRE IV	CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS	
	Article 27 – Principes généraux	35
	Article 28 – Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	36
	Article 29 – Branchements	39
	Article 30 – Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution	41
	Article 31 – Installations intérieures – Postes de livraison et/ou de transformation	41
	Article 32 – Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés	43

Article 33 – Appareils de mesure et de contrôle	44
Article 34 – Vérification des appareils de mesure et de contrôle	45
Article 35 – Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.	46
Article 36 – Continuité de service.	48
Article 37 – Modification des caractéristiques de l'énergie livrée	48
Article 38 – Gestion de crise affectant le réseau	49
Article 39 – Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité	50
Article 40 – Traitement des réclamations.	53
CHAPITRE V TARIFICATION	
Article 41 – Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente	55
Article 42 – Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	56
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNÉES RELATIVES A LA CONCESSION	
Article 43 – Inventaire des ouvrages	58
Article 44 – Contrôle et compte-rendu annuel d'activité	59
Article 45 – Cartographie du réseau.	61
Article 46 – Pénalités	62
Article 47 – Mise à disposition dématérialisée d'informations.	62
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION	
Article 48 – Durée de la concession.	63
Article 49 – Renouvellement ou expiration de la concession.	63
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES	
Article 50 – Conciliation et contestations.	65
Article 51 – Impôts, taxes et contributions.	65
Article 52 – Modalités d'application de la TVA.	66
Article 53 – Agents du gestionnaire du réseau de distribution.	67
Article 54 – Élection de domicile	67
Article 55 – Documents annexés au cahier des charges.	68

3. ANNEXE 1

Article 1 – Objet	1
Article 2 – Redevance de concession	1
Article 3 – Redevances d'occupation du domaine public communal	12
Article 4 – Intégration des ouvrages dans l'environnement	12
Article 5 – Maîtrise d'ouvrage.	15
Article 6 – Mise à disposition de l'autorité concédante d'informations sur l'état du réseau concédé.	19
Article 7 – Travaux sous tension	19
Article 8 – Compte-rendu annuel d'activité de la concession	19
Article 9 – Exercice du contrôle	25
Article 10 – Moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau.	29
Article 11 – Évolutions des techniques de distribution et niveau de tension.	30
Article 12 – Conditions de versement des contributions des communes ou des établissements publics de coopération intercommunale.	31
Article 13 – Diagnostic qualité Enedis suite à une réclamation client	31
Article 14.1 – Coordination des maîtrises d'ouvrage entre le gestionnaire de réseau de distribution et les collectivités	32
Article 14.2 – Mise à disposition des tranchées	33
Article 15 – Éclairage public.	33
Article 16 – Évolution des textes concernant les raccordements	34
Article 17 – Année d'entrée en vigueur du contrat pour le calcul de la redevance de concession	34

4. ANNEXE 2 : Schéma directeur des investissements et programmes pluriannuels d'investissement

Article 1 – Principes généraux de la démarche.	1
Article 2 – Diagnostic technique	2
Article 3 – Evolution des besoins	2
Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur.	2

Article 5 – L’identification des leviers	3
Article 6 – Principes d’élaboration des programmes pluriannuels.	3
Article 7 – Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels.	6
Article 8 – Dispositions locales convenues entre les parties	8
Article 9 – Schéma directeur	8
Article 10 – Programmes pluriannuels	8

5. ANNEXE 2A : Dispositions locales relatives aux schéma directeur des investissements et programme pluriannuel d’investissements période 2020-2023

Article 1 – Schéma directeur des investissements (sdi)	3
1. Objet	3
2. Principes	3
3. Comité de suivi	4
4. Schéma directeur des investissements.	5
4.1. Forces et faiblesses du réseau de distribution	5
4.2. Les orientations de développement sur le territoire de la concession.	6
4.3. Des actions au service des ambitions partagées, leviers et valeur repère	8
4.4. Suivi et actualisation du diagnostic technique partagé.	8
4.5. Actualisation du SDI.	9
Article 2 – Programme pluriannuel des investissements	10
1. Objet	10
2. Premier programme pluriannuel d’investissements	10
3. Modalités de suivi technique et financier du programme pluriannuel d’investissements.	11
4. Établissement des programmes pluriannuels des investissements ultérieurs.	13
Article 3 – Programmes annuels	15
1. Programmes annuels	15
2. Suivi et bilans	15

6. ANNEXE 2B : Diagnostic technique du réseau de distribution de la Fédération Départementale de l’énergie du Pas-de-Calais

Préambule	3
1. Description du réseau de distribution de la concession.	4
1.1. Postes sources de la concession	6
1.2. Description du réseau HTA	7
1.3. Les postes HTA/BT	13
1.4. Les transformateurs HTA/BT	14
1.5. Description du réseau BT	15
2. Performance du réseau.	23
2.1. Analyse technique de la qualité de fourniture	24
2.2. Analyse technique de la continuité de fourniture	31
3. Analyse technique du réseau	48
3.1. Postes sources	49
3.2. Réseau HTA.	50
3.2. Réseau BT	58
4. Consommation et production - orientations de développement	62
5. Conclusion / Synthèse	65
Proposition FDE / Enedis	66
6. Annexes	68
Temps de coupure	69
Temps de coupure - Arrondissement d’Arras	70
Temps de coupure - Arrondissement de Saint Omer	71
Temps de coupure - Arrondissement de Béthune.	72
Temps de coupure - Arrondissement de Boulogne sur Mer	73
Temps de coupure - Arrondissement de Montreuil	74

Temps de coupure - Arrondissement de Lens	75
Temps de coupure - Arrondissement de Calais	76
Temps de coupure - SMART RURAL	77
Annexe - État des données transmises	78

7. ANNEXE 2C : Schéma directeur des investissements

Article 1 – Schéma directeur des investissements	3
Des actions au service des ambitions partagées, leviers et valeurs repères	
Ambition 1	4
Ambition 2	5
Ambition 3	6
Ambition 4	7
Annexe 1 - Définition des termes techniques utilisés dans le SDI . . .	9

8. ANNEXE 2D : Programme pluriannuel d'investissements – PPI N°1 Période 2020-2023

Préambule	3
Article 1 – Zones prioritaires d'investissements pour le PPI 1	3
Article 2 – Programme pluriannuel d'investissements sur les réseaux (PPI 1)	7
1. Tableaux des investissements	7
2. Suivi technique	9
3. Suivi financier	13
Annexe 1 : définition des indicateurs présentes dans le PPI	14

9. 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)

Article 1 – Objet	1
Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT	1
Article 3 – Règle de non cumul	3
Article 4 – Modèles de documents	3

10. ANNEXE 3 : Contribution des tiers aux frais de raccordement sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution

1. Le raccordement	1
2. Le barème	1
3. Taux de réfaction tarifaire	2
4. Calcul de la contribution, cas généraux	2
5. Cas particuliers	3
6. Modification d'une alimentation électrique existante	4

11. ANNEXE 4 : Tarifs réglementés de vente de l'électricité conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie

12. ANNEXE 5: Relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Principes et élaboration	1
Cadre de régulation et niveau tarifaire	1
Structure tarifaire	2

13. ANNEXE 6 : Catalogues des prestations et des services du gestionnaire du réseau de distribution

14. ANNEXE 7 : Conditions générales de vente pour les clients résidentiels

15. ANNEXE 7bis : Conditions générales de vente pour les clients non résidentiels

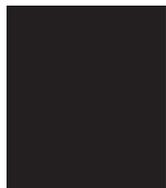
16. ANNEXE 8 : Conditions générales d'accès au réseau public de distribution HTA ou basse tension pour les clients alimentés en électricité

Préambule	1
1. Objet	2
2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution	2
3. Raccordement	4
4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD	4
5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution	5
6. Comptage	5
7. Continuité et qualité de l'électricité	7
8. Responsable d'équilibre	8
9. Responsabilités	8
10. Traitement des réclamations des clients	10
11. Recours	11
12. Assurances	11
13. Évolution du présent document et des modèles de contrat d'accès au RPD ..	11

17. ANNEXE 9 : Relative à la cartographie moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession de la FDE 62

Préambule	3
Article 1 ^{er} – Objet de la convention	3
Article 2 – Processus d'établissement des plans à moyenne échelle	3
Article 3 – Communication des plans à moyenne échelle	4
Article 4 – Obligations de l'Autorité Concédante relatives à l'usage et la diffusion des données transmises par le Concessionnaire	5
Article 5 – Droits de propriété, d'usage et de diffusion des plans et données cartographiques	6
Article 6 – Respect des obligations de confidentialité des informations commercialement sensibles	7
Article 7 – Responsabilité	7
Article 8 – Durée et suivi de la Convention	7
Article 9 – Règlement des litiges	8
Article 10 – Résiliation de la Convention	8

**1. Convention de concession
pour le service public du
développement et de l'exploitation
du réseau de distribution
d'électricité et de la fourniture
d'énergie électrique aux tarifs
réglementés de vente**



**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 :

- **La Fédération Départementale d'Energies du Pas de Calais (FDE 62)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représentée par **M. le Président Michel SERGENT**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07/12/2019 domiciliée 40 avenue Jean Mermoz, 62000 DAINVILLE,

Désigné(e) 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 **M Thierry PAGES**, Directeur Régional Nord Pas de Calais Enedis, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 2 mai 2017 par le Directoire, faisant élection de domicile 174 avenue de la République 59110 LA MADELEINE,

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 1 525 484 813 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 **M. Mathias POVSE**, Directeur Commerce Région Nord-Ouest d'EDF, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 19 février 2018 par M. Thierry LE BOUCHER, Directeur des Opérations et de la Performance d'EDF Commerce, faisant élection de domicile 137 Rue du Luxembourg, TSA 55 009, 59 049, LILLE Cedex,

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

Ci-après désignées ensemble par « les parties ».

EXPOSE

La FDE 62 et Electricité de France ont conclu le 30 novembre 1996, pour une durée de 25 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire qu'elle définit, reçue en en préfecture le 05 décembre 1996.

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

A la date de la conclusion de la présente convention :

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

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

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

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

- En ce qui concerne les caractéristiques :
 - Le Pas-de-Calais se caractérise par son territoire contrasté regroupant un patrimoine touristique et naturel important d'une part et, d'autre part, des zones très urbanisées et historiquement très industrielle.
 - Il est l'un des départements les plus peuplés de France, porté par son extrémité Est qui abrite plus de la moitié de sa population. S'il ne possède pas de très grandes villes, ni de centre urbain polarisant à lui seul tout l'espace départemental, il n'en dispose pas moins d'un réseau équilibré de villes moyennes et secondaires dont les principales sont Calais, Boulogne-sur-Mer, Arras, Liévin et Lens.

Il est en conséquence un des départements les plus urbanisés de France.
 - C'est un département qui a le plus grand nombre de communes (891), d'une superficie de 6671 km², au 28^{ème} rang en France par sa superficie et représentant plus de 1% du territoire national.
 - Le Département dispose d'un vaste réseau d'infrastructures
 - Le département est traversé par plusieurs autoroutes : l'A1 (Paris-Arras-Lille), l'A16 (Paris-Côte d'Opale), l'A21 (bassin minier) et l'A26(Calais-Arras-Reims) :il est de ce fait à un carrefour international de l'Europe du nord.
 - Des ports et des aéroports
 - Un département qui dispose de 100 km de littoral
 - La FDE62 regroupe, enfin, l'ensemble des communes du Département dans lesquelles la distribution publique est assurée par Enedis.

- En ce qui concerne les enjeux :
 - Le Pas de Calais est au cœur d'un bassin de 80 millions de consommateurs dans un rayon de 300 km ;
 - Le Pas de Calais est la « cible » de nombreux investisseurs qui souhaitent s'y installer ; avec en particulier le plus grand parc de E-Logistique d'Europe en projet ;
 - Dans ce contexte les parties identifient les enjeux suivants :
 - Etudier les modalités éventuelles d'adaptation du réseau public de distribution (y compris les Postes Sources) dans le cadre du développement du territoire.

- Garantir une qualité de fourniture en adéquation avec les attentes des investisseurs potentiels, contribuant ainsi au développement équitable des territoires en résorbant les écarts de qualité de fourniture des territoires
- Améliorer la résistance du réseau dans les zones soumises aux aléas climatiques en poursuivant la dynamique d'investissements engagée depuis 2007 et leur fléchage (pour rappel : creux d'investissement sur 1998 – 2005)
- Répondre aux enjeux de la transition énergétique

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 conclu avec Electricité de France le 30 novembre 1996 et transmis en préfecture le 05 décembre 1996, 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, notamment 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 aux termes I et C 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 au regard des conséquences 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 Pas de Calais sauf Ytres et Morval qui ne sont pas desservies par Enedis.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

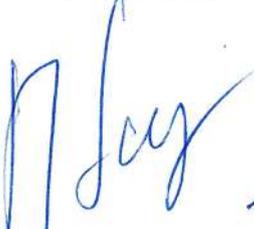
La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

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

A DAINVILLE, le 12 décembre 2019

Pour l'autorité concédante,

Le Président



M. Michel SERGENT

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Enedis Nord Pas de Calais



M. Thierry PAGES

Le Directeur EDF S.A Nord-Ouest



M. Mathias POVSE

**2. 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**

2.



**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	8
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION	9
Article 6 — Raccordements au réseau concédé	9
Article 7 — Renforcements du réseau concédé.....	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages	13
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité	15
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	16
Article 12 — Utilisation des voies publiques	21
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession	21
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux	22
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX	25
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	25
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	25
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux.....	27
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain	27
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	28
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants	28
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	29
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	30
Article 23 — Territoires à énergie positive	32
Article 24 — Service de flexibilité local	32
Article 25 — Réseaux électriques intelligents	33
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale	34
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS	35
Article 27 — Principes généraux	35
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente	36
Article 29 — Branchements.....	39
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	41



Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	41
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés.....	43
Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle	44
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle.....	45
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée	46
Article 36 — Continuité de service	48
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée	48
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau	49
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité.....	50
Article 40 — Traitement des réclamations	53
CHAPITRE V TARIFICATION	55
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente	55
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes	56
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION.....	58
Article 43 — Inventaire des ouvrages.....	58
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité.....	59
Article 45 — Cartographie du réseau	61
Article 46 — Pénalités.....	62
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations	62
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION	63
Article 48 — Durée de la concession.....	63
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession	63
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES.....	65
Article 50 — Conciliation et contestations.....	65
Article 51 — Impôts, taxes et contributions.....	65
Article 52 — Modalités d'application de la TVA.....	66
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution	67
Article 54 — Élection de domicile	67
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges	68

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par la Fédération Départementale d'Énergie du Pas de Calais (FDE62), 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 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution en particulier les fournisseurs.

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 à partir de modèles de convention spécifiquement adaptés au territoire de la FDE 62, sur la base de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

☞ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante, ainsi que pour les communes et les groupements de communes du territoire de la concession.

☞ 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, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;*
- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.

Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).

Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).

L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise

d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

☞ Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

☞ Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

☞ Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

☞ L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

☞ Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.



La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel¹. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement —

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante, et, par extension, les communes ou groupements de communes du territoire de la concession agissant pour son compte - dans le cas de délégation de maîtrise d'ouvrage de la FDE 62, de co-maîtrise d'ouvrage, de transfert temporaire de maîtrise d'ouvrage ou toute autre délégation conforme à la réglementation sont 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

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

classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

☞ Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).

En agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

☞ Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce 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, contre indemnisation, renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions 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.

Les conventions conclues en application de l'alinéa précédent sont conservées sans limite par le gestionnaire du réseau de distribution qui en tient copie à la disposition de l'autorité concédante sur simple demande au terme d'un délai d'un mois.

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 stipulées 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.

Les conventions conclues en application des deux alinéas précédents sont conservées sans limite par le gestionnaire du réseau de distribution qui en tient copie à la disposition de l'autorité concédante sur simple demande au terme d'un délai d'un mois.

C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.



En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ *Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie*

2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.

La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.

- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

☞ *Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.*

Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité

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

☞ *Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- Les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- Les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- Leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante². Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

☞ Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire

A) Schéma directeur et programmes d'investissements

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- Un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- Des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- Un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

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.

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 (S3RENr), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.

1° Schéma directeur des investissements

Le schéma directeur des investissements, 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 des investissements 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 des investissements 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 des investissements 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 des investissements, 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 :*

³ A adapter selon le type de territoire

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

- La performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relèvement, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants ;
- Les exigences environnementales ;
- Les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.
- Les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.

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 de 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. »

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).



Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels figurant successivement en annexe au présent cahier des charges est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des 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.

A) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- L'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;
- L'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- Des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- Des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
 - L'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
 - La provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

⚡ Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales.

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

⚡ Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.

Article 12 — Utilisation des voies publiques

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

☞ Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ».

☞ Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ».

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8^{ème} alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

☞ Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (...) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (...). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et leurs accessoires.

☞ Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».



Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable⁶. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

Article 14 — Conditions d'exécution des travaux

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de 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.

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



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 géoréférencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

☞ L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- Soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- Soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

☞ Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site www.enedis.fr.

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIÉTAUX

Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

☞ Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.

L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

☞ Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué.



L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).

Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

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 précité est à l'adresse : www.perm.enedis.fr

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. 124-5 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. 124-5 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. 337-3-1 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.



Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1^{er} du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

Article 23 — Territoires à énergie positive

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

☞ Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- Proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- Transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- Faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- Accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- Soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

Article 24 — Service de flexibilité local

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

☞ *Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.*

☞ *Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1^{er} alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

Article 25 — Réseaux électriques intelligents

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

☞ *Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.*

Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.



Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- Lutter contre le changement climatique ;
- Diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- Accompagner le développement des territoires ;
- Favoriser la cohésion sociale ;
- Inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- Mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- Trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- Développer leur flotte de véhicules propres ;
- Contribuer aux achats responsables ;
- Intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.



CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1^{er} du présent cahier des charges, que les prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

🔗 Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

🔗 Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

🔗 Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

🔗 Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site www.enedis.fr ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.

Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- Traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site www.enedis.fr.

☞ Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.

- Raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.

☞ Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.

- Exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

☞ Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.

Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.

La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- Consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.

☞ Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.

- Traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- Sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- Sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

☞ Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».

Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).

Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :

- *Lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;*
- *Lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.*

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

☞ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : www.enedis.fr.

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- Soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- Soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- Soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

☞ Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.



Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

☞ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.

La date de la demande d'accès est :

- Pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- Pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- Pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

☞ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

- *Le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;*
- *Une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;*
- *Le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;*
- *Le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;*
- *Du 1^{er} novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.*



C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- La date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;

La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : www.enedis.fr

- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

Article 29 — Branchements

A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante », et désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :



▪ À l'aval :

- Aux bornes de sortie du disjoncteur⁷, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
- Au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;

▪ À l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

☞ Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.

☞ Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

B) Branchements collectifs

Les branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

Les canalisations collectives et les dérivations individuelles, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires des immeubles concernés, font partie des ouvrages concédés. C'est notamment le cas pour celles construites à compter de l'entrée en vigueur d'un cahier des charges conforme au modèle de 1992 ainsi que celles qui font l'objet d'un abandon conformément au décret du 29 mars 1955.

☞ Le modèle de 1992 correspond au modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, tel que négocié en 1992 au niveau national par la FNCCR et EDF.

☞ Le dispositif prévu au paragraphe 2.3 de l'article 2 de l'annexe 1 au présent cahier des charges relatif au montant C vise des branchements collectifs construits avant la date d'entrée en vigueur du cahier des charges conforme au modèle de 1992. Pour l'application de ce dispositif, les canalisations collectives et les dérivations individuelles concernées sont considérées ne pas être des ouvrages concédés avant leur rénovation.

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.

Ces rénovations peuvent faire l'objet d'une convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs 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 qui ne font pas partie des ouvrages concédés pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires de ces ouvrages les interventions réalisées et les met en demeure de réaliser les travaux nécessaires.

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.

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



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 du gestionnaire du réseau de distribution, conformément à l'arrêté du 28 août 2007 modifié.

En application de l'article 1^{er} de l'arrêté susmentionné, l'opération de raccordement de référence est : *un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant, sur les réseaux publics d'électricité auxquels ce dernier est interconnecté :*

- a. *Nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;*
- b. *Qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession*
- c. *Et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau public de distribution. »*

L'opération de raccordement de référence est l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation de branchement et d'extension énumérés aux articles D.342-1 et D.342-2 du code de l'énergie, calculé à partir du barème publié par le gestionnaire de réseau et approuvé par la CRE.

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à son initiative, une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il en supporte tous les surcoûts.

L'utilisateur supporte les surcoûts liés à une opération différente de l'opération de raccordement de référence s'il en est à l'initiative comme l'indiquent les procédures de traitement des demandes de raccordement publiées par le gestionnaire de réseau de distribution.

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 un raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;



- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

⚡ S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

⚡ Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

⚡ Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.

D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

⚡ L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordés aux ouvrages concédés

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- Un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation :
 - Dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
 - Dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
 - Dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;
 - Dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).
- En substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

⌘ Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.

A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.



⚡ Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.

B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descellement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

⚡ *Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.*

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

⚡ *Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).



☞ Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée

A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

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

☞ Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

☞ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.

B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

☞ La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- La valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- La tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

☞ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- En-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- Au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

☞ Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- *Les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;*
- *Les interruptions suite à incident ;*
- *Les variations rapides de la tension (papillotement) ;*
- *Le déséquilibre de la tension.*

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

☞ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre,



et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

Article 36 — Continuité de service

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.



Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

A) En basse tension

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- S'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- Si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- Si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

B) En haute tension

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un événement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition



des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

☞ En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution, qui doit alerter l'autorité concédante des événements significatifs qui perturbent la desserte en électricité devra informer l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

☞ En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

☞ En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

A) Accueil des clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.



☞ L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

☞ A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

☞ Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

B) Informations et conseils aux clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

☞ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

☞ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.

Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :

- le bilan des factures exprimé en euros ;
- le bilan des consommations exprimées en kWh ;
- des analyses de consommation :
 - o évolutions des consommations dans le temps,
 - o comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,
 - o analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,
 - o répartition estimée de la consommation par usages.
- des conseils éco-gestes.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.



C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

☞ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

☞ 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 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

Préambule :

*Le décret N°2016-496 du 21/04/2016 est de pleine application. En cas d'évolution de **la législation** les évolutions seront naturellement prises en compte en totalité.*

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, effectuer les essais et mesures prévus au présent cahier des charges.

☞ 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, à la demande de l'autorité concédante.

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 les modalités de 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 9 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}) géoréférencés 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 ans, à compter du 31 décembre 2019, 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 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,

Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État 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, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1153 du code civil.

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.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- Portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

☞ La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.

La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.

- Le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

☞ Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

☞ En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.

Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du (des) contrat(s) de concession du (des) [JJ/M/AA] et de ses (leurs) avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

☞ Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégués 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 confié à des entreprises extérieures.

☞ Selon les termes de l'annexe II à la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B87/00120/C du 28 avril 1987, les dépenses contribuant au maintien ou au rétablissement des qualités superficielles de chaussées sont considérées comme des dépenses de fonctionnement pour les collectivités appliquant les instructions M11, M12 et M51 en matière budgétaire et comptable, et ne peuvent bénéficier des attributions du fond de compensation de la TVA.

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 : 174 avenue de la République 59110 LA MADELEINE,
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : 137 Rue du Luxembourg, TSA 55 009, 59 049, LILLE Cedex

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- 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, déterminant les dispositions locales relatives au SDI et PPI
 - Annexe 2B, Diagnostic Technique
 - Annexe 2C, SDI
 - Annexe 2D, PPI

- 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

- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;

- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;

- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;

- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;

- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;

- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

- Annexe 9, convention cartographie à moyenne échelle.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

3. ANNEXE 1

3.



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 et toutes autres dépenses de même nature dans l'intérêt de la 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, etc.....
 - 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.

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

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

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante, de ses communes ou groupements de communes du territoire de la concession 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 celui-ci

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 gestionnaire de réseau de distribution dans le département où se situe la concession

- A la date d'entrée en vigueur du contrat la concession

P_D est égal à P_C

- Par exception, ultérieurement,
 - Si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le gestionnaire de réseau de distribution dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole 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 gestionnaire de réseau de distribution dans le département en dehors des communes desservies par le gestionnaire de réseau de distribution de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;

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.

- 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 : PD est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le gestionnaire de réseau de distribution.
- **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 1995, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 30 novembre 1996, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au gestionnaire de réseau de distribution ;
- **ING**, index « ingénierie »³ ;

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

2.2.2.1. Part R1 calculée

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

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

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

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

Le montant de **R1₁** ainsi calculé est de [XXX] euros, par application des valeurs suivantes :

- **L_{C1}** : [XXX],
- **P_{C1}** : [XXX],
- **P_{D1}** : [XXX],
- **D** : [XXX],
- **ING₁** : [XXX],
- **ING₀** : [XXX],

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

b- Au titre de chaque année suivante :

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

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

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 $R1_1$ 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 :

$$[L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times ING_n / ING_{n-1})] / 3.$$

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $R1_1$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 ING_1/ING_0) euros, soit [XXX] euros ;

Ou

- 600 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1/\text{ING}_0$) euros, soit [XXX] euros, lorsque la valeur de $(1 + \text{P}_{C1}/\text{P}_{D1})$ 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 :

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

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

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

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

- *B, montant total hors TVA en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante, des travaux réalisés sur le réseau concédé, pour son compte ou par délégation de maîtrise d'ouvrage, co-maîtrise d'ouvrage, transfert temporaire de maîtrise d'ouvrage ou toute autre délégation conforme à la réglementation, dont les travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement du présent cahier des charges. Ce montant comprend également les montants mandatés par les communes et groupements de communes du territoire de la concession sur ces mêmes travaux par délégation de maîtrise d'ouvrage, co-maîtrise d'ouvrage, transfert temporaire de maîtrise d'ouvrage ou toute autre délégation conforme à la réglementation.*

Le terme B comprend également, par exception, l'ensemble des montants mandatés au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante, les communes et groupement de communes du territoire de la concession, au titre de travaux d'intégration des ouvrages HTA dans l'environnement réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.

Les montants définis ci-dessus s'entendent :

- 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 gestionnaire de réseau de distribution qui lui serait adjoint ou substitué,
- Après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le gestionnaire de réseau de distribution, 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 d'une attestation d'investissement établie conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés et les éventuels financements de tiers autres que les communes ou groupements de communes du territoire de la concession, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.



NOTE de la FDE 62

Dans les pages 3, 4, 5 du présent document, figurent des mentions [XXX] dans les formules de calcul.

Ces éléments ne pouvaient être calculés lors de la signature du Contrat de concession en 2019.

Conformément au calcul réalisé pour la redevance R1 2020, ils peuvent être complétés de la manière suivante :

Page 3 :

2.2.2.1. Part R1 calculée

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

Le montant de $R1_1$ ainsi calculé est de 1 935 963,29 euros, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : 23 254,56
- P_{C1} : 1 467 489
- P_{D1} : 1 467 489
- D : 30
- ING_1 : 117,2
- ING_0 : 73,1

Page 4 et 5

2.2.2.2. Part R1 à verser

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $R1_1$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- $500\,000 \times (0,15 + 0,85 \text{ } ING_1/ING_0)$ euros, soit 756 395,35 euros ;

Ou

- $600\,000 \times (0,15 + 0,85 \text{ } ING_1/ING_0)$ euros, soit 907 674,42 euros, lorsque la valeur de $(1+P_{C1}/P_{D1})$ est égale à 2.

Cette attestation sera accompagnée des décomptes généraux des dépenses et des factures relatives à ces travaux ainsi que des états récapitulatifs des dépenses des collectivités signés par leurs trésoreries.

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 gestionnaire de réseau de distribution dans le département où se situe la concession ;

A la date d'entrée en vigueur du contrat de concession

P_D est égal à P_C

- o Par exception, si, ultérieurement,
 - Si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le gestionnaire de réseau de distribution dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole⁴ ou d'une communauté urbaine : P_D est égal à P_C
 - Si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁴ ou d'une communauté urbaine : P_D est égal à la population municipale desservie par le gestionnaire de réseau de distribution dans le département en dehors des communes desservies par le gestionnaire de réseau de distribution de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - Si l'autorité concédante est une métropole⁴ 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 gestionnaire de réseau de distribution.
- **ING_n**, index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n^5 ;
- **ING₂₀₁₆**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- **C**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes du territoire de la concession, des investissements de rénovation de canalisations collectives et des dérivations individuelles associées établies avant la date mentionnée au B) de l'article 29 du présent cahier des charges, dans l'habitat existant et dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine (ANRU) ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre soutenues par l'ANAH ou l'ADEME ou par

⁴ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

⁵ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

d'autres dispositifs d'aides publiques ayant le même objet de réhabilitation, conformément à l'article 29, sous réserve de la production des éléments suivants :

- Justificatif de l'éligibilité de l'opération,
- Convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et d'intégration dans la concession des branchements collectifs électriques et fixant la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.

Les parties conviennent que la promulgation de la loi ELAN rend caduc le terme C

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

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

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

Pour le calcul de la part R2 due au titre de l'année 2020, les investissements éligibles au terme I peuvent être complétés, à concurrence de 4 € par habitant, de ceux qui auraient été éligibles au terme E de la part R2 de la redevance de concession tel que défini dans le précédent contrat.

Si les Investissements annuels éligibles au terme I sont inférieurs au plafond prévu à l'article 2.3.1, le Comité local FDE/Enedis se réunira afin de réétudier, avant le 15 juin les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

Le Comité local fera l'objet d'une convention spécifique relative aux investissements éligibles au terme I et porteuse de la politique de transition énergétique de la FDE.

La prise en compte dans les termes I et C 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 aux termes I et C, 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 I comme indiqué dans la convention relative aux investissements éligibles au terme I susvisée.

Le montant à prendre en compte au titre des termes I et C 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 en année n ne peut excéder pour chacun des deux termes, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou $4 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ pour le terme I,
- 2 euros ou $2 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ pour le terme C,

sans que la somme des investissements pris en compte dans les termes I et C de la part R2 de la redevance ne puisse excéder 4 euros ou $4 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte respectivement dans le terme C et 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 respectivement dans le terme C et dans le terme I au titre des années $n+1$ et $n+2$.

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

2.3.2.1. Part R2 calculée

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

$$R2 = [(0,6 B + 0,1 I) \times (1+P_c/P_d) + 0,25 C] \times (0,01 \times D + 0,1)$$

ou

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

A la date de prise d'effet du contrat, l'autorité concédante a opté pour la formule suivante :

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

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.

2.3.2.2. Part R2 à verser

a) Montant de la part R2 de la redevance de concession à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le gestionnaire de réseau de distribution 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 métropole⁶ 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, 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, des modalités

⁶ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité

locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

b) Terme complémentaire F applicable pendant dix (10) ans à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat

Le gestionnaire de réseau de distribution étant maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux, à l'exception de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges et des extensions de réseau basse tension dans les zones d'aménagement à maîtrise d'ouvrage publique, l'autorité concédante percevra pendant dix (10) ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent contrat de concession, un terme complémentaire dénommé F, défini comme le montant qui assure que, chaque année, la somme de F et de la part R2 de la redevance de concession, incluant, le cas échéant, la majoration exceptionnelle l'année d'entrée en vigueur du contrat, soit égale à 3.800.000 € HT

c) Ajustement de la redevance la dixième année d'application du contrat

Les parties conviennent également que, si le montant moyen du terme B au cours des années 2025, 2026, 2027, 2028 et 2029 est inférieur à 2.300.000 € HT, un terme d'ajustement de la part R2 de la redevance viendra en déduction de la part R2 de la redevance due au titre de la dixième année d'application du présent contrat. Ce terme d'ajustement sera calculé selon la formule suivante :

$$[(2.300.000 - \text{moyenne du terme B au cours des années 2025, 2026, 2027, 2028 et 2029}) \times 0,5 \\ \times (1 + P_c/P_d) \times (0,01 \times D + 0,1)] \times 5$$

2.3.2.3. Clause de revoyure

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

L'application de la présente clause de revoyure ne saurait priver les dispositions convenues à l'article 2.3.1 ci-dessus de leur effet. Elle ne pourra que les améliorer dans l'intérêt de l'autorité concédante.

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 gestionnaire de réseau de distribution au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire n , la majoration départementale versée par le gestionnaire de réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau de distribution, 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 2016⁷ ;
- 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,
- Le montant à verser par le gestionnaire de réseau de distribution au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de L_c . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution ait 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.

⁷ Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.

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

Article 4.1 participation financière

En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe jusqu'à 50% du coût hors taxes au financement des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante et, par extension, des communes et groupements de communes sur le territoire de la concession aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution sera fixé pour quatre années d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'hypothèse de sous-utilisation, par l'autorité concédante, de la totalité de l'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution au cours d'une année donnée, l'écart non utilisé sera ajouté à l'engagement de l'année suivante dans la limite de 20% du montant prévu pour cette dernière année.

De manière symétrique, un dépassement de 5 % de l'engagement financier pourra être admis, qui sera déduit du plafond de l'année N + 1.

Il est précisé, concernant les tranchées que la contribution du gestionnaire de réseau de distribution prend en charge uniquement la quote-part du coût relative à l'enfouissement des réseaux électriques, à l'exclusion de celle résultant de l'enfouissement simultané des réseaux de télécommunication.

S'agissant d'aménagement esthétique, l'autorité concédante accepte de ne pas prendre en compte les dépenses liées à des travaux concomitants d'éclairage public dans l'assiette de la contribution décrite précédemment. Le montant de ces travaux, financés par les collectivités, restera éligible au terme I de la redevance de concession.

En cas de retard du gestionnaire de réseau de distribution 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.

Article 4.2 : COMITE D'ENGAGEMENT

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ont mis en place un Comité d'engagement, présidé par l'autorité concédante, afin d'améliorer la concertation autour des dossiers d'aménagement esthétique issus des communes ou suscités par les travaux du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre de ses investissements « réseaux ».

Le gestionnaire de réseau de distribution apportera son expertise à l'autorité concédante sur les points suivants :

- Etat physique du réseau concerné
- Etat électrique du réseau impliqué

Ce comité sera également le lieu où sera examinée la partie des travaux que le gestionnaire de réseau de distribution pourrait prendre en charge lorsqu'un dossier qualifié « esthétique » s'intègre dans un programme d'investissements travaux du gestionnaire de réseau de distribution.

Le comité pourra aussi redéfinir l'organisation de la réalisation d'un dossier d'aménagement esthétique chaque fois que la règle établie mérite d'être adaptée pour des raisons de productivité (sans que soit remise en cause l'éligibilité du financement au terme B pour les parties financées par l'autorité concédante et par extension les communes ou les groupements de communes du territoire de la concession).

Article 4.3 Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution

En application du B de l'article 8

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, y compris dans le cadre d'un renforcement ou d'un renouvellement, sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent dans le périmètre :

- De 500 m autour des immeubles classés ou inscrits,
- De 500 m autour des sites classés ou inscrits,
- De 500 m autour des monuments inscrits à l'inventaire départemental,
- Des secteurs sauvegardés déclaré au niveau national,
- Des réserves naturelles
- Des parcs naturels
- D'une bande "littoral" de 100m, hors les espaces urbanisés.
- Des zones naturelles d'intérêt écologique, floristique, faunistique (ZNIEFF)
- Des arrêtés préfectoraux de protection biotope
- Des espaces remarquables du littoral
- Des sites Natura 2000
- Des zones humides protégées par la convention RAMSAR
- Des zones marines protégées par la convention OSPAR
- Des forêts de protection

- Des sites patrimoniaux remarquables (secteurs sauvegardés, aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine, ZPPAUP)
- Des secteurs acquis ou des zones de préemption au titre des espaces naturels sensibles – conservatoire du littoral, communes, département ou région

Pour l'ensemble de ces périmètres, l'avis des services et commissions compétents devra impérativement être recueilli avant tous travaux quelle que soit la technique mise en œuvre envisagée.

b) Pourcentage visés 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 y compris dans le cadre d'un renforcement ou d'un renouvellement sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façade d'immeuble ou par toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de longueur posée, chaque année, par les gestionnaire du réseau de distribution, dans la zone selon le tableau suivant :

ZONES	RESEAUX HTA et BT	
	Neufs	Renforcés Renouvellement
Zones agglomérées ou à urbaniser, Parties agglomérées (cartes communales), Zones U (POS), Zones de future urbanisation	95%	70%

c) Pourcentage visés à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 50% de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa

d) Divers

Sauf interdiction, formulée par l'autorité compétente en matière de voirie, d'ouvrir une tranchée par le passage du câble en souterrain et impossibilité constatée par cette même autorité de réaliser un fonçage ou un forage horizontal, aucun branchement aérien BT nouveau ne pourra surplomber le domaine public sur plus de trois mètres linéaires.

ARTICLE 4.4 : REPRISE DE BRANCHEMENT

L'amendement NF C 14-100/A2 précise les modifications à apporter aux branchements existants d'un réseau aérien lors du remplacement de ce réseau par un réseau torsadé sur poteau ou façade, ou un réseau souterrain.

Dans le cadre des effacements de réseau, il n'est pas prévu le remplacement du câble de branchement sur toute sa longueur mais son remplacement jusqu'au point de pénétration et une reprise de la partie intérieure du branchement.

Dans ce cadre, on recherche un cheminement jusqu'à la pénétration dans le bâtiment comprenant :

- Soit un passage en fourreau enterré
- Soit un passage en apparent sur des bâtiments
- Soit une combinaison des deux solutions précédentes

La position du coffret devra être choisie pour limiter la liaison entre ce dernier et le point de pénétration.

Dans le cadre d'une liaison intérieure en mauvais état ou de section inférieure à 10 mm² cuivre, son remplacement sera décidé par le gestionnaire de réseau de distribution et à sa charge.

ARTICLE 5 MAITRISE D'OUVRAGE

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit⁸ :

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	Enedis	Enedis
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Enedis
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC	Enedis	Enedis

⁸ 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 communes	
		Urbaine	Rurale
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou inter communale (immeuble, lotissement)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis
	Extension BT 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	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis
	Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis
Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension		Enedis	Enedis
Branchement de toute installation de production		Enedis	Enedis
Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	FDE 62* ou Enedis	FDE 62* ou Enedis
	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT	FDE 62*	FDE 62*
	Effacement HTA	Enedis	Enedis
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis

* : Et par extension les communes ou groupements de communes dans le cas de délégation de maîtrise d'ouvrage de la FDE62, de co-maîtrise d'ouvrage, de transfert temporaire de maîtrise d'ouvrage ou toute autre délégation conforme à la réglementation

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/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

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

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

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

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

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

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

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

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au

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

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production \leq 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 \leq 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 \leq 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 \leq 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production \leq 36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

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

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

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

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

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

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

ARTICLE 6
MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE
D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

Données fournies régulièrement

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

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

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

Données fournies ponctuellement

Conformément aux dispositions de l'article 21 B) du cahier des charges, le gestionnaire de réseau de distribution fournira à l'autorité concédante, les données relatives à l'état du réseau qu'elle aura sollicité dans le cadre des actions relatives à la maîtrise de la demande en électricité. Les données et leurs modalités de mise à disposition seront précisées au cas par cas d'un accord commun entre les parties.

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

Chaque année avant le 31 mars de l'année N, l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution se rapprocheront pour établir un calendrier de travail et pour déterminer la liste des

renseignements qui seront insérés dans le compte rendu de l'exécution du contrat de concession présenté, au titre de l'année N-1, par le concessionnaire, à l'autorité concédante.

A défaut, le gestionnaire de réseau de distribution communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu annuel d'activité afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants du A) ci-après.

Les indicateurs figurant au B) ci-après sont communiqués, dans ce même compte rendu, par le fournisseur aux tarifs règlementés de vente.

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, par type de puissance,
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh), par type de puissance,
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance,
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh) et nombre d'installation
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA), années N et N-1
- Compteurs Linky
 - Nombre de compteurs Linky posés
 - Nombre de compteurs Linky communicants posés
 - Nombre de comptes client ouverts
 - Nombre de demandes de créations de compte client en attente d'activation

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA en distinguant linéaire souterrain, torsadé, aérien nu, total aérien
- 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 $\leq 22 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$) en distinguant souterrain, torsadé, aérien nu, total aérien
- 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
 - Dont nombre de postes situés dans une commune rurale
 - Dont nombre de postes situés dans une commune urbaine
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien
- Ouvrages mis en service (distinction HTA et BT et distinction souterrain, torsadé, aérien nu, total, dont extension, dont renouvellement, dont renforcement)

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 36kVA
 - 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 36kVA et 250kVA
 - Dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA 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).
- Taux de réalisation des travaux dans les délais convenus (raccordement consommateur $P \leq 36$ kVA)
- Travaux réalisés en technique discrète sur les réseaux HTA et BT

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 exceptionnel⁹ (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. (Avec la distinction travaux BT et travaux HTA)
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - Dont aérien
 - Dont souterrain

⁹ 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 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 »).
- 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 alimenté¹⁰
- 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

- Accompagnement des clients en situation d'impayés :
 - Nombre d'interventions,
 - Coupures réalisées
- 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

¹⁰ 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.

- 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.
- Accessibilité de l'accueil hors dépannage
 - Service client
 - Service raccordement
 - Service producteurs d'Electricité

6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
 - Des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - Des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - Des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
 - Des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
 - Des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.
- Indicateurs de satisfaction – Qualité de fourniture
 - Particulier
 - Professionnels $P \leq 36$ kVA
 - Entreprises $P > 36$ kVA

7° Indicateurs sur la politique d'investissement et de maintenance

- Dépenses d'investissements Enedis – Format Enedis
- Principaux travaux réalisés par Enedis (HTA [souterrain, aérien], BT, Postes sources)

Liste détaillée des travaux réalisés à fournir en annexe du CRAC

- Travaux de raccordement des consommateurs et des producteurs
- Travaux au service de la performance du réseau
- Travaux liés aux exigences environnementales et réglementaires
- Dépenses de maintenance (élagage BT, élagage HTA, entretien BT, entretien HTA, entretien poste HTA/BT– concernant l'élagage, en précisant le montant et la quantité [longueur])

8° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation détaillés :
 - 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, autres) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement,
 - Recettes de prestations annexes
 - Autres recettes,
 - Chiffres d'affaires
 - Autres produits :
 - 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 détaillées :
 - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes (distinction des deux termes),
 - Autres consommations externes :
 - Matériel
 - Travaux
 - Informatique et télécommunications
 - Tertiaire et prestations
 - Bâtiments
 - Autres achats
 - Charges de personnel,
 - Redevances de concession,
 - Impôts et taxes (distinction contribution au CAS FACE et autres impôts et taxes),
 - Charges centrales et autres charges d'exploitation (distinction des deux termes),
 - Charges calculées :
 - Dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire de réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - Autres amortissements,
 - Dotation aux provisions pour renouvellement,
 - Autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.
- Contribution à l'équilibre

9° 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
 - 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, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

10° Indicateurs relatifs aux flux financiers de la concession

- R1
- R2
- Article 8

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
- Ventilation¹¹ 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 et par tarif

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

¹¹ 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.

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 considéré¹², 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 hivernale¹³
- 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 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, ...)

¹² A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹³ 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

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

- Nombre total de réclamations écrites¹⁴ reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹⁵ :
 - o Accueil
 - o Conseil et services
 - o Contrat
 - o Facturation
 - o Qualité de fourniture et réseau
 - o Recouvrement
 - o Relation avec le distributeur
 - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

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

3° Eléments financiers de la concession :

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

- 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.

¹⁴ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

¹⁵ Répartition à la date de la signature du présent contrat.

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 2 mois¹⁶ 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 mois¹⁷.*

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 assermenté¹⁸ à cet effet.

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

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

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 8 semaines pour apporter ses observations.

¹⁶ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

¹⁷ A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

¹⁸ Conformément à la législation en vigueur

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 DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU

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

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1^{er} du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque¹⁹ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

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

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

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

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

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

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;

¹⁹ Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

- 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 notablement 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 gestionnaire de réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau de distribution communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le [1er 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 gestionnaire de réseau de distribution 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

Si les niveaux de Qualité sont de nature à entrainer des dysfonctionnements chez les clients, sur des zones d'activité, Enedis fournira à la FDE 62 une analyse complète des incidents et des dispositions qui seront mises en œuvre.

Dès réception d'une réclamation écrite d'une commune ou d'un EPCI, le Président de la FDE 62 adressera à ENEDIS un courrier précisant l'objet de la réclamation, accompagné d'une copie de la réclamation de la commune ou de l'EPCI et sa réponse d'attente au demandeur,

Sous un délai maximal d'un mois, Enedis fournira à la FDE 62 un diagnostic qualité accompagné des dispositions qui pourraient être prises (travaux, etc...).

Le diagnostic Qualité reprend le nombre de CL (coupure longue), CB (coupure brève) et CTB (coupure très brève) avec les dates sur deux ans ainsi que le temps de coupure global sur incident du départ concerné. Le diagnostic Qualité sera transmis à la FDE 62 selon le modèle ci-dessous.

Enedis adressera à la commune un courrier de réponse à sa réclamation (précisant qu'Enedis a été saisie par la FDE 62) avec copie du courrier à la FDE 62.

Dans le cas où la réclamation est estimée sensible par le Président de la FDE 62, Enedis transmettra quelques dates afin que le Président de la FDE 62 organise une réunion tripartite.

Modèle de diagnostic qualité

NOM DE LA COMMUNE :

Départs alimentant la commune :

Tableau détaillé selon modèle :

Commune	Code INSEE Commune	Centre	Poste Source	Départ	Nb poste HTA/BT	Nb clients	% client de la commune rattaché au départ	Nb total client commune
---------	-----------------------	--------	--------------	--------	--------------------	------------	---	----------------------------

Détail sur **l'incident de la réclamation** (type d'incident, nom du départ, temps de coupure et travaux mis en œuvre). Investissements et Travaux prévus

Diagnostic sur 2 ans :

1. Fonctionnement des protections (période de 2 ans)

Rappel des événements climatiques

Le fonctionnement des protections est détaillé par départ selon le modèle ci-dessous :

Poste	Départ/Tranche	Type de départ	Date-heure	Nb Rapides	Nb Lent 1	Nb Lent 2	Nb Ouvert. Definitive
-------	----------------	----------------	------------	------------	-----------	-----------	-----------------------

2. Coupures longues : Nombre de coupure sur la période

Circonstance	Date-heure	Poste Source	Départ HTA
--------------	------------	--------------	------------

3. Détails des incidents sur 2 ans

Date de l'incident/Poste source/départ/durée/cause

4. Détails des travaux sur 2 ans

Date des travaux/Type de travaux/Poste source /Départ/cause

5. Investissements prévus

Identifiant	Libellé	Projet	Critère libre 3	Commune	Départ HTA	Poste Source
-------------	---------	--------	-----------------	---------	------------	--------------

Préciser le montant de l'investissement

ARTICLE 14

Article 14.1 : COORDINATION DES MAITRIS D'OUVRAGE ENTRE LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION ET LES COLLECTIVITES

La coordination de travaux a pour but :

- De diminuer les coûts engendrés par la réalisation des travaux pour la collectivité, l'autorité concédante et le concessionnaire ;
- D'atténuer les gênes et nuisances occasionnées par les travaux

1) **Coordination d'interventions sur des ouvrages différents dans une même zone**

Lors de la réalisation de travaux d'aménagement esthétique de réseaux électriques sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante et de travaux sur d'autres réseaux électriques sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire mais sur une même emprise et à une même période, une coordination des travaux sera systématiquement étudiée entre les maîtres d'ouvrage.

Dans ce cas, l'autorité concédante et le concessionnaire chercheront à définir la nature des prestations nécessaires à chaque partie et qui pourraient être réalisées par un seul prestataire. La partie qui sollicite majoritairement ce prestataire sur l'opération proposera à l'autre partie un devis correspondant aux prestations réalisées pour son compte. Il appartiendra à cette dernière de donner son accord en vue de la réalisation des travaux qui la concernent, si les conditions économiques le permettent en fonction de ses propres critères de décision.

L'ensemble des dossiers concernés sera examiné au sein du Comité d'engagement.

2) Coordination d'interventions sur les ouvrages de la concession

2.1) Il est envisageable que les opérations à vocation esthétique sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante interviennent pour tout ou partie sur des réseaux concernés par des travaux qui soit relèvent du programme d'investissement du concessionnaire, soit auraient dû être à la charge de ce dernier en fonction des prérogatives respectives des parties.

Il peut s'agir, notamment, du remplacement d'un câble souterrain par un autre câble souterrain de section supérieure.

En cas d'accord du concessionnaire en vue de la réalisation des travaux qui le concernent, le montant mis à sa charge correspond à celui des travaux qu'il aurait pu lui-même entreprendre.

2.2) Réciproquement, à l'occasion d'une affaire décidée par le concessionnaire, l'autorité concédante pourrait décider d'engager une opération à vocation esthétique. Le concessionnaire s'engage dans ce cas à reprendre les études dites « APS » pour trouver la solution technique optimale répondant aux deux finalités.

L'autorité concédante et le concessionnaire se concerteront pour organiser la réalisation du chantier et fixer leurs contributions financières respectives :

En cas de chantier réalisé par le concessionnaire, la part de l'autorité concédante est celle correspondant au surcoût,

En cas de chantier réalisé par l'autorité concédante, le montant à charge du concessionnaire est celui correspondant aux travaux qu'il aurait entrepris conformément à l'affaire décidée.

L'ensemble de ces dossiers sera examiné au sein du comité d'engagement.

Articles 14.2 : MISE A DISPOSITION DES TRANCHEES

Pour les travaux d'éclairage public dont elle est le maître d'ouvrage, la commune pourra utiliser gratuitement les tranchées ouvertes par le gestionnaire de réseau de distribution pour les travaux dont il est le maître d'ouvrage concernant le réseau concédé, à la condition toutefois que cette utilisation ne nécessite pas les tranchées plus larges ou plus profondes.

Pour les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire de réseau de distribution pourra utiliser gratuitement les tranchées ouvertes par la commune pour les travaux dont elle est maître d'ouvrage sur le réseau concédé ou sur les installations d'éclairage public, à condition toutefois que cette utilisation ne nécessite pas des tranchées plus larges ou plus profondes.

ARTICLE 15 ECLAIRAGE PUBLIC

Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports du réseau concédé avec neutre commun et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du concessionnaire ; leur établissement, leur renforcement et leur renouvellement sont à la charge de la collectivité intéressée.

Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports du réseau concédé avec neutre séparé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus ne font pas partie des ouvrages concédés.

Conformément à la pratique en vigueur sur le Pas de Calais, dans le cadre d'opérations de dépannage courant, les réseaux d'éclairage public sur appuis communs seront remontés sur les supports communs lors du dépannage courant du réseau de distribution publique d'électricité par les agents Enedis.

ARTICLE 16

En cas de modifications des textes concernant les coûts de raccordement ou des modalités de raccordement, la gestionnaire de réseau de distribution a l'obligation de présenter ces modifications à l'autorité concédante.

ARTICLE 17

Année d'entrée en vigueur du contrat pour le calcul de la redevance de concession

En application du contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le 30 novembre 1996, le concessionnaire a versé à l'autorité concédante, en 2019, une redevance de concession afférente à la totalité de cet exercice.

Compte tenu de ce versement et de la date d'effet du présent contrat, les parties conviennent expressément qu'aucune redevance de concession ne sera versée au titre du dernier jour de l'année 2019 en application dudit contrat.

Pour l'application de toute stipulation relative à cette redevance, l'année 2020 est réputée constituer l'année d'entrée en vigueur du présent contrat. En conséquence, les valeurs indiquées au paragraphe 2.2.2 de l'article 2 de la présente annexe pour le calcul du montant R1 et la valeur maximale de ce dernier seront actualisées en temps utile, par échange de courriers entre les parties, dès publication des valeurs au 31 décembre 2019.

4. ANNEXE 2

Schéma directeur des investissements et programmes pluriannuels d'investissement



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 ») qui sera élaboré à l'occasion de la Conférence Départementale.*

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, bénéfiques 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 résulte de six étapes 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 tous les moyens requis au vu des 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 intègre des réalisations 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
<i>Renouvellement BT fils nus</i>	
<i>Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)</i>	
...	

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

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
<i>Création de points de coupure télécommandés</i>	
<i>Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air</i>	
....	
Autorité concédante	
Ouvrages	Quantité
<i>Renforcement d'un poste HTA - BT</i>	
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
<i>Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI</i>	
<i>Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)</i>	
<i>Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV)</i>	
<i>Renouvellement lignes aériennes</i>	
<i>Renouvellement ou ajout d'OMT</i>	
....	

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
<i>Sécurisation par le réseau HTA</i>	
<i>Création d'un poste source</i>	
<i>Renouvellement de composants de postes sources</i>	
...	

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	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
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	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
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 établi par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

Exemple :

Type de priorité/programme	Indicateur de suivi¹	Indicateur d'évaluation²
<i>Sécurisation par le réseau des PS</i>	<i>Nombre d'OMT....</i>	<i>% de clients repris par manœuvre télécommandées</i>
<i>Fiabilisation de x km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation</i>	<i>Nombre de km fiabilisés/an</i>	<i>Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés</i>
<i>Fiabilisation de x km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)</i>	<i>Nombre de km fiabilisés/an</i>	<i>Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés</i>
<i>Renforcement de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...</i>	<i>Nombre de km renforcés/an</i>	<i>Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,...</i>
<i>Sécurisation de x km réseau BT sur les communes A, B, C,...</i>	<i>Nombre de km sécurisés/an</i>	<i>Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,...</i>
<i>Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, ..., dans les communes A, B, C, ...</i>	<i>Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an</i>	<i>Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, ...</i>
<i>Améliorer la réactivité et l'automatisation des zones A, B, C...</i>	<i>Nombre d'OMT posés /an sur la zone</i>	<i>Nombre de clients concernés</i>

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				
Climatique-sécurisation				
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids				

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)

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.

5.

5. ANNEXE 2A
Dispositions locales relatives
aux schéma directeur des
investissements et programme
pluriannuel d'investissements
période 2020-2023





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

Fédération Départementale d'énergie du Pas de
Calais

ANNEXE 2A

Dispositions locales relatives

aux

Schéma Directeur des Investissements
Et
Programme Pluriannuel d'Investissements
Période 2020-2023

Modalités de suivi et de révision

SOMMAIRE

ARTICLE 1. SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)	3
1. OBJET.....	3
2. PRINCIPES	3
3. COMITE DE SUIVI.....	4
4. SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS.....	5
4.1. FORCES ET FAIBLESSES DU RESEAU DE DISTRIBUTION	5
4.2. LES ORIENTATIONS DE DEVELOPPEMENT SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION	6
4.3. DES ACTIONS AU SERVICE DES AMBITIONS PARTAGEES, LEVIERS ET VALEUR REPERE.	8
4.4. SUIVI ET ACTUALISATION DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE	8
4.5. ACTUALISATION DU SDI.....	9
ARTICLE 2. PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS.....	10
1. OBJET.....	10
2. PREMIER PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS	10
3. MODALITES DE SUIVI TECHNIQUE ET FINANCIER DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS.....	11
4. ETABLISSEMENT DES PROGRAMMES PLURIANNUELS DES INVESTISSEMENTS ULTERIEURS.....	13
ARTICLE 3. PROGRAMMES ANNUELS	15
1. PROGRAMMES ANNUELS	15
2. SUIVI ET BILANS	15

Préambule

La présente annexe vise à définir un comité de suivi ainsi que les règles générales applicables au schéma directeur des investissements (article 1), aux programmes pluriannuels d'investissements (article 2) et aux programmes annuels (article 3).

Sont associées à cette présente annexe les annexes au cahier des charges suivantes :

- ⊙ Annexe 2B : le diagnostic technique partagé ;
- ⊙ Annexe 2C : le schéma directeur ;
- ⊙ Annexe 2D : le programme pluriannuel d'investissements pour la première période ;

Article 1. Schéma directeur des investissements (SDI)

1. Objet

Le schéma directeur des investissements définit, en lien avec les enjeux et les ambitions identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, des leviers et valeurs repères associés. Les valeurs repères constituent des objectifs pour élaborer, orienter les investissements sur le réseau. Les leviers permettent de réaliser les ambitions dans les PPI successifs, Enedis devant mobiliser les moyens nécessaires. L'autorité concédante apportera sa contribution concernant les fils nus BT.

La réalisation et l'efficacité des programmes pluriannuels d'investissements est mesurée au moyen d'un certain nombre d'indicateurs de suivi et d'évaluation.

Le schéma directeur des investissements établit une vision de long terme des évolutions du réseau définies conjointement par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur des investissements fixe les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le cadre des enjeux et des ambitions partagées.

2. Principes

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, et dans le cadre du présent contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est chargé de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien du réseau et de son développement. A ce titre, le gestionnaire du réseau de distribution définit, pilote et réalise les investissements sur le réseau de distribution d'électricité, dans le cadre des grandes orientations fixées dans le schéma directeur des investissements défini en concertation avec l'autorité concédante sur la base d'un diagnostic technique partagé.

Trois horizons de programmation sont définis avec l'autorité concédante pour projeter l'évolution du réseau :

Long terme	30 ans	<i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire de la FDE62 avec prise en compte d'enjeux majeurs traduit par un schéma directeur des investissements – Valeurs repères qui orientent l'élaboration des programmes d'investissement sur le réseau</i>
Moyen terme	4 ans	<i>Programmes pluriannuels d'investissements qui déclinent le schéma directeur des investissements et qui contribuent à réaliser les ambitions à long terme du schéma directeur des investissements</i>
Court terme	1 an	<i>Programmes de travaux annuels contribuant à réaliser le Programme pluriannuel d'investissement auquel les Programmes de travaux annuels se rattachent</i>

Le schéma directeur des investissements s'appuie notamment sur un diagnostic technique partagé et intègre les principes suivants :

- ⊙ La recherche de la performance globale du réseau, dans une perspective d'évolution vers un réseau intelligent,
- ⊙ La capacité à fournir à chaque utilisateur présent et futur la puissance dont il a besoin, dans le respect des règles du marché ouvert de l'électricité,
- ⊙ Une structure HTA modernisée et interconnectée assurant une garantie de continuité optimale avec un programme de renouvellement de câbles aériens et souterrains,
- ⊙ Un réseau BT modernisé et sécurisé avec un programme de renouvellement des câbles souterrains incidentogènes et la résorption de fils nus aériens.

Le schéma directeur des investissements sera décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements. Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'un bilan entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, qui sera présenté au Comité Syndical de l'autorité concédante. Le nouveau programme pluriannuel d'investissements sera présenté, pour avis, au Comité Syndical de l'autorité concédante.

Les programmes pluriannuels d'investissements incluront les travaux nécessaires pour permettre au gestionnaire du réseau de distribution de satisfaire aux obligations résultant de l'article 11 du cahier des charges, étant précisé que le respect de ces obligations requiert également le bon accomplissement de travaux ne relevant pas du schéma directeur des investissements, notamment les travaux de raccordement des clients et des producteurs, les déplacements à la demande de tiers, le déploiement du compteur Linky, et tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

3. Comité de suivi

Un comité de suivi composé de représentants de l'autorité concédante et du gestionnaire du réseau de distribution est mis en place à l'entrée en vigueur du contrat de concession.

Ce comité se réunit afin de :

- ⊙ Suivre le bon avancement du SDI et de chacun des PPI, notamment :
 - Lors de la présentation du bilan annuel du programme travaux de l'année précédente et du suivi des indicateurs du PPI
 - Afin d'établir les bilans provisoires, préparer les PPI successifs, valider les bilans définitifs

Ce suivi se réalisera au regard des valeurs repaires et indicateurs affichés dans les annexes 2C et 2D

- Constituer un lieu d'échanges sur le respect des dispositions locales convenues entre les Parties au titre des annexes 2, 2A, 2B, 2C, 2D ;
- Constituer un lieu d'échanges sur les évolutions éventuelles du SDI, des PPI et des dispositions locales.

Planning type du comité de suivi

	Suivi annuel	Année 4 de chaque PPI
Avant le 1^{er} juin de l'année N	Bilan annuel du programme annuel N-1 Suivi annuel des indicateurs du PPI et échange sur son état d'avancement. Transmission du CRAC de l'année N-1	
A partir du 30 septembre de l'année N		Bilan provisoire du PPI en cours Préparation du PPI suivant
Avant le 30 novembre de l'année N	Echange du programme annuel prévisionnel de l'année N+1 entre les Parties	
Avant le 31 décembre de l'année N	Validation du programme annuel de l'année N+1	Intégration du nouveau PPI par voie d'avenant
Au 1^{er} juin de l'année N+1		Bilan définitif du PPI Application de l'article 11 A 4) du cahier des charges de concession le cas échéant

En parallèle, les Parties conviennent d'un suivi continu de l'activité opérationnelle sur la concession, via des réunions tenues trimestriellement et visant à analyser les événements relatifs à l'exploitation, à la qualité de service et à l'avancée des opérations de travaux sur la concession.

4. Schéma Directeur des Investissements

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

Pour définir les orientations à moyen et long terme des investissements sur le réseau de distribution, l'autorité concédante et le concessionnaire ont pris en compte le diagnostic technique élaboré en concertation, faisant apparaître les forces et les faiblesses de la concession.

4.1. Forces et faiblesses du réseau de distribution

Le diagnostic technique a été co-construit entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution, il figure en annexe 2B du cahier des charges.

Ce diagnostic est constitué :

- ⊙ D'une description physique du réseau,
- ⊙ Des analyses menées par le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante,
- ⊙ Des conclusions de ces analyses partagées.

Ces analyses ont notamment pour objet de mesurer finement, l'état du réseau, sa performance, en analysant en profondeur l'ensemble de ses composantes, avec en particulier un historique de données utiles le plus pertinent sur les incidents, son niveau de réactivité et ses points de vulnérabilité.

Le diagnostic technique a mis en évidence les **principales forces** du réseau public de distribution de la concession :

- ⊙ Un critère B HTA structurel qui s'améliore depuis 5 ans
- ⊙ Un taux d'enfouissement du réseau HTA relativement élevé (65%)
- ⊙ 43% du réseau BT de type torsadé et 39% de type souterrain
- ⊙ Un réseau BT torsadé très résilient
- ⊙ Un taux de clients BT mal alimentés de très bonne qualité

Il a aussi mis en exergue, **les principales faiblesses** du réseau :

- ⊙ Des ouvrages vulnérables à fiabiliser
 - Un réseau HTA aérien, dont une partie présente une grande faiblesse, sensible aux aléas climatiques et dont 20% a plus de 40 ans,
 - Un linéaire de réseau souterrain HTA CPI élevé (574 km), soit 8% du réseau souterrain,
 - Un patrimoine de 1 705 km de réseau aérien nu BT (soit 14% du réseau BT) dont 249 km de faible section.
 - Un patrimoine réseau BT souterrain avec des câbles d'ancienne génération (6,7% du souterrain BT, soit 336 km) qui sont susceptibles de dégrader la qualité de l'électricité dans les villes.
- ⊙ Une Qualité de fourniture
 - Des disparités de qualité de fourniture sur le territoire de la concession, avec des zones en qualité défailante
 - Une fréquence de coupures longues supérieure à celle constatée sur le plan national (0,8 pour 0,5 sur le plan national)

4.2. Les orientations de développement sur le territoire de la concession

Ces orientations prennent en compte 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 : schéma régional éolien, plan régional biomasse, programme régional pour l'efficacité énergétique...

- ⊙ À l'échelle communale et intercommunale : les PCAET, les documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), cartes communales, PDU, PLH ...), les chartes de Parcs naturels régionaux, les démarches TEPOS et TEPCV des territoires ; 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 ;
- ⊙ Tous autres documents opposables nécessaires à l'évaluation des besoins futurs.

Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent d'échanger les données dont ils disposent en matière de développement du territoire dans le cadre d'une convention de Planification énergétique, en lien avec les démarches des différentes intercommunalités mobilisées au sein de la commission consultative paritaire (créée par l'article 198 de la loi TECV du 17 août 2015).

A l'initiative de l'autorité concédante et des EPCI concernés, en cas de projet significativement impactant pour le réseau, les Parties s'engagent à évaluer les nouvelles prévisions de consommation et injection, en volume et puissance, et l'impact sur le schéma directeur et les priorités d'investissement.

4.3. Des actions au service des ambitions partagées, leviers et valeur repère.

La qualité des échanges a permis de définir conjointement le socle de l'ambition partagée du schéma directeur des investissements ainsi que les leviers pour y parvenir :

Ainsi l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont pour **ambition** :

- ⊙ Ambition 1 : Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique
- ⊙ Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession
- ⊙ Ambition 3 : Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain
- ⊙ Ambition 4 : Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures aux besoins de puissance

Pour chaque ambition identifiée par les parties, le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution définissent des valeurs repères et des leviers, qui contribuent à élaborer et orienter les investissements sur le réseau. Ces valeurs repères constituent une cible, qui doit permettre de réaliser les ambitions d'investissements aux échéances indiquées.

4.4. Suivi et actualisation du diagnostic technique partagé

Tous les ans, et au plus tard le 1^{er} juin de l'année N+1, à l'initiative de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante toutes données utiles au suivi du diagnostic de l'année N, incluant à minima les données brutes identifiées dans le diagnostic initial.

Ces données pourront être complétées, au plus tard le 1^{er} septembre de l'année N+1, de toutes données utiles suite aux analyses et retours d'expérience en cours d'exécution du présent contrat, notamment de celles visées en conclusion et en annexe du diagnostic.

Au plus tard le 1^{er} juin de la dernière année du PPI en cours, préalablement à l'élaboration du PPI qui suit, les Parties se rencontreront en Comité de suivi pour faire une analyse du diagnostic technique, en déduire ainsi une éventuelle actualisation.

Lors de l'actualisation, les échanges devront notamment couvrir l'ensemble des sujets présents dans le diagnostic partagé existant, complété de l'ensemble des points soulevés en préambule et conclusion ainsi que les nouvelles problématiques identifiées. En particulier, l'actualisation du diagnostic pourra comprendre un focus particulier sur les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique.

A l'initiative de l'autorité concédante, en cas de projet significativement impactant pour le réseau, les parties s'engagent à évaluer les nouvelles prévisions de consommation et injection, en volume et puissance, et l'impact sur le schéma directeur et les priorités d'investissement.

Cette évaluation est réalisée, a minima, lors de chaque fin de programme pluriannuel d'investissement.

Les éléments d'analyses décrits ci-dessus constituent un socle pouvant être complété par tous besoins complémentaires identifiés.

Si les parties constatent d'un commun accord la nécessité de faire évoluer le diagnostic, le diagnostic modifié sera présenté à l'organisme délibérant de l'autorité concédante conjointement avec le nouveau programme pluriannuel des investissements.

En tout état de cause, le diagnostic sera actualisé tous les deux PPI.

4.5. Actualisation du SDI

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

- ⊙ En cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire de la FDE62 ;
- ⊙ Pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements

Notamment, à l'occasion du bilan du deuxième PPI en vue de préparer le 3^{ème} PPI, soit au plus tard le 1^{er} juin de la dernière année du 2^{ème} PPI, les parties se concerteront pour évaluer la pertinence de réviser le SDI.

Le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante conviendront d'un calendrier de travaux conjoints permettant, sous un délai d'un an maximum, le partage d'un diagnostic actualisé et la validation de l'évolution du schéma directeur des investissements.

A l'occasion de cette révision, les échanges devront notamment couvrir :

- ⊙ Les analyses relatives à la constitution des ouvrages et à leur évolution ;
- ⊙ Les analyses relatives à la performance des réseaux, notamment :
 - Les analyses de la qualité et continuité de l'électricité distribuée ;
 - Les retours d'expérience structurés sur les incidents les plus importants et sur les fréquences des aléas associés ;
 - La gestion de crise concernant les aléas climatiques exceptionnels comme les risques inondations, le vent, la neige...
 - Les analyses de réactivité du réseau ;
 - Les apports des évolutions technologiques pour la performance (compteurs communicants, smart grids ...)
- ⊙ Les analyses relatives à la vulnérabilité des ouvrages et aux arbitrages entre maintenance et investissement, par type d'ouvrage et technologie.

Article 2. Programme pluriannuel des investissements

1. Objet

Afin de répondre aux ambitions du schéma directeur des investissements (SDI), le concessionnaire et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) par période de 4 ans, et ce, jusqu'au terme normal du contrat de concession. La durée du dernier programme pluriannuel d'investissements pourra être adaptée en fonction de la durée du contrat.

Chaque programme pluriannuel d'investissements est établi à partir du diagnostic technique du réseau et des orientations de développement actualisés, conformément aux dispositions de l'article 1.

Il intègre les réalisations du gestionnaire de réseau de distribution et de l'autorité concédante 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 de réseau de distribution sur le total des opérations retenues pour la période de 4 ans.

Le PPI, en déclinaison du SDI, 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.

Le traitement d'une catégorie d'ouvrages peut concourir à l'atteinte d'une ou plusieurs finalités mais l'investissement correspondant ne peut être comptabilisé qu'une seule fois.

L'engagement d'investissement au titre du programme pluriannuel d'investissement est détaillé par finalité d'investissement dans un tableau au format Conférence NOME. L'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement est également indiquée.

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants en appliquant les principes suivants :

- ⊙ La part de l'amortissement constitué au titre des biens renouvelés correspondant à la quote-part du financement de l'autorité concédante est intégralement affectée en droits du concédant ;
- ⊙ La provision pour renouvellement constituée au titre des biens remplacés est intégralement affectée en droits du concédant.

Chaque PPI sera décliné chaque année dans des programmes annuels des investissements (PA).

Le programme pluriannuel des investissements ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession.

Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement des clients et des producteurs, aux déplacements à la demande de tiers, aux postes sources, au déploiement du compteur Linky et à tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

Les modalités de mise en œuvre et d'évaluation du programme pluriannuel sont définies à l'article 11 du cahier des charges de concession et aux articles 6 et 7 de son annexe 2.

Le présent article précise ces modalités.

2. Premier Programme pluriannuel d'investissements

Le premier programme pluriannuel des investissements est établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2023. Il figure en annexe 2D au cahier des charges de concession.

3. Modalités de suivi technique et financier du programme pluriannuel d'investissements

Les parties conviennent de suivre et de mesurer l'avancement de chaque programme pluriannuel d'investissements en termes de quantités d'ouvrages réalisés et de montant d'investissement.

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et d'évaluation, définis en annexe 2D, et pouvant être complétés en concertation entre les Parties lors de l'établissement d'un nouveau programme pluriannuel d'investissements.

Le gestionnaire du réseau produira les éléments définis ci-après dans un bilan annuel transmis au plus tard le premier juin de l'année N+1 (Il reprendra également le suivi des indicateurs de suivi et d'évaluation définis dans l'annexe 2D).

Ce bilan annuel comprend un suivi annuel de l'exécution des programmes pluriannuels d'investissements pour s'assurer de la réalisation des investissements par année calendaire ; le gestionnaire du réseau de distribution distinguera :

- le suivi annuel des dépenses d'investissement
- le suivi des quantités d'ouvrages mis en service au cours de l'année, pouvant résulter de travaux des années antérieures également, en quantité et en montant d'investissement.

Le bilan annuel rendra ainsi compte de l'état d'avancement du programme pluriannuel en termes d'ouvrages réalisés et de montants financiers et par rapport aux prévisions (en % ou écart).

Il permettra de définir les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

Le suivi indique également les travaux de renouvellement ayant fait l'objet d'une consommation du stock restant de provisions, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

Un bilan provisoire du PPI sera établi au plus tard le 30 septembre de la dernière année du PPI, s'appuyant sur les trois premiers bilans annuels et sur un état de réalisation partiel du programme annuel en cours.

L'efficacité des travaux réalisés sera évaluée par les parties au regard des indicateurs d'évaluation définis à l'annexe 2D, y-compris celles relatives à la qualité de l'électricité distribuée.

Un bilan définitif sera produit par le gestionnaire de réseau au plus tard le 1er juin qui suit la dernière année d'un PPI.

Ces documents sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

Suivi de chaque PPI	Date de production	Principale finalité	Contenu
Bilan annuel	1er juin (avec le CRAC)	Suivi d'exécution et préparation du programme annuel N+1	<p>Le bilan annuel présente un suivi détaillé des investissements.</p> <p>Le bilan annuel rend ainsi compte de l'état d'avancement pour chaque ligne du programme pluriannuel en termes d'ouvrages réalisés et de montants financiers, par rapport aux prévisions (en % ou écart).</p>
Bilan provisoire	30 septembre de la quatrième année	Evaluation de la réalisation du PPI, de l'atteinte des indicateurs d'évaluation et préparation du PPI suivant	<p>Il est établi sur l'avancement à date de la réalisation du programme pluriannuel d'investissements. Il s'appuie sur les bilans annuels.</p> <p>Ce bilan quantitatif est réalisé sur la base des tableaux de suivi du programme pluriannuel d'investissements en termes d'ouvrages réalisés et de montants financiers.</p> <p>Ce bilan mesure en outre la contribution et la pertinence des investissements à la réalisation des valeurs repères du schéma directeur, via l'examen des indicateurs d'évaluation définis à l'annexe 2D.</p> <p>Ce bilan des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les quantités d'ouvrages par catégorie mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements au regard des valeurs repères d'investissements attendus, - les quantités d'ouvrages par catégorie mis en service au cours du programme pluriannuel d'investissements portant sur le renouvellement des ouvrages concédés, - la contribution des investissements réalisés à l'atteinte des valeurs repères et plus largement leur pertinence technico-économique, via l'examen des indicateurs d'évaluation définis à l'annexe 2D. - L'analyse des écarts vis-à-vis des indicateurs d'évaluation définis à l'annexe 2D. - Les orientations envisagées pour le PPI suivant.
Bilan définitif	1er juin après la fin du PPI	Evaluation financière prévue à l'article 11 du cahier des charges	<p>Le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan des investissements actualisé de ce programme pluriannuel d'investissements en termes de quantité d'ouvrages réalisés ainsi que le montant financier total des investissements du PPI.</p> <p>Ce bilan sera enrichi par les éléments actualisés du bilan provisoire précédemment décrit et donnera lieu à l'établissement d'un rapport. Il comprendra également une analyse des écarts éventuels en termes de respect de l'engagement financier, l'impact de ces écarts et leurs justifications.</p>

			<p>Dans le cadre du contrôle de concession, l'autorité concédante pourra exiger toute pièce justifiant les quantités et montants présentés sur un échantillon de chantiers dont le nombre sera à fixer d'un commun accord entre les Parties.</p> <p>En cas de non-atteinte par le gestionnaire du réseau de distribution de l'engagement financier total des investissements inscrits au PPI (tel que stipulé à l'article 11 A 4) du cahier des charges de concession, l'autorité concédante pourra mettre en œuvre les dispositions prévues à ce même article.</p>
--	--	--	---

4. Etablissement des programmes pluriannuels des investissements ultérieurs

a. Point d'étape des investissements réalisés dans le cadre du PPI

Afin de pouvoir élaborer le PPI suivant, les parties se réunissent à partir du 1^{er} juin de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, afin de préparer un point d'étape à partir du bilan provisoire des investissements effectivement réalisés, sur les trois premières années du PPI ainsi que des prévisions du programme annuel des investissements de la dernière année du PPI, et leur contribution à l'atteinte de l'engagement du PPI.

b. Modalités d'établissement

Les programmes pluriannuels des investissements ultérieurs au programme pluriannuel des investissements (PPI) 2020-2023 sont établis de manière concertée entre les parties sur la base du point d'étape décrit ci-dessus, en coordination avec l'actualisation éventuelle du diagnostic partagé. Cette concertation se déroulera lors du dernier quadrimestre de l'année précédant l'entrée en vigueur du nouveau PPI.

Le PPI ultérieur à établir concilie bilan du PPI précédent et engagement d'investissement correspondant aux ambitions du SDI et aux valeurs repères qui leur sont associées aux échéances fixées à l'annexe 2C. Ainsi, la somme des PPI réalisés et du PPI à préparer doit suivre la trajectoire impliquée par ces échéances.

Les deux parties visent une présentation du point d'étape précédemment décrit et du nouveau programme pluriannuel d'investissements à l'organe délibérant de l'autorité concédante au plus tard le 31 décembre de la dernière année du programme pluriannuel en cours.

Chaque nouveau programme pluriannuel d'investissements sera présenté à l'organe délibérant de l'autorité concédante pour approbation, au plus tard le 30 juin de la première année du programme pluriannuel d'investissements.

c. Modalités de révision

Chacun des programmes pluriannuels d'investissements pourra être révisé en tant que de besoin d'un commun accord entre les parties, afin de tenir compte notamment de l'évolution des orientations en matière d'investissements ou de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages.

Les programmes pluriannuels d'investissements révisés sont présentés à l'organe délibérant de l'autorité concédante pour approbation et formalisés par voie d'avenant.

Article 3. Programmes annuels

1. Programmes annuels

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. Le premier programme annuel sera présenté à l'autorité concédante lors de la conférence départementale qui se tiendra en 2020.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution son programme travaux de l'année N au cours du dernier trimestre de l'année N-1.

Le programme annuel de chaque partie détaille la liste des affaires avec les informations suivantes :

- ⊙ Le numéro d'affaire, permettant le contrôle ultérieur et le suivi sur plusieurs exercices le cas échéant ;
- ⊙ L'intitulé du projet, suffisamment explicite pour l'autorité concédante ;
- ⊙ La localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...
- ⊙ La finalité à laquelle répond l'affaire ;
- ⊙ Le cas échéant, le libellé de l'objectif du PPI concerné ;
- ⊙ Les quantités techniques prévues (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes...);
- ⊙ Les montants prévisionnels.

2. Suivi et bilans

Dans le compte rendu annuel d'activité du concessionnaire, 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, afin d'être en mesure de comparer le réalisé au prévisionnel.

En outre, et sous réserve des éléments déjà fournis pour le suivi du PPI, au plus tard le 1^{er} juin de l'année N, le concessionnaire communiquera cette liste dans un fichier de suivi de l'ensemble des travaux et mises en service ou retraits comptables et contenant a minima :

- ⊙ La synthèse des dépenses et quantités d'investissement par finalité et par type d'ouvrage, distinguant les postes sources, les biens localisés et non localisés ;
- ⊙ La liste de l'intégralité des investissements réalisés en N-1 sur le territoire de la concession, détaillant :
 - Le libellé explicite du chantier, pouvant faire l'objet d'une précision sous un délai de 30 jours sur demande de l'autorité concédante ;
 - La finalité la plus détaillée possible telle qu'utilisée dans les systèmes d'information d'Enedis, et le libellé de finalité associé ;
 - Le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC ;
 - Le cas échéant, le libellé de l'objectif du PPI concerné ;
 - Le numéro d'affaire ;
 - Le nom du départ HTA et du poste source associés à l'opération ;

- Pour chaque élément devant être immobilisé (ETI) et chaque année de réalisation du chantier : quantité réalisée et montant des dépenses (CAPEX) ;
- ⊙ Les mises en service et retraits comptables opérés au cours de l'année, précisant les numéros d'immobilisation et numéro d'affaire permettant un croisement avec le fichier de détail des investissements prévu à l'alinéa précédent. Ce fichier précisera, pour chaque ligne, les origines de financement du bien incluant et distinguant, pour ce qui concerne les renouvellements effectués dans le cadre du programme annuel, les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissement du financement concédant.

En outre, une présentation du niveau de réalisation du programme annuel sera faite en incluant :

- ⊙ La justification du taux de réalisation du programme annuel et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur- ou sous-réalisations.
- ⊙ L'avancement du programme annuel de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

Outre le détail des opérations réalisées cité ci-avant, le gestionnaire du réseau transmettra à l'autorité concédante les quantités de réseaux renouvelées et déposées concourant au programme pluriannuel d'investissement.

Les indicateurs de suivi et de performance du programme pluriannuel des investissements seront également renseignés dans le cadre du suivi des programmes annuels.

6.

6. ANNEXE 2B
**Diagnostic technique du réseau
de distribution de la Fédération
Départementale de l'Énergie
du Pas-de-Calais**



Concession de distribution publique d'électricité et de fourniture au tarif réglementé de vente

Annexe 2B – diagnostic technique

Diagnostic technique du réseau de distribution de la
Fédération Départementale de l'Energie du Pas-de-Calais

Sommaire

- Préambule
- 1 - Description du réseau de distribution de la concession
 - 1.1 - Postes sources de la concession
 - 1.2 - Description du réseau HTA
 - 1.3 - Les postes HTA/BT
 - 1.4 - Les transformateurs HTA/BT
 - 1.5 - Description du réseau BT
- 2 - Performance du réseau
 - 2.1 - Analyse technique de la qualité de fourniture
 - 2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture
- 3 - Analyse technique du réseau
 - 3.1 - Postes sources
 - 3.2 - Réseau HTA
 - 3.2 - Réseau BT
- 4 – Consommation et production - orientations de développement
- 5 - Conclusion

Préambule

Le présent chapitre répond aux attentes en matière de diagnostic technique et d'évolution des besoins visés à l'article 11 du 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.

A défaut de précision différente dans le document, les analyses sont établies au 31 décembre 2017.

Le diagnostic a fait l'objet d'échanges nourris et est partagé, dans la limite de certaines données qui n'ont pas été disponibles pour la FDE 62 (*cf. annexe – état des données transmises*)

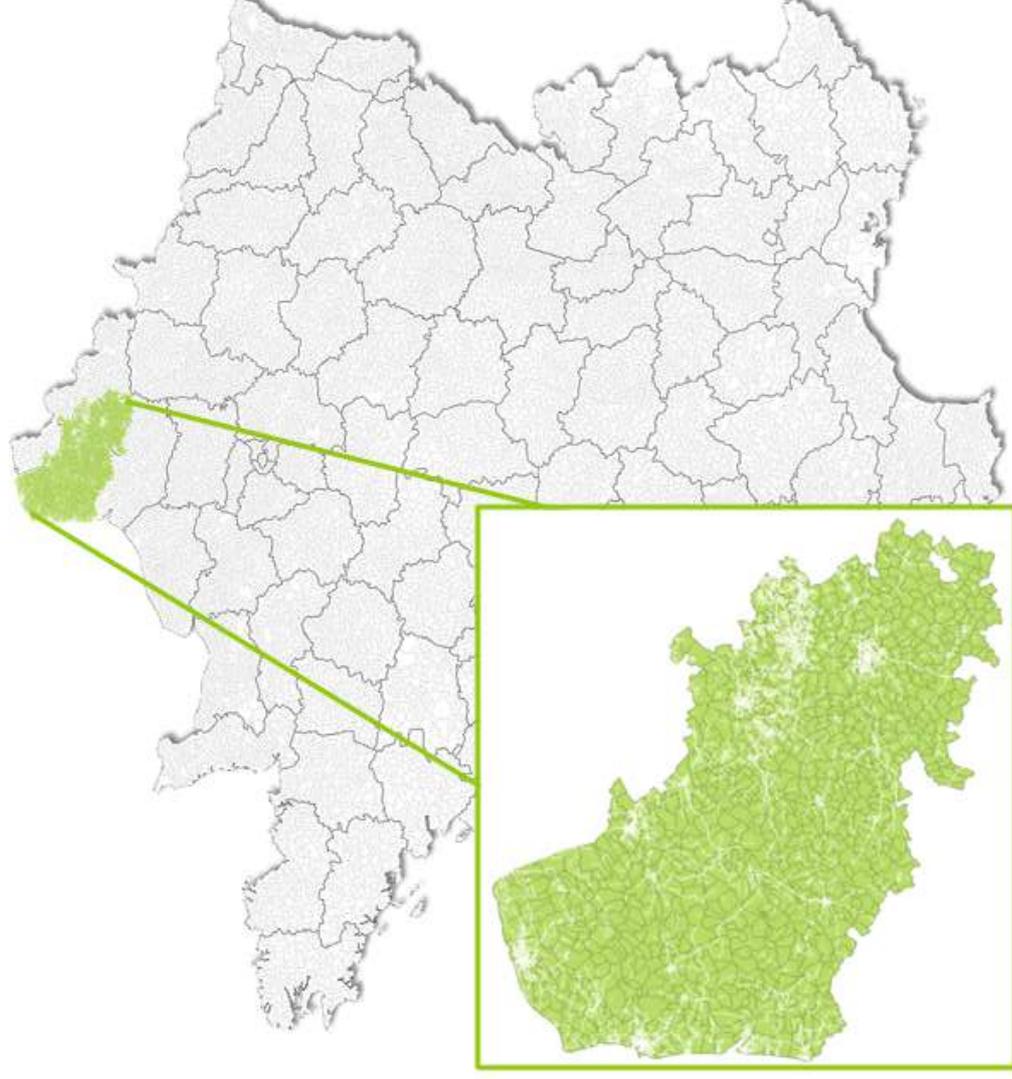
1 - Description du réseau de distribution de la concession

1 - Description du réseau de distribution de la concession

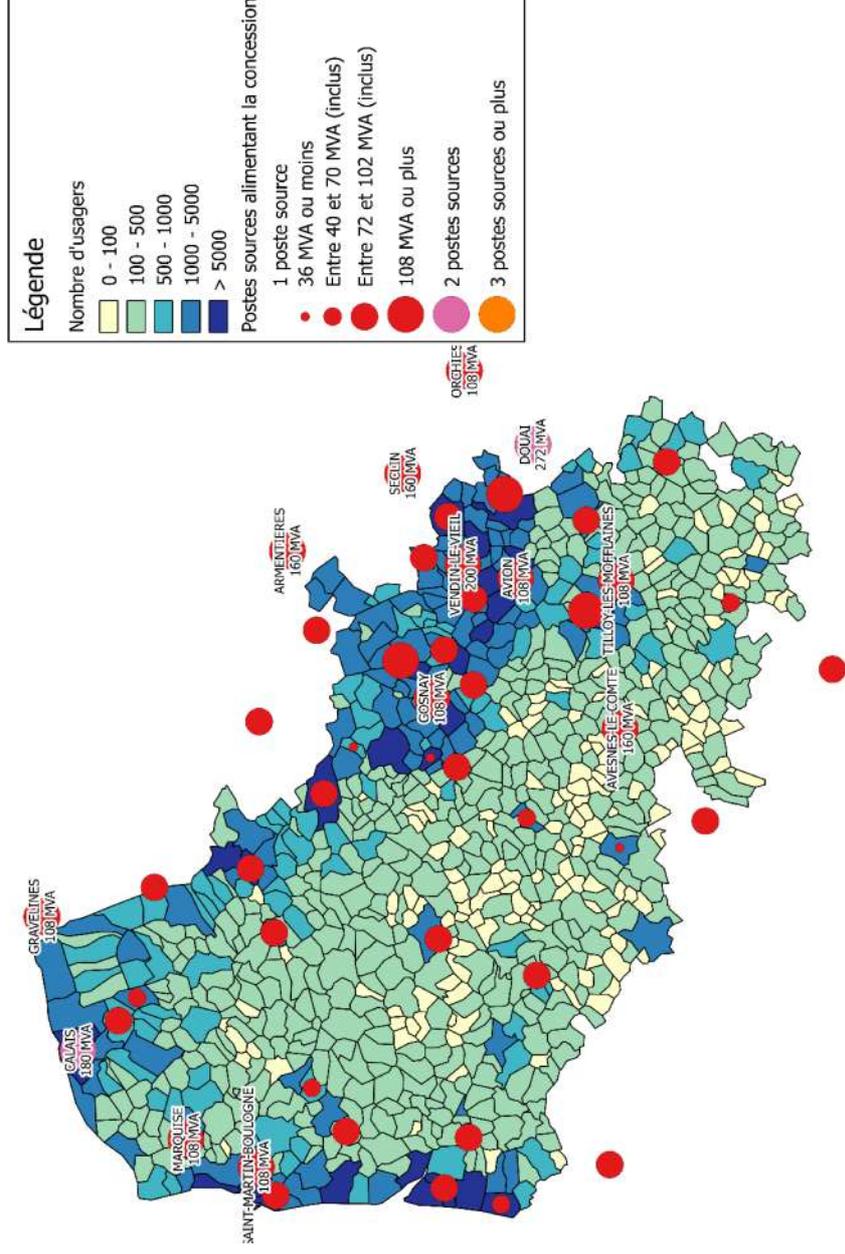
|||| Au 31 décembre 2017, le département du Pas de Calais regroupe 891 communes.
La FDE 62 regroupe 889 communes desservies par Enedis.

|||| Son territoire est en régime Urbain (FACE).

|||| Les données de ce projet technique sont au 31 décembre 2017.



1.1 - Postes sources



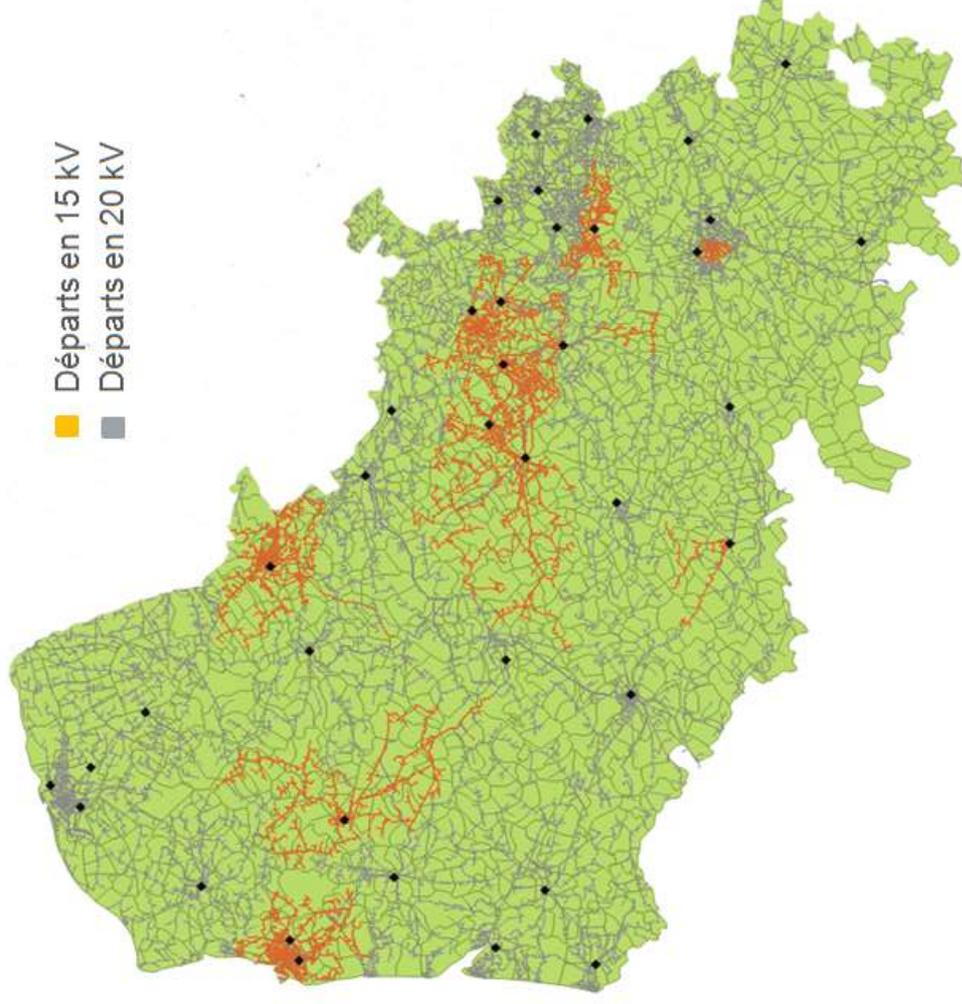
- ||| A l'interface entre le réseau public de transport et le réseau public de distribution :
- 51 postes sources exploités par Enedis alimentent les réseaux HTA et BT de la concession.
- 38 d'entre eux sont situés sur le territoire de la concession.
- 15 d'entre eux alimentent une Zone Urbaine Dense

Localisation des postes sources de la concession

1.2 Description du réseau HTA

|||| L'alimentation du territoire se fait principalement en 20kV avec quelques départs en 15kV.

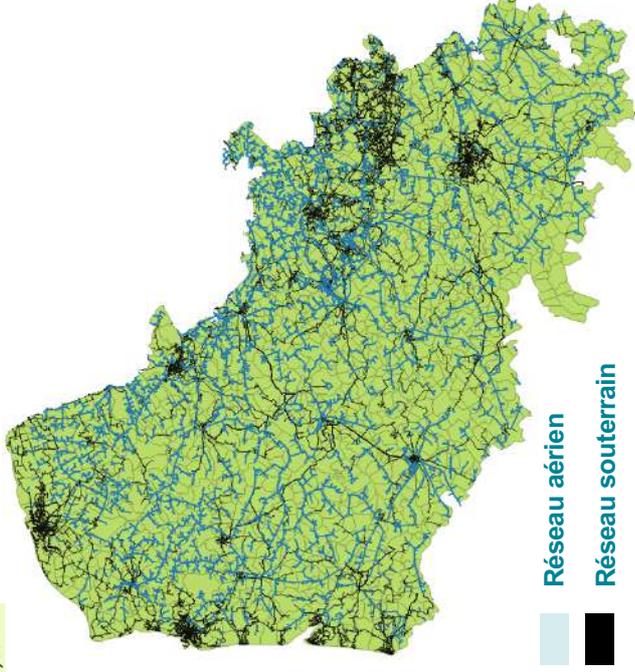
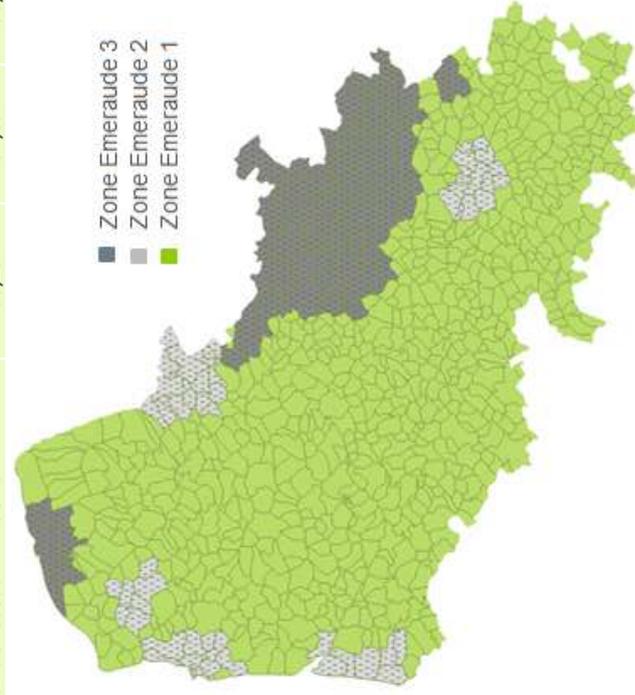
- 8 313 km de réseau exploités en 20kV
- 2 590 km de réseau exploités en 15kV (soit 24% du patrimoine)



1.2 Description du réseau HTA

Réseau HTA (en km)	2013	2014	2015	2016	2017
Souterrain	6 532	6 642	6 818	6 934	7 109
Dont CPI	750	714	668	622	574
Aérien	4 034	3 959	3 890	3 862	3 794
Dont fils nus	4 032	3 955	3 888	3 844	3 789
Dont faible section	28	24	17	14	14
Total HTA	10 566	10 602	10 708	10 796	10 903
Taux de réseau HTA souterrain	61,8%	62,7%	63,7%	64,2%	65,2%
Taux de réseau HTA aérien	38,2%	37,3%	36,3%	35,8%	34,8%

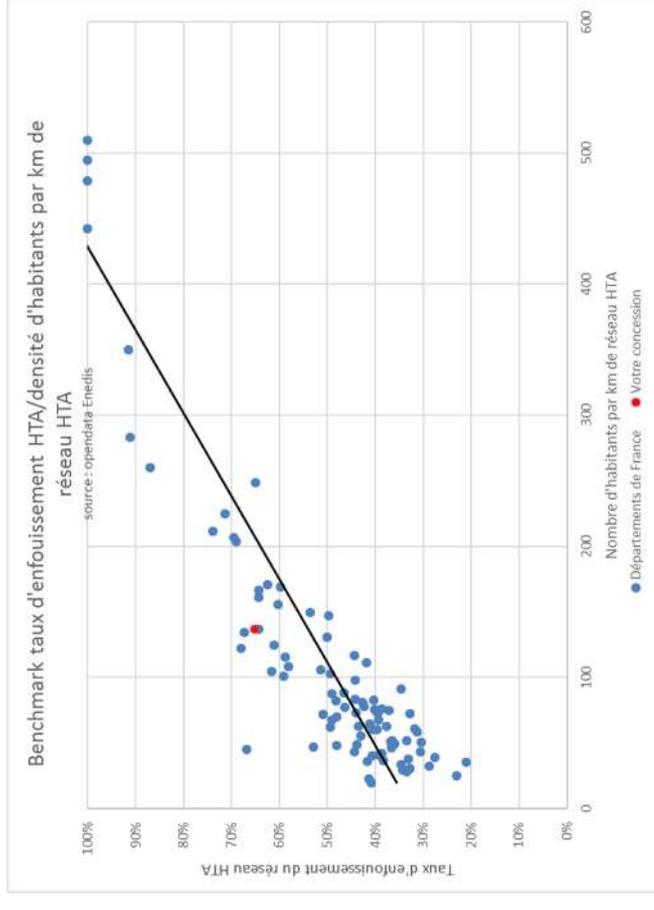
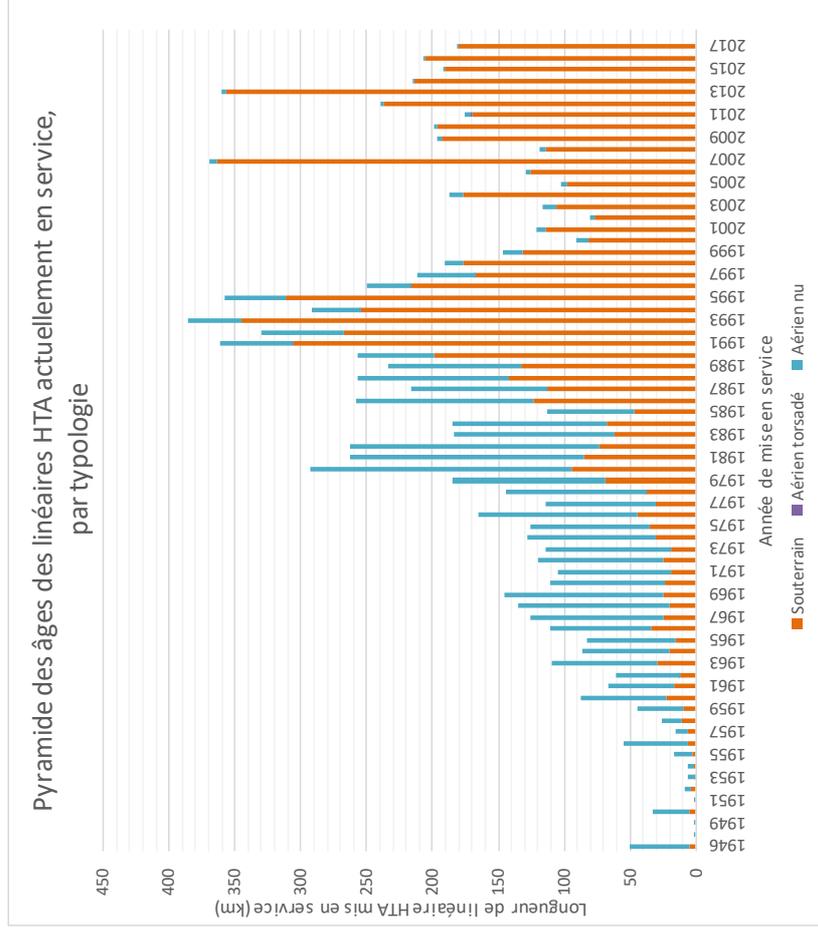
Le réseau HTA de la FDE 62 est très souterrain dans les zones urbaines (bassin minier, zones d'Arras, Calais et Boulogne), et très aérien dans les zones rurales.



1.2 - Description du réseau HTA

Constitution des réseaux

- Depuis le début des années 1990, les mises en services se font majoritairement en souterrain. La part de mise en service du réseau aérien nu depuis cette date est très faible.
- Le taux d'enfouissement de 65% est au dessus de la tendance de territoires présentant des densités d'habitants comparables



1.2 - Description du réseau HTA

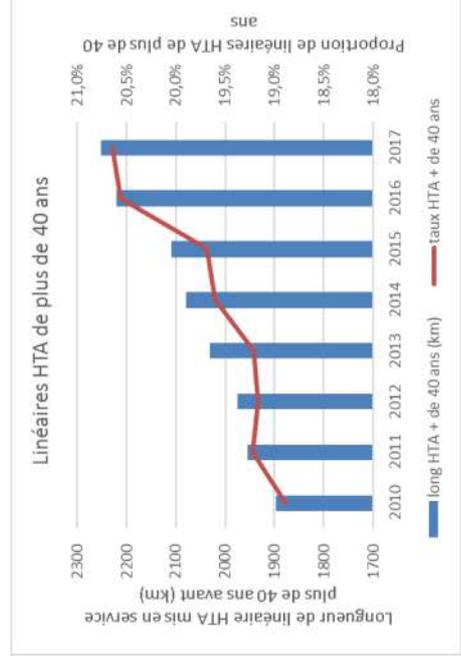
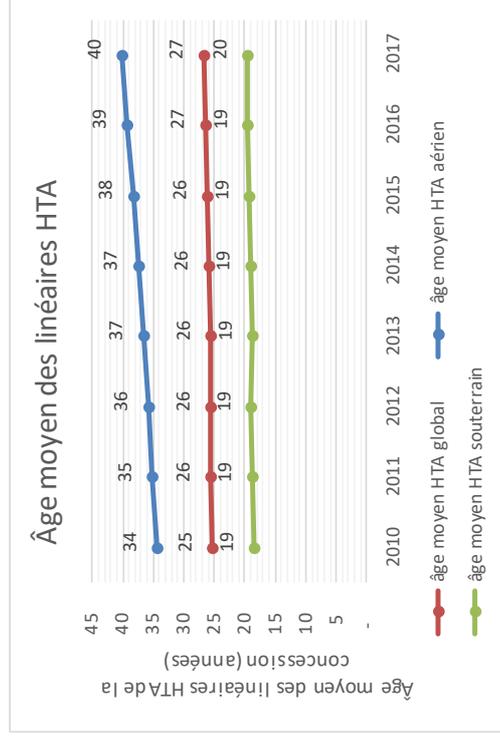
• Quel renouvellement des réseaux HTA?

- Vieillissement des réseaux (20% du réseau HTA âgé de plus de 40 ans soit plus de 2 200 km), tiré par le vieillissement des réseaux HTA aériens.
- Âge moyen du réseau HTA : 26,7 ans en 2017 contre une moyenne nationale de 28,3 ans.
- Les renouvellements observés sur les réseaux sont les suivants :
 - 72 km / an pour les réseaux aériens depuis 2010 soit 1,7% du réseau
 - 44 km / an pour les réseaux souterrains, soit 0,5% du réseau souterrain

Exercice	Longueur HTA souterrain "non nouveau" retirée dans l'année (km)	en % du stock initial
2010		
2011	8	0%
2012	27	0%
2013	39	0%
2014	46	1%
2015	53	1%
2016	69	1%
2017	63	1%

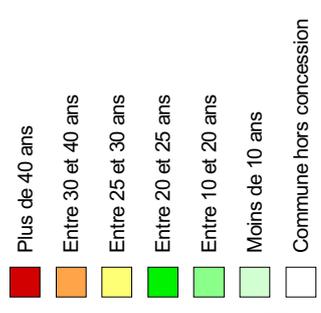
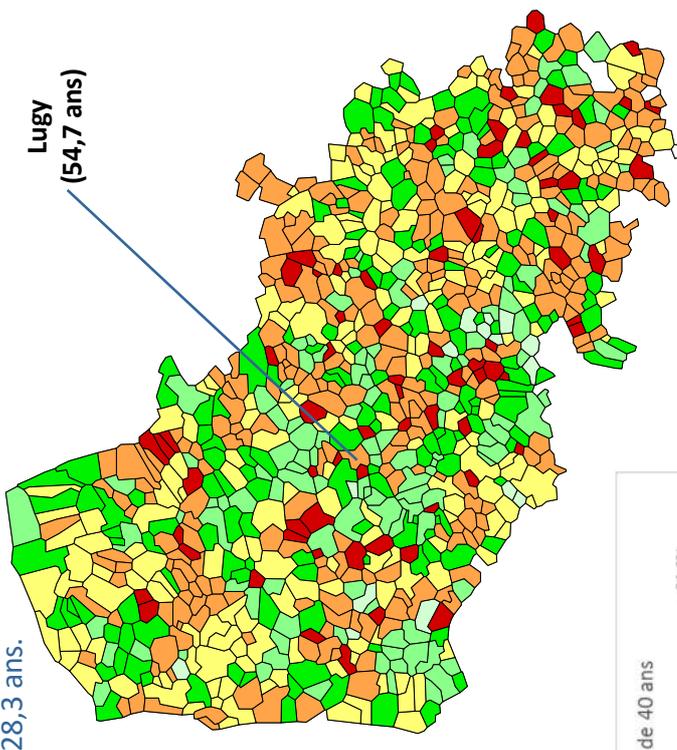
Exercice	Longueur HTA aérien "non nouveau" retirée dans l'année (km)	en % du stock initial
2010		
2011	69	2%
2012	116	3%
2013	70	2%
2014	78	2%
2015	67	2%
2016	43	1%
2017	57	1%

Nota bene : "non nouveau" signifie que le linéaire a été posé au moins 5 ans avant la première année indiquée dans les tableaux ci-dessus, soit posé en 2005 ou avant.



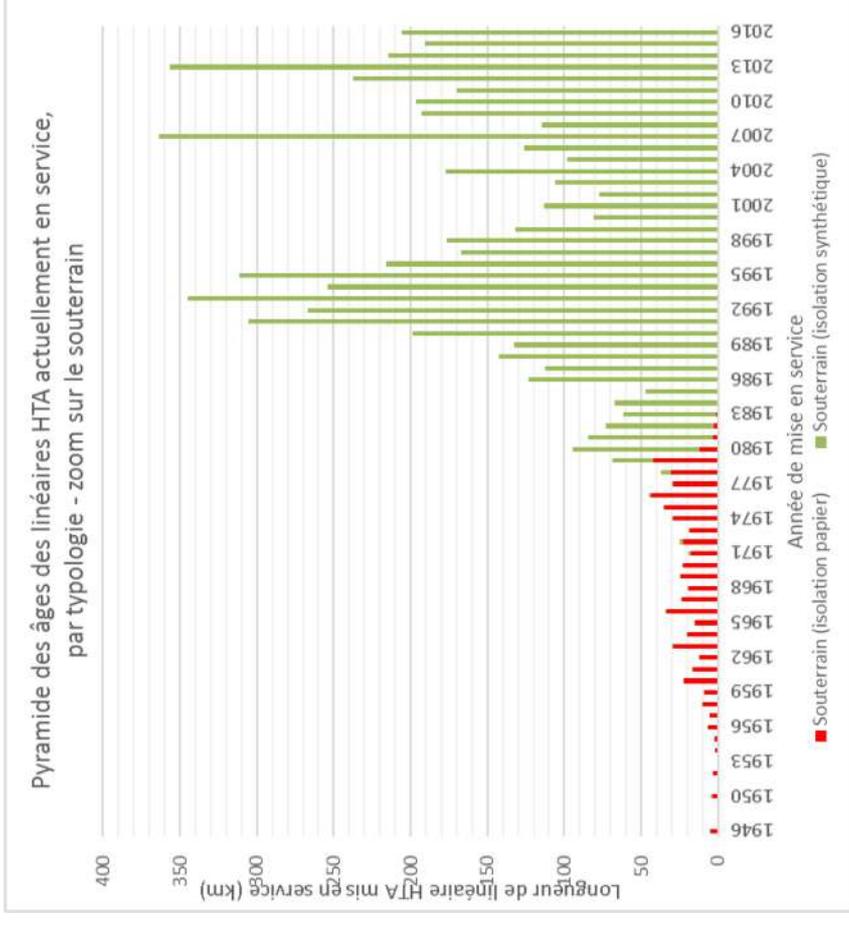
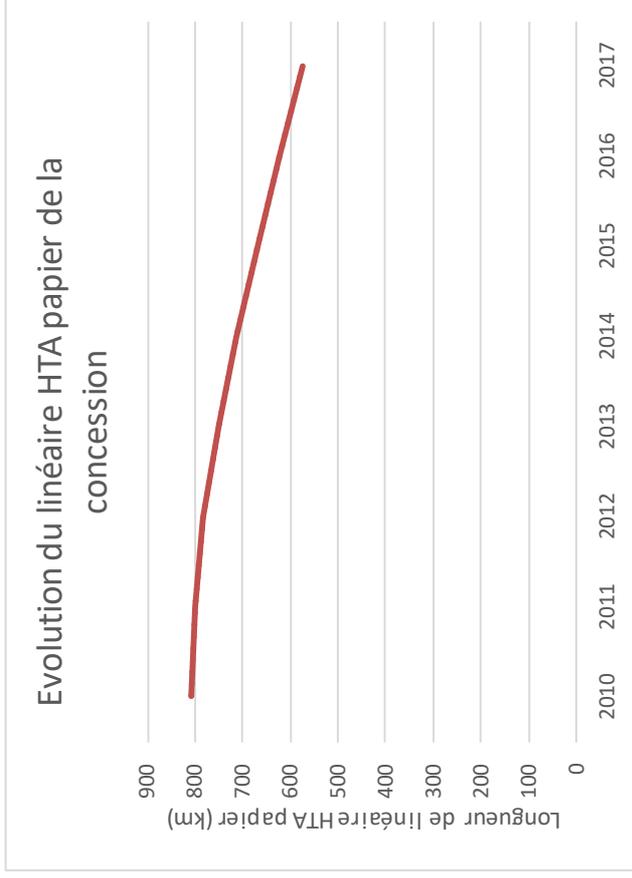
Age des réseaux HTA par commune

Lugy (54,7 ans)



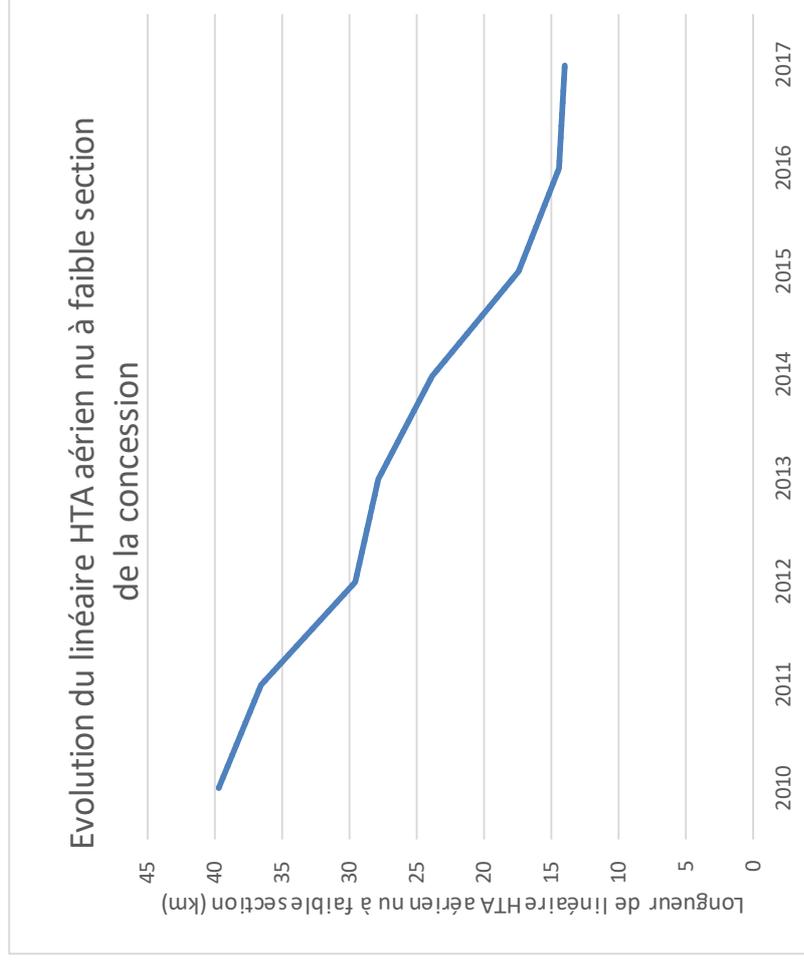
1.2 - Description du réseau HTA

- Evolution du linéaire HTA-CPI
 - 574 km de réseau HTA CPI: ces réseaux sont très incidentogènes comme détaillé ci-après dans l'étude technique.
 - La projection du rythme observé en moyenne depuis 2010 est de 33 km/an.
 - La pyramide des âges des linéaires HTA montre la proportion du réseau CPI (574 km de CPI sur un réseau souterrain de 7 112 km soit 8% du réseau souterrain) (les câbles papier ont été posés jusqu'en 1980 selon Enedis)
 - Certaines technologies de réseaux synthétiques de première génération doivent également être ciblés (avant 1980, estimation 46 km)



1.2 - Description du réseau HTA

- Evolution du linéaire HTA Aérien nu de faible section
 - Un linéaire limité de réseaux faible section subsiste sur la concession (14 km)
 - Le taux de décroissance observé sur la période 2010 à 2017 est de 3,7 km/an ce qui amène à un taux de résorption total de ce linéaire en 2021.



1.3 - Les postes HTA/BT

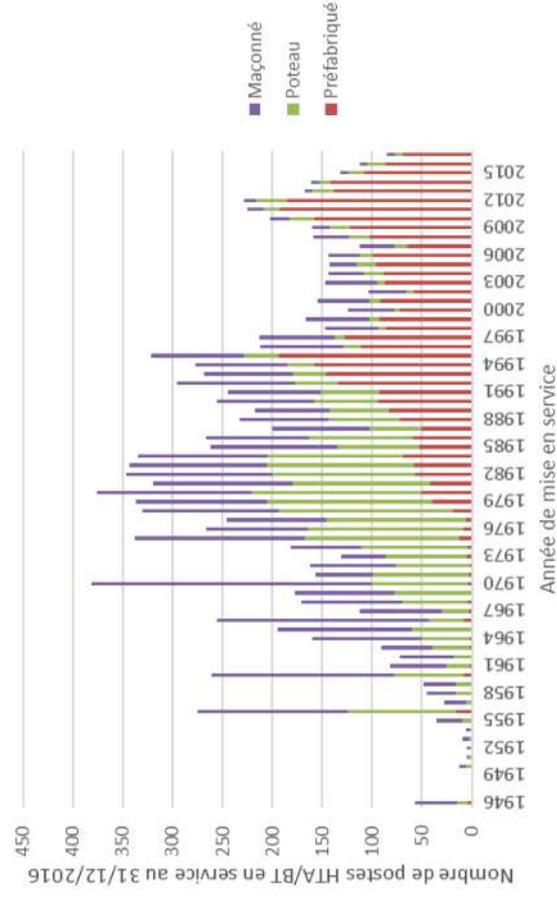
- Evolution et répartition des postes HTA/BT

- Augmentation faible du nombre de postes HTA/BT, avec 12 632 postes à fin 2017 (croissance de 0,58%/an).
- Sur la même période, l'augmentation du nombre de clients BT est faible (+2%)
- Les bases technique ne permettent pas de connaitre les équipements installés dans chacun des postes.

Evolution du nombre de postes HTA/BT

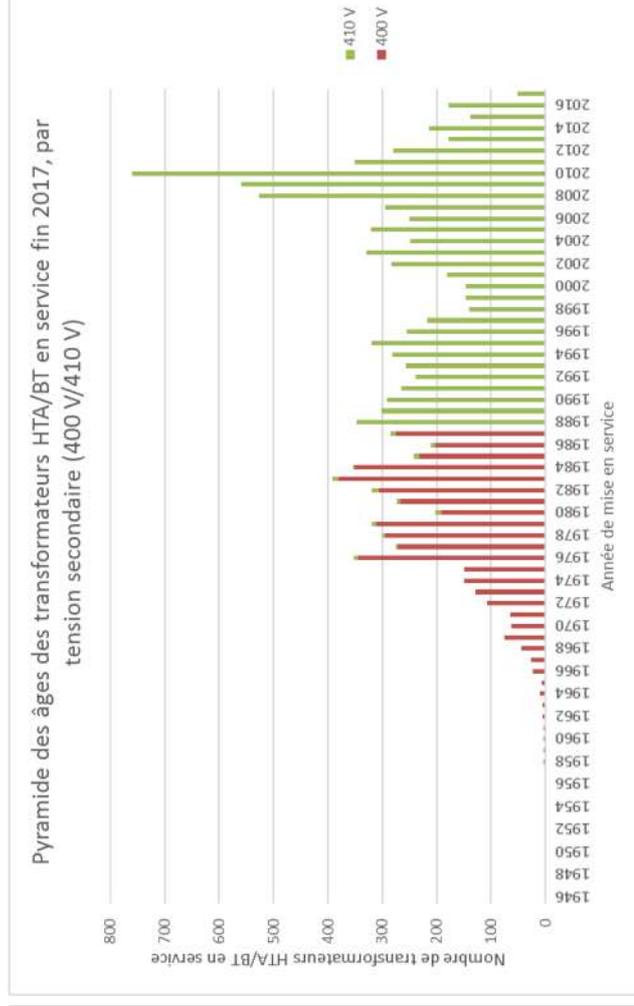
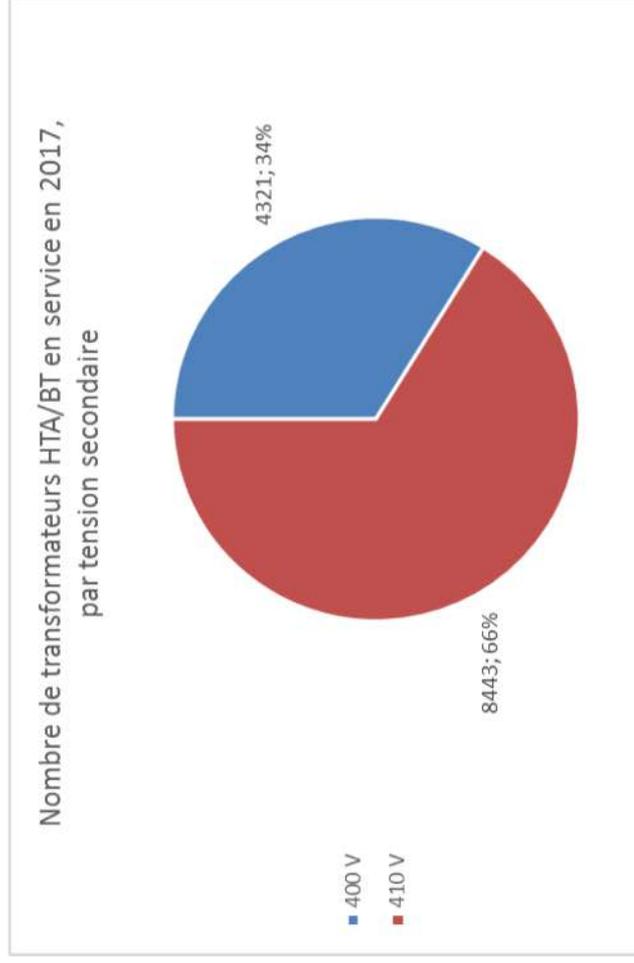


Pyramide des âges des postes HTA/BT actuellement en service, par typologie



1.4 - Les transformateurs HTA/BT

- **Evolution et répartition des transformateurs**
- Au total, la concession compte 12 764 transformateurs HTA/BT;
- 66% des transformateurs sont de type 410 V (transformateurs construits après 1989) autorisant des réglages de prises à vide de 0%; 2,5% et 5%.
- Il est observé un pic de mise en service des transformateurs HTA/BT en 2010 avec plus de 650 transformateurs installés (renouvellement progressif du parc).



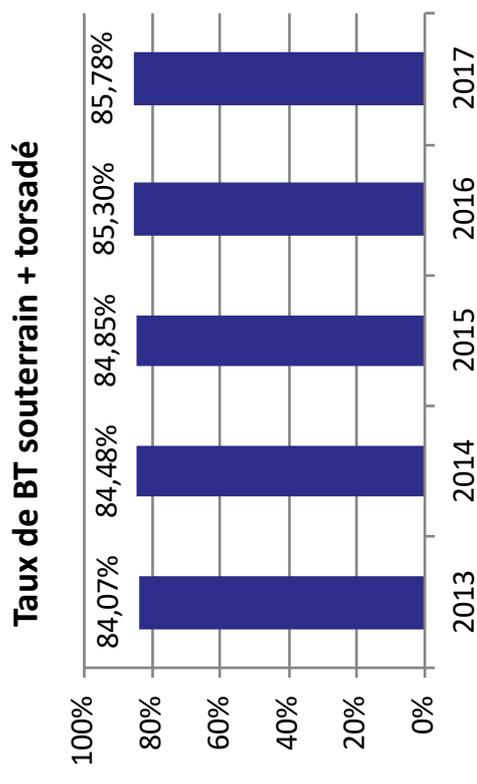
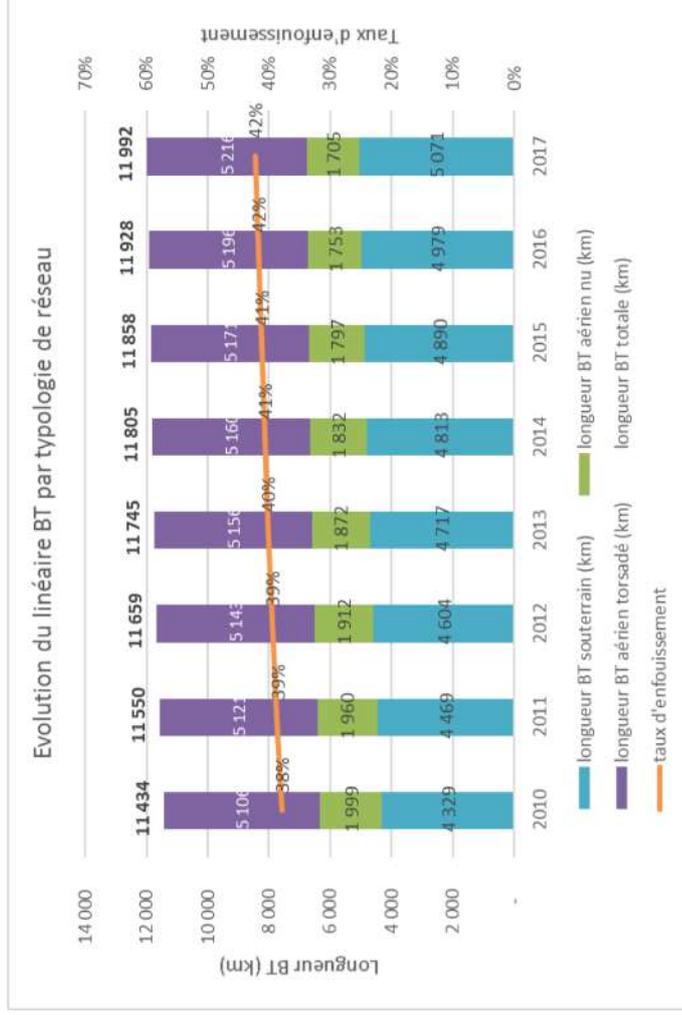
1.5 - La description du réseau BT

- Evolution du linéaire BT par typologie

- Le réseau BT est composé de 11 992 km dont 5 071 km en réseau souterrain et 6 921 km en réseau aérien, soit un taux d'enfouissement BT de 42%;
- Le taux de réseaux BT souterrain et torsadé est de 86 %
- La longueur de réseau BT entre 2010 à 2017 a progressé de 4,8% sur la période passant de 11 434 km à 11 992 km en 2017.
- Le taux d'enfouissement lui progresse de 4 points sur la période de 2010 à 2017.
- Les tronçons souterrains d'anciennes générations et les fils nus à faible section sont résorbés progressivement.

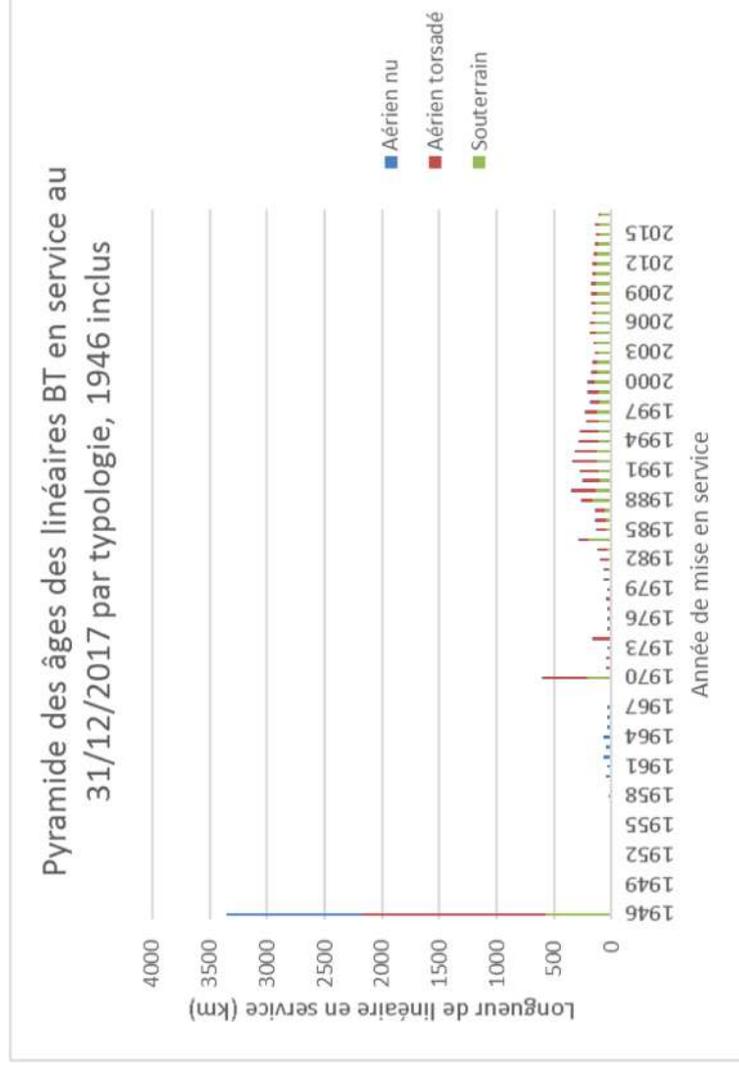
Réseau BT (en km)	2013	2014	2015	2016	2017
Souterrain	4 707	4 813	4 890	4 979	5 071
Dont câbles d'anciennes générations	367	363	357	352	344
Aérien	7 019	6 992	6 968	6 949	6 921
Dont Torsadé	5 151	5 160	5 171	5 196	5 216
Dont Nu	1 868	1 832	1 797	1 753	1 705
Dont nu à faible section	320	308	296	274	249
Total BT	11 726	11 805	11 858	11 928	11 992
Taux de BT souterrain	40,1%	40,8%	41,2%	41,7%	42,3%
Taux de BT souterrain + torsadé	84,1%	84,5%	84,8%	85,3%	85,8%
Taux de BT faible section	2,7%	2,6%	2,5%	2,3%	2,1%

1.5 - La description du réseau BT



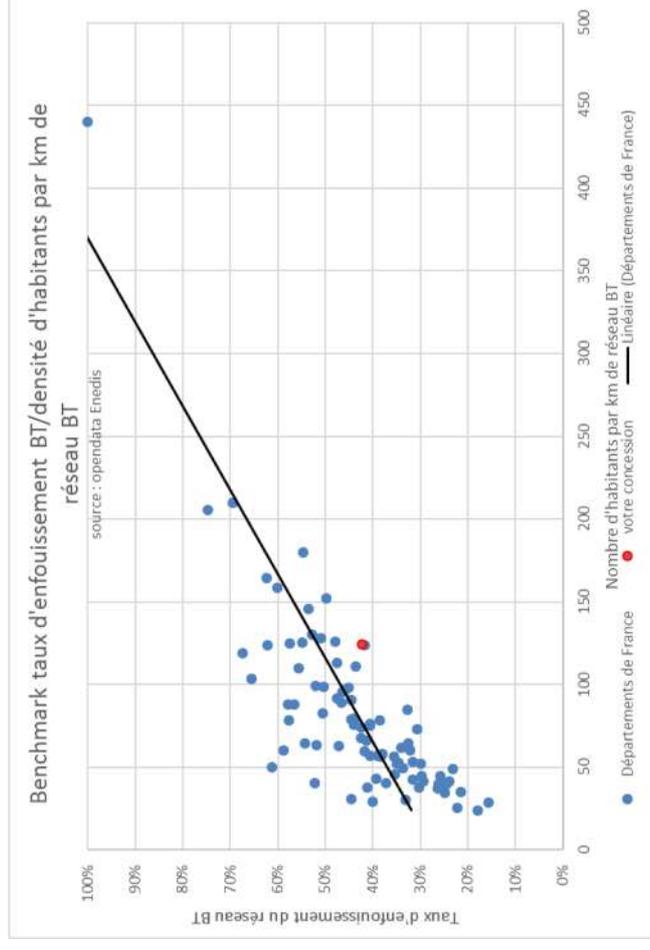
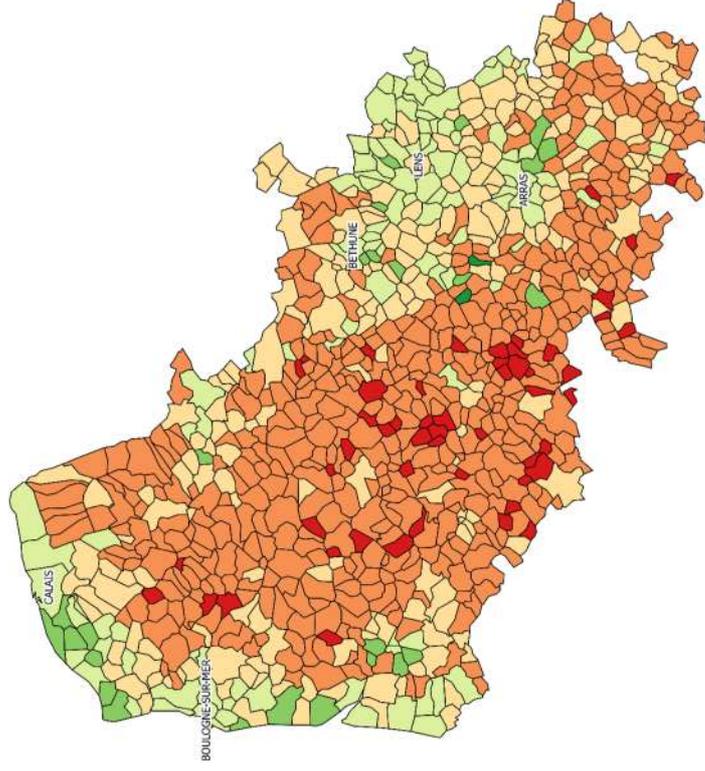
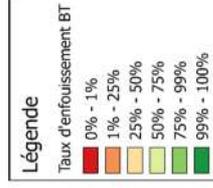
1.5 - La description du réseau BT

- **Pyramide des âges des linéaires BT**
 - 3 350 km de réseau BT soit 27% du réseau BT sont datés, fictivement en 1946 dû à l'absence d'informations précises. Cela représente:
 - 1 183 km de réseau aérien nu soit 9% du réseau BT;
 - 1 593 km de réseau torsadé soit 10% du réseau BT;
 - 573 km de réseau souterrain soit 5% du réseau BT.



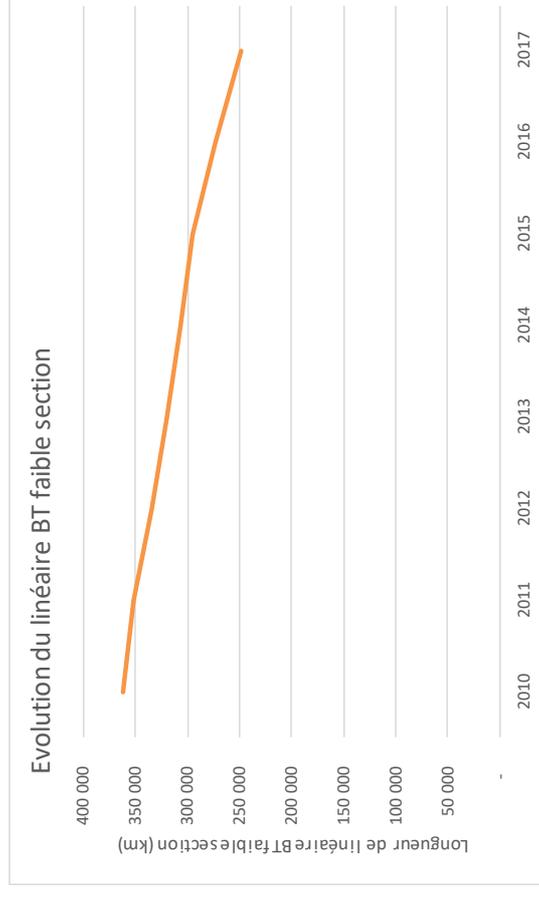
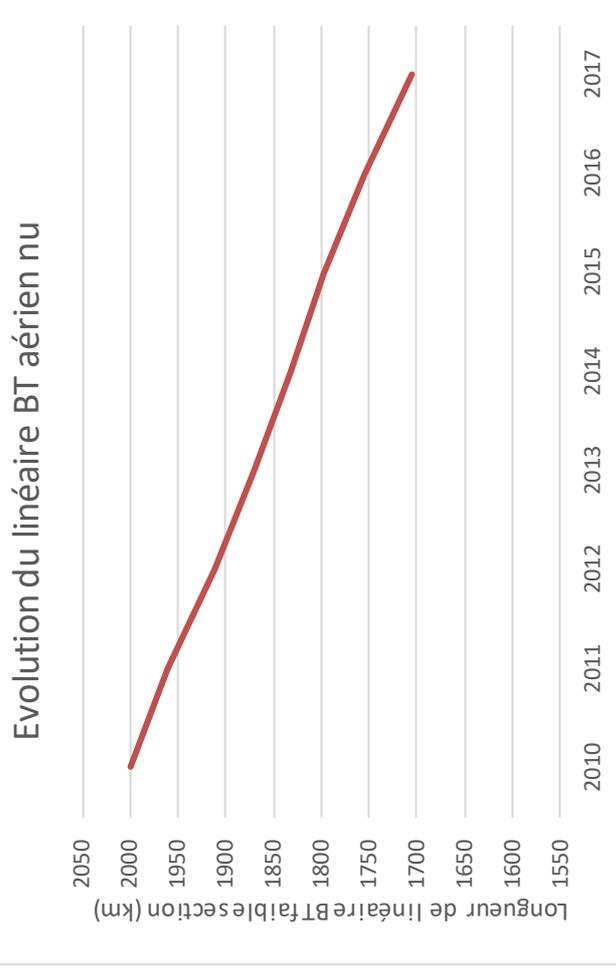
1.5 - Description du réseau BT

- Taux d'enfouissement BT à la maille communale
 - Un taux d'enfouissement BT inférieur à 25% dans la majeure partie du département (principalement à l'Ouest et dans une moindre mesure l'Est et le Sud du département).
 - Le taux d'enfouissement du réseau BT de la FDE 62 se situe en dessous de la moyenne des territoires de densité similaire soit un taux d'enfouissement BT 42%.



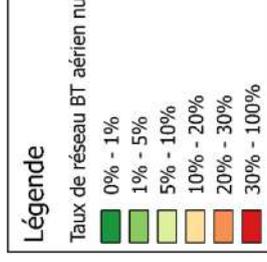
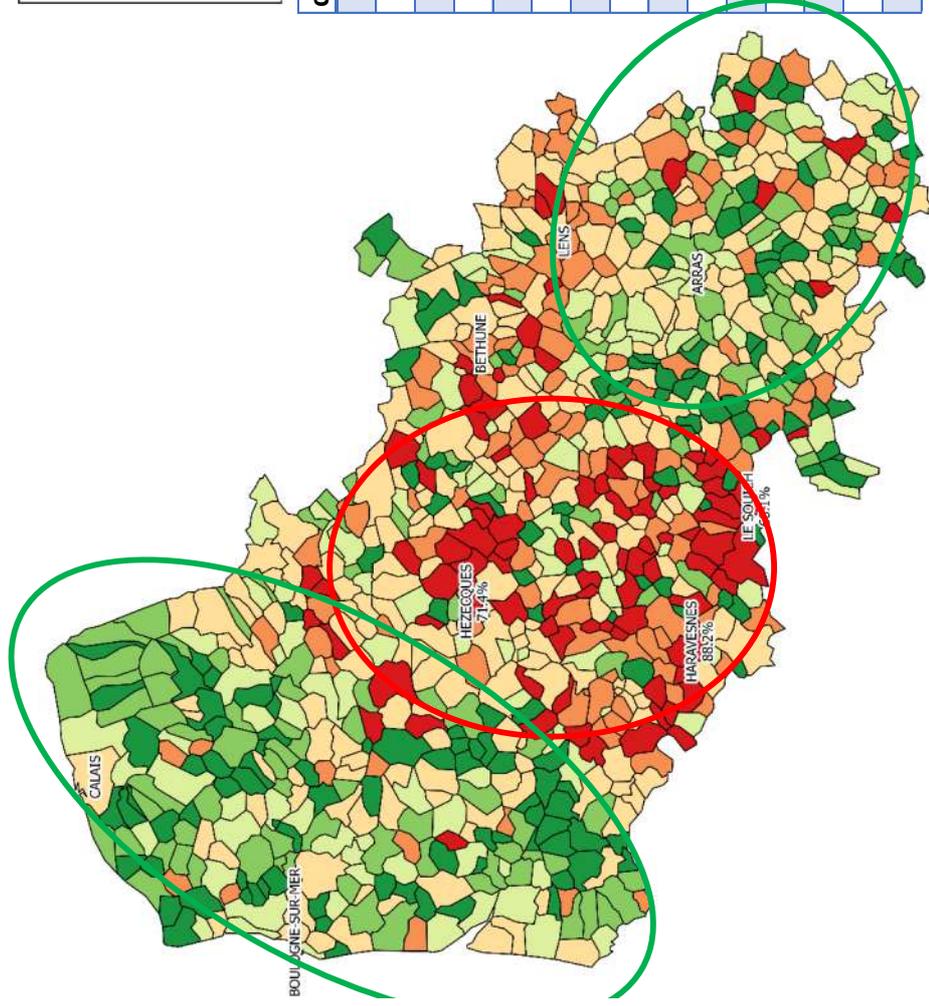
1.5 - La description du réseau BT

- **Points sensibles du réseau BT: le réseau aérien nu**
 - Les réseaux aériens nus représentent **14,2% du réseau total soit 1 705 km** en faible diminution depuis 2010 **dont 249 km de faible section.**
 - Ces réseaux demeurent encore très importants sur la concession avec une action du concessionnaire faible. La trajectoire de renouvellement de ces réseaux est en moyenne de:
 - 42 km/an le réseau aérien nu
 - 19 km/an depuis 2010 pour la faible section



1.5 - Description du réseau BT

- Taux de réseau BT aérien nu à la maille communale
 - Le tableau présente le top 15 des communes présentant le plus de linéaire BT aérien nu. De nombreuses communes situées dans le centre du département ont un taux de réseau BT supérieur à 20%. À l'inverse, les communes situées dans le nord-ouest du département et au sud présentent un faible taux de linéaire BT aérien nu.

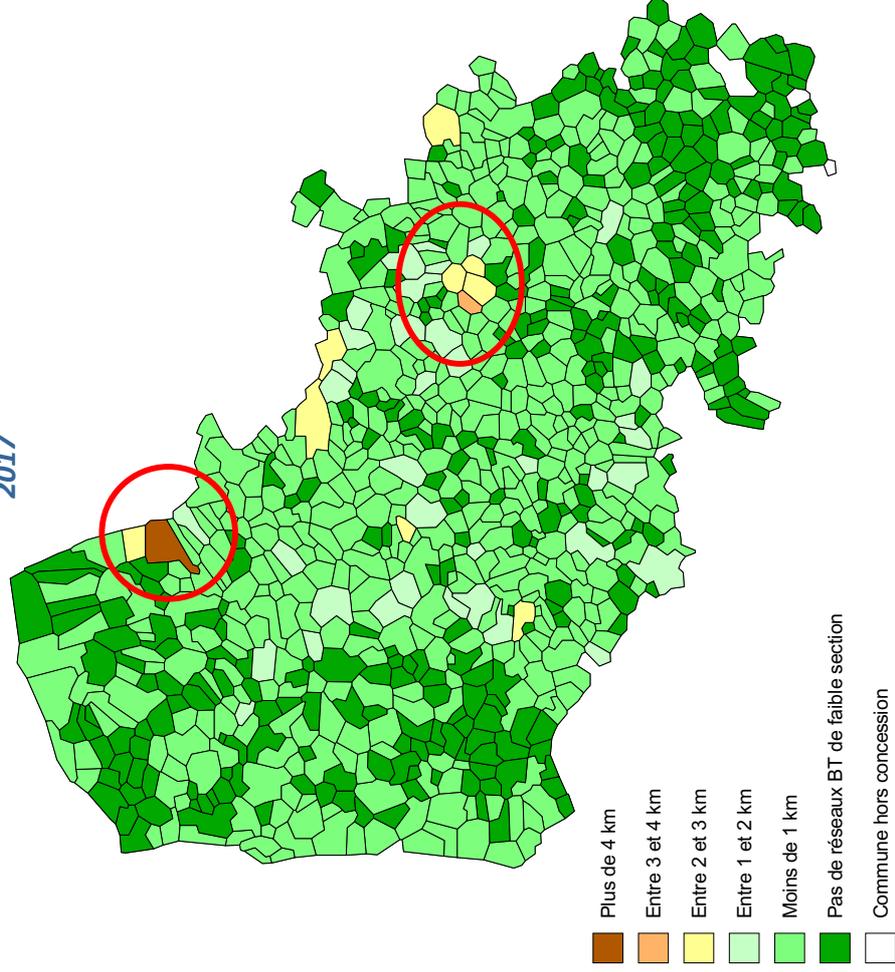


code insee	nom commune	longueur BT aérien nu (m)	Taux BT aérien nu
62193	CALAIS	46 277	14,3%
62498	LENS	44 980	24,1%
62510	LIEVIN	39 655	22,3%
62119	BETHUNE	31 611	22,0%
62427	HENIN-BEAUMONT	25 038	17,5%
62617	NOEUX-LES-MINES	24 904	34,6%
62473	ISBERGUES	22 971	37,2%
62413	HARNES	22 702	31,3%
62178	BRUAY-LA-BUISSIÈRE	20 098	13,7%
62215	CARVIN	19 774	19,3%
62186	BULLY-LES-MINES	19 461	23,4%
62083	BARLIN	18 422	40,8%
62826	LE TOUQUET-PARIS-PL	18 259	13,9%
62160	BOULOGNE-SUR-MER	17 375	10,3%
62065	AVION	16 589	17,0%

1.5 - Description du réseau BT

- Longueur de réseau BT de faible section
 - La commune d'Éperlecques a plus de 4 km de réseau BT de faible section sur son territoire. Le tableau ci-joint présente le top 15 des communes avec le plus de réseau de faible section.

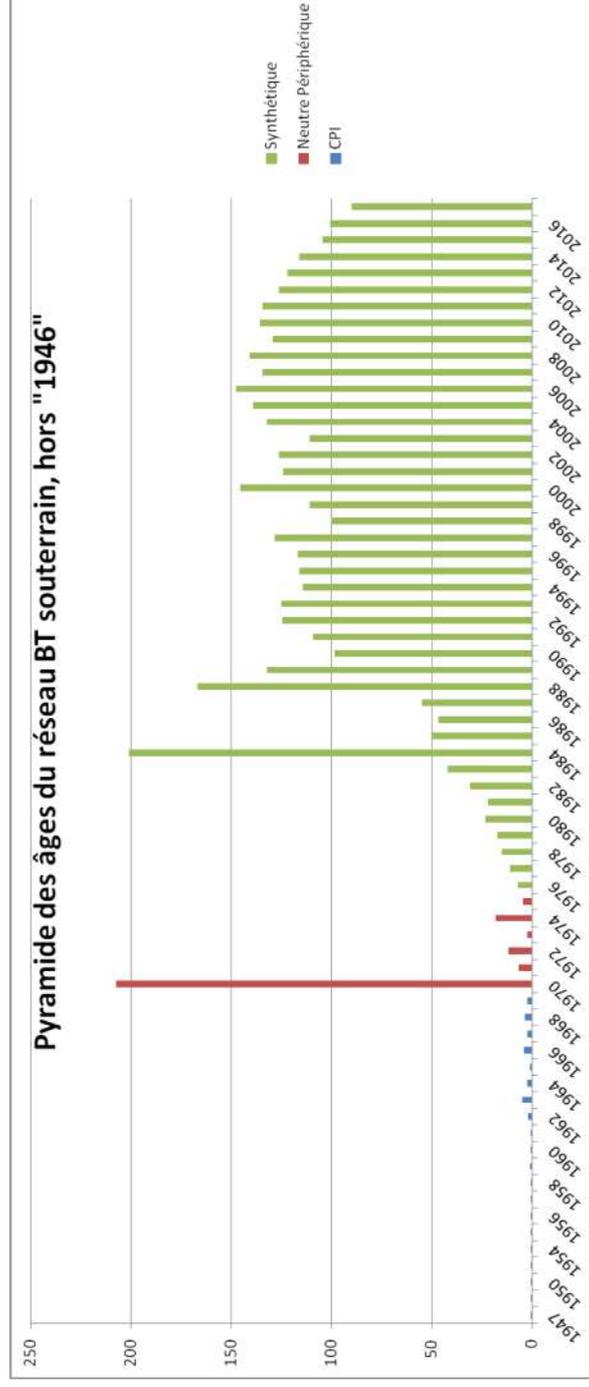
Linéaire de réseau BT en faible section par commune en 2017



INSEE	Commune	Linéaire de BT Faible section (m)
62297	Éperlecques	4 170
62083	Barlin	3 973
62617	Noeux-les-Mines	2 886
62737	Sains-en-Gohelle	2 721
62443	Hersin-Coupigny	2 719
62014	Aire-sur-la-Lys	2 620
62770	Saint-Venant	2 491
62453	Hézecques	2 485
62215	Carvin	2 152
62730	Ruminghem	2 135
62461	Huby-Saint-Leu	2 019
62048	Auchel	1 951
62473	Isbergues	1 800
62220	Cavron-Saint-Martin	1 753
62812	Thiembronne	1 647

1.5 - Description du réseau BT

- **Points sensibles du réseau BT: le réseau souterrain BT d'ancienne génération**
 - Le réseau souterrain de première génération (CPI ou Neutre périphérique) n'est pas identifié dans les bases techniques et sont identifiés par croisement des matériaux et dates de pose. Enedis estime les volumes de réseaux d'anciennes générations comme suit :
 - Câbles à Papier Imprégné (CPI) : réseau BT souterrain posé entre 1947 et 1969 inclus (26 km) + le réseau BT souterrain daté « 1946 » en Cuivre ainsi présumé CPI (68 km), soit un total de 93 km à fin 2017.
 - Câbles à Neutre Périphérique (NP) : réseau BT souterrain posé entre 1970 et 1975 inclus, soit 251 km. Cette valeur est probablement surévaluée par les câbles datés « 1970 » (qui représentent 207 km des 251 km présumés NP, cf. pyramide des âges ci-dessous) : on estime de ce fait ce volume composé à la fois de câbles NP mais également synthétiques (post-1976).



2 – Performance du réseau

2.1 - Analyse technique de la qualité de fourniture

- Respect du décret qualité

1- Continuité d'alimentation :

Un client est en dépassement au titre du Décret Qualité, en terme de continuité d'alimentation s'il subit :

- plus de 6 coupures longues (>3min),
- plus de 35 coupures brèves (1s et 3min),
- ou si son alimentation est interrompue plus de 13h.

Année	Clients HTA et BT en dépassement en nombre de coupures longues	Clients HTA et BT en dépassement sur la durée cumulée en coupures longues	Clients HTA et BT en dépassement sur le nombre de coupures brèves	% de clients HTA et BT en dépassement sur les différents critères
2013	3 886	9 146	2 336	1,88%
2014	175	7 326	0	0,99%
2015	1 392	6 954	0	1,06%
2016	5 248	9 001	0	1,81%
2017	975	16 848	0	2,27%

||| Respect du volet 1 du Décret Qualité car le pourcentage de clients en dépassement est inférieur à 5%.

2- Qualité de la tension :

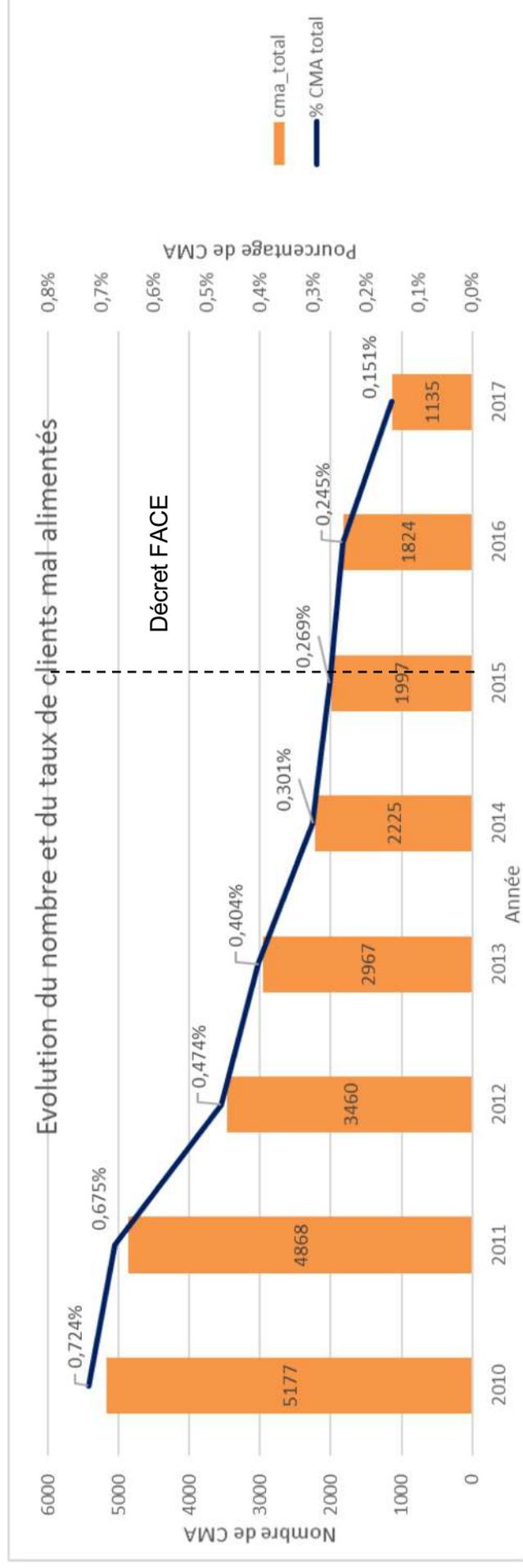
Un client BT est mal-alimenté si la tension à son point de livraison sort de la plage de variation à + ou - 10% de la tension nominale.

Clients BT mal-alimentés	2013	2014	2015	2016	2017
FDE	2 967	2 225	1 997	1 824	1 135
	0,40	0,30	0,27	0,24	0,15
	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre	Nombre
	%	%	%	%	%

||| Respect du volet 2 du Décret Qualité car le pourcentage de clients mal-alimentés est inférieur à 3%.

2.1 - Analyse technique de la qualité de fourniture

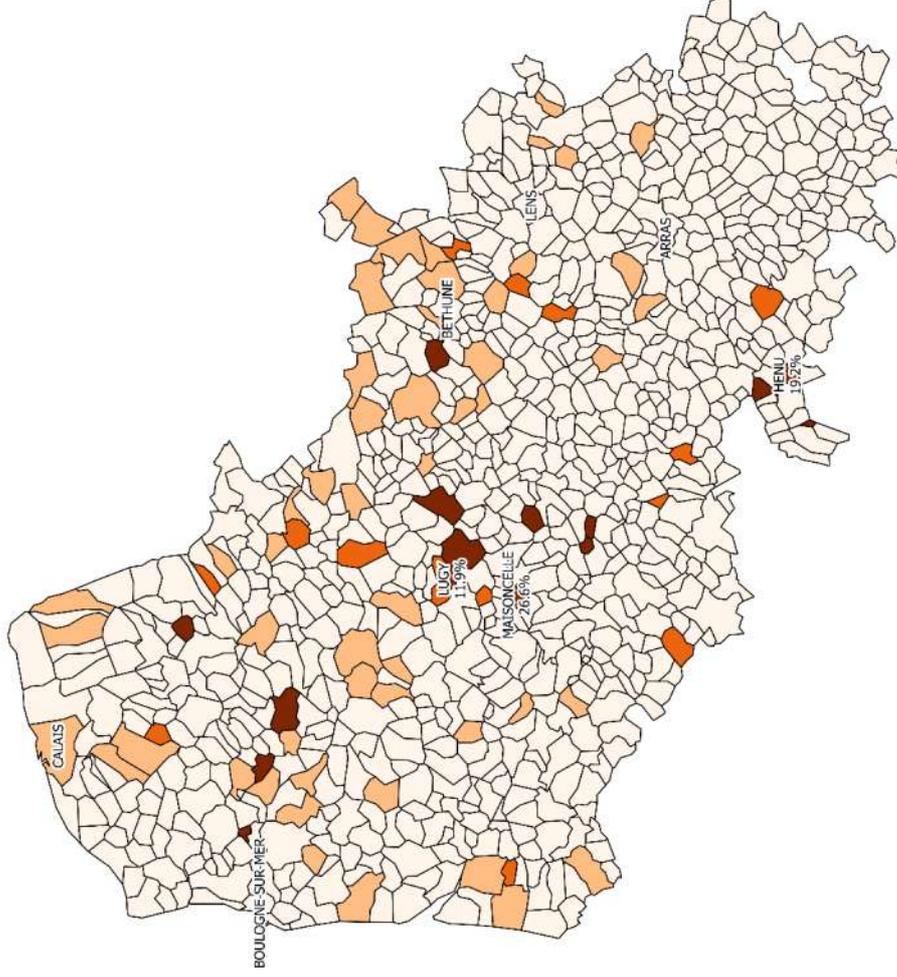
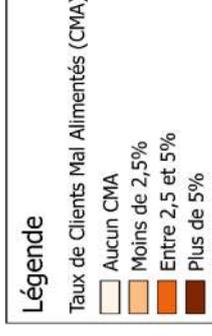
- Synthèse décret qualité, volet tenue de la tension
 - Le taux de CMA à respecter est de 3% à la maille d'un département;
 - Sur la concession, le taux de CMA en moyenne depuis 2011 est de 0,4%. **En 2017 ce taux s'élève à 0,15%**
 - Le nombre de CMA depuis 2011 est en baisse chaque année pour **atteindre en 2017 1 135 CMA**.



2.1 - Analyse technique de la qualité de fourniture

- Taux de CMA par commune

- En 2017: 16 communes ont un taux de CMA à plus de 5% (voir tableau et cartes)



code insee	nom commune	taux cma	nb cma
62541	MAISONCELLE	26,56%	17
62430	HENU	19,18%	14
62533	LUGY	11,94%	8
62678	QUESQUES	9,59%	28
62797	SIRACOURT	9,09%	11
62519	LISBOURG	9,00%	26
62814	THIEVRES	7,02%	4
62618	NORDAUSQUES	6,92%	34
62237	CONTEVILLE-LES-B	6,83%	14
62429	HENNEVEUX	6,52%	9
62877	WARLINCOURT-LE	6,52%	6
62101	BEAUVOIS	6,06%	4
62224	CHOCQUES	5,71%	77
62327	FEBVIN-PALFART	5,62%	15
62581	MONCHY-CAYEUX	5,30%	8
62370	GENNES-IVERGNY	5,00%	4

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

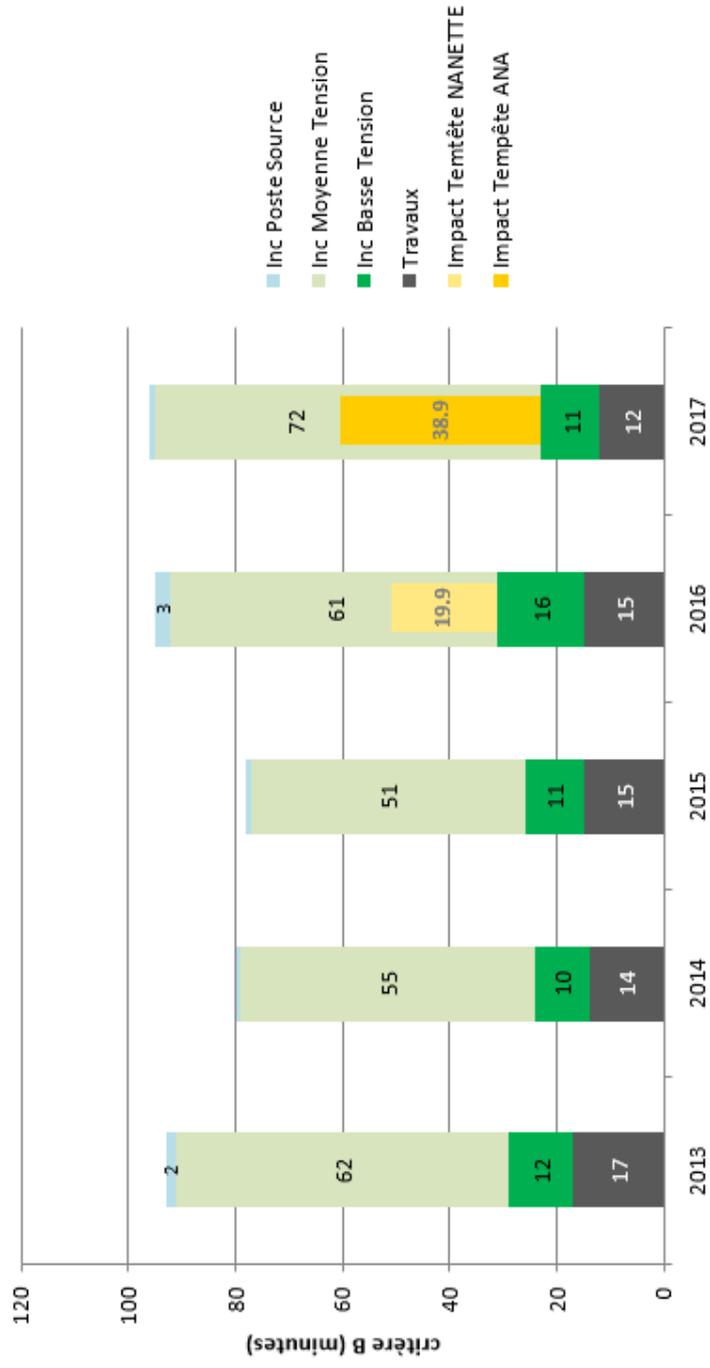
- Critère B: temps moyen de coupure
 - Analyse 2017:
 - Critère B HIX de 96 minutes en 2017 stable par rapport à 2016.
 - Le critère B est principalement dû aux incidents HTA qui représente 75% du critère B total en 2017.
 - Analyse sur la période:
 - Le critère B HIX moyen sur la période 2012 à 2017 est de 90 minutes
 - Les événements exceptionnels sont limités sur la période, ayant contribué à 6 minutes en 2012 et 2017.

Décomposition du critère B HIX et comparaison avec la moyenne nationale



2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Décomposition du critère B HIX hors RTE FDE62



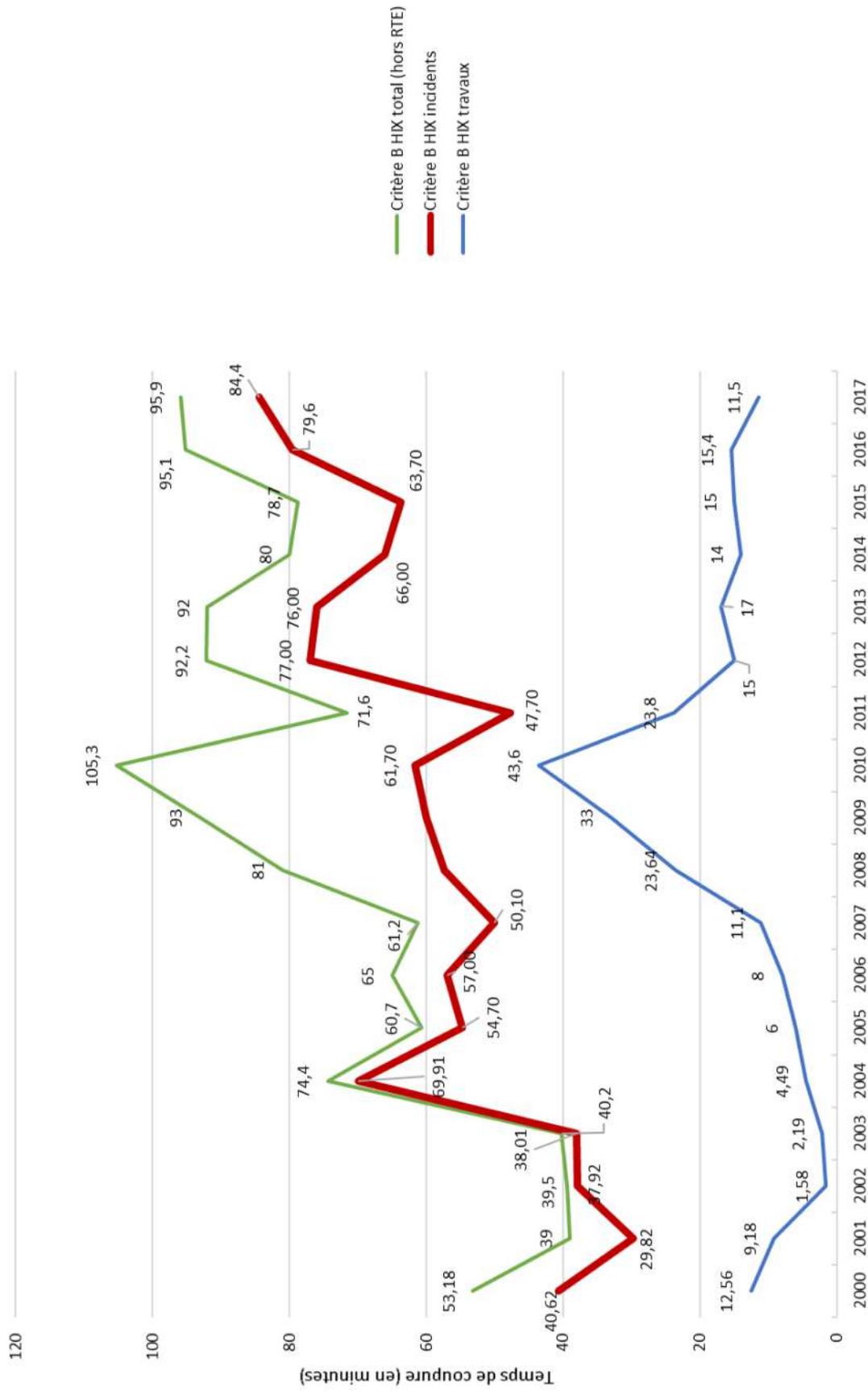
|||| Moyenne sur 5 ans (2013-2017) :

- B HIX hors RTE : 88 min
- B inc HTA : 60 min
- B Travaux: 15 min
- B inc BT : 12 min

|||| **C'est donc le critère B incident HTA qui définit la performance du réseau de la concession.**

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Evolution du critère B

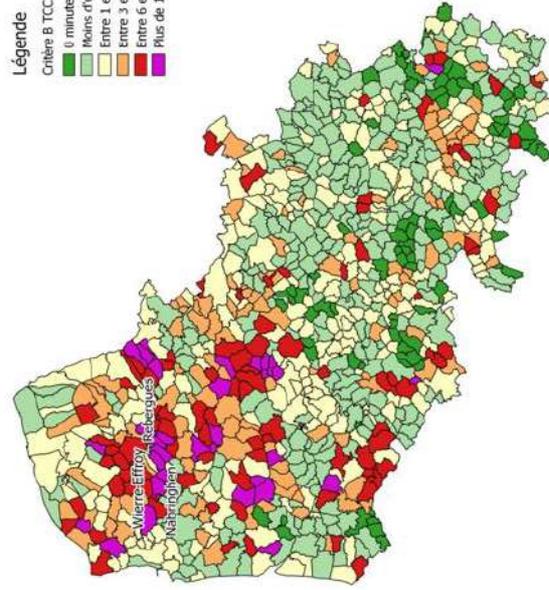


2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

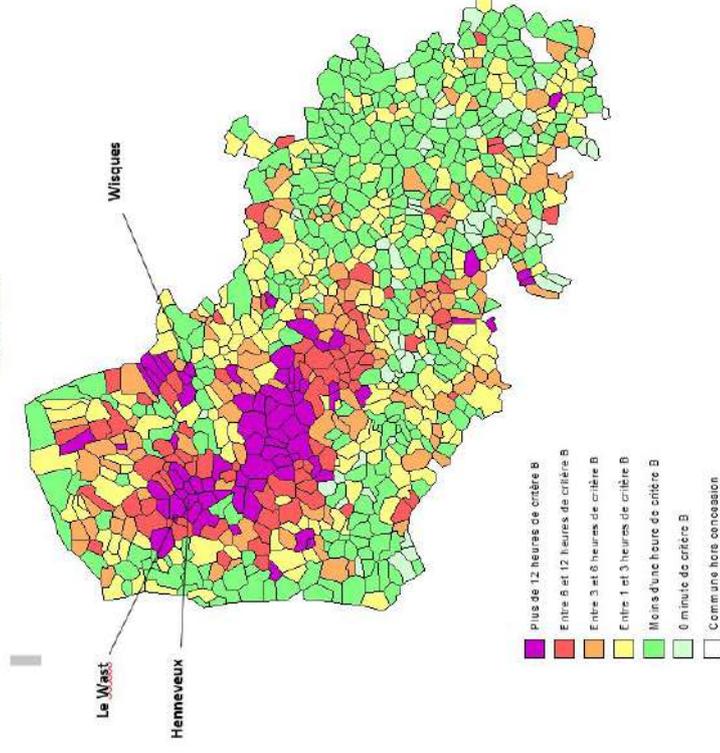
Durée moyenne de coupure sur incidents HTA et BT par commune : fortes disparités territoriales

- 26 communes à plus de 12 heures de critère B sur incidents en 2016, 71 communes en 2017
- 13 communes subissant plus de 7 heures de critère B deux années de suite (période 2015 et 2016), 43 communes en 2017
- Secteur Centre-Nord particulièrement affecté, ce qui apparaît par l'analyse des zones de desserte des postes sources (Lumbres, Desvres particulièrement affectés)

Critère B hors incidents exceptionnels
Exercice 2016



Critère B hors incidents exceptionnels
Exercice 2017



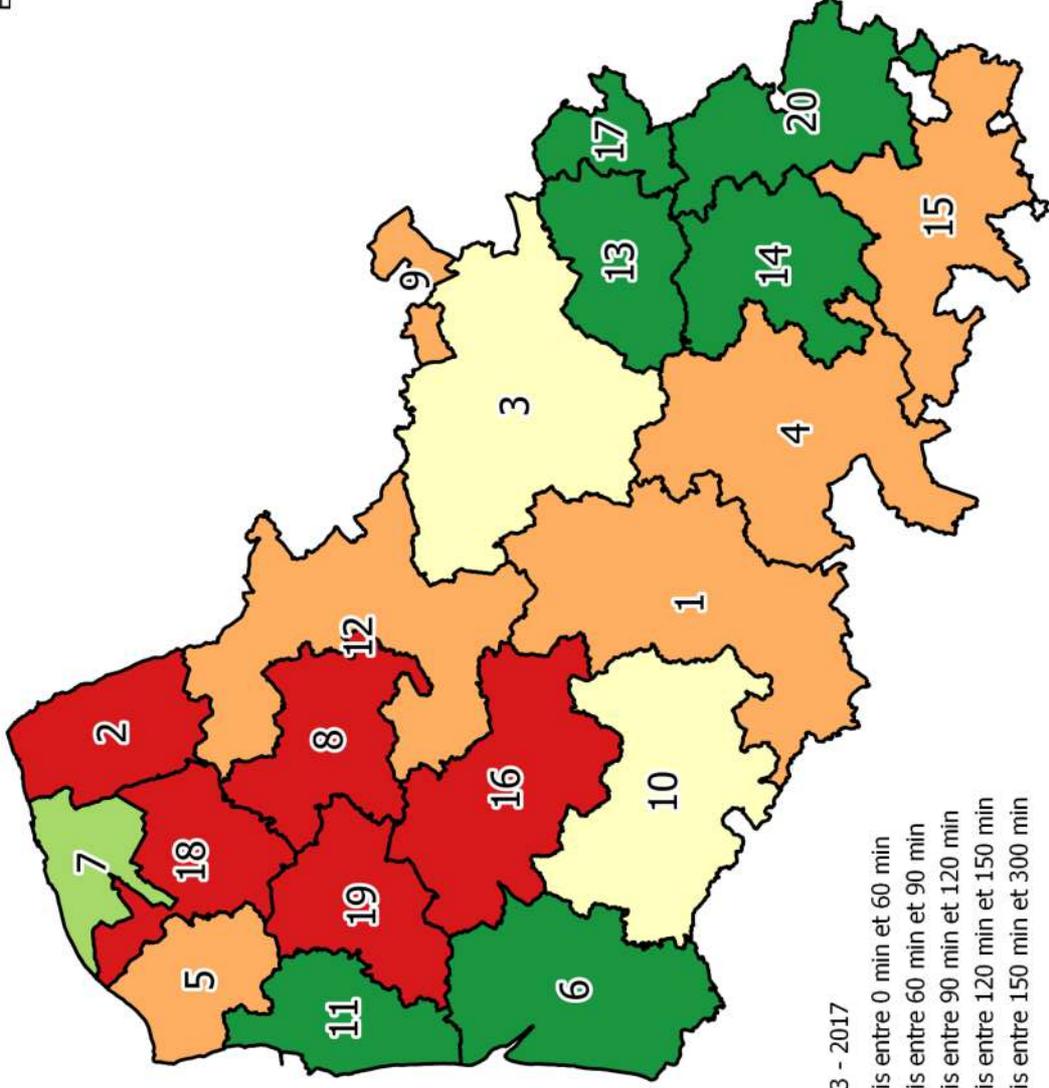
Nota Bene : les 3 communes indiquées sur la carte sont celles ayant atteint les critères B les plus élevés en 2016

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Qualité de fourniture – Critère B HIX Moyenne 2013-2017

EPCI :

- 1 - CC du Ternois : 147 min
- 2 - CC de la Région d'Audruicq : 154 min
- 3 - CA de Béthune-Bruay, Artois Lys Romane : 94 min
- 4 - CC des Campagnes de l'Artois : 134 min
- 5 - CC de la Terre des Deux Caps : 130 min
- 6 - CA des Deux Baies en Montreuillois : 58 min
- 7 - CA du Grand Calais Terres et Mers : 32 min
- 8 - CC du Pays de Lumbres : 209 min
- 9 - CC Flandre Lys : 128 min
- 10 - CC des 7 Vallées : 116 min
- 11 - CA du Boulonnais : 58 min
- 12 - CA du Pays de Saint Omer : 140 min
- 13 - CA de Lens-Liévin : 47 min
- 14 - CU d'Arras : 55 min
- 15 - CC du Sud Artois : 121 min
- 16 - CC du Haut Pays du Montreuillois : 283 min
- 17 - CA d'Hénin-Carvin : 42 min
- 18 - CC du Pays d'Opale : 156 min
- 19 - CC de DESVRES-SAMER : 188 min
- 20 - CC d'Osartis Marquion : 55 min

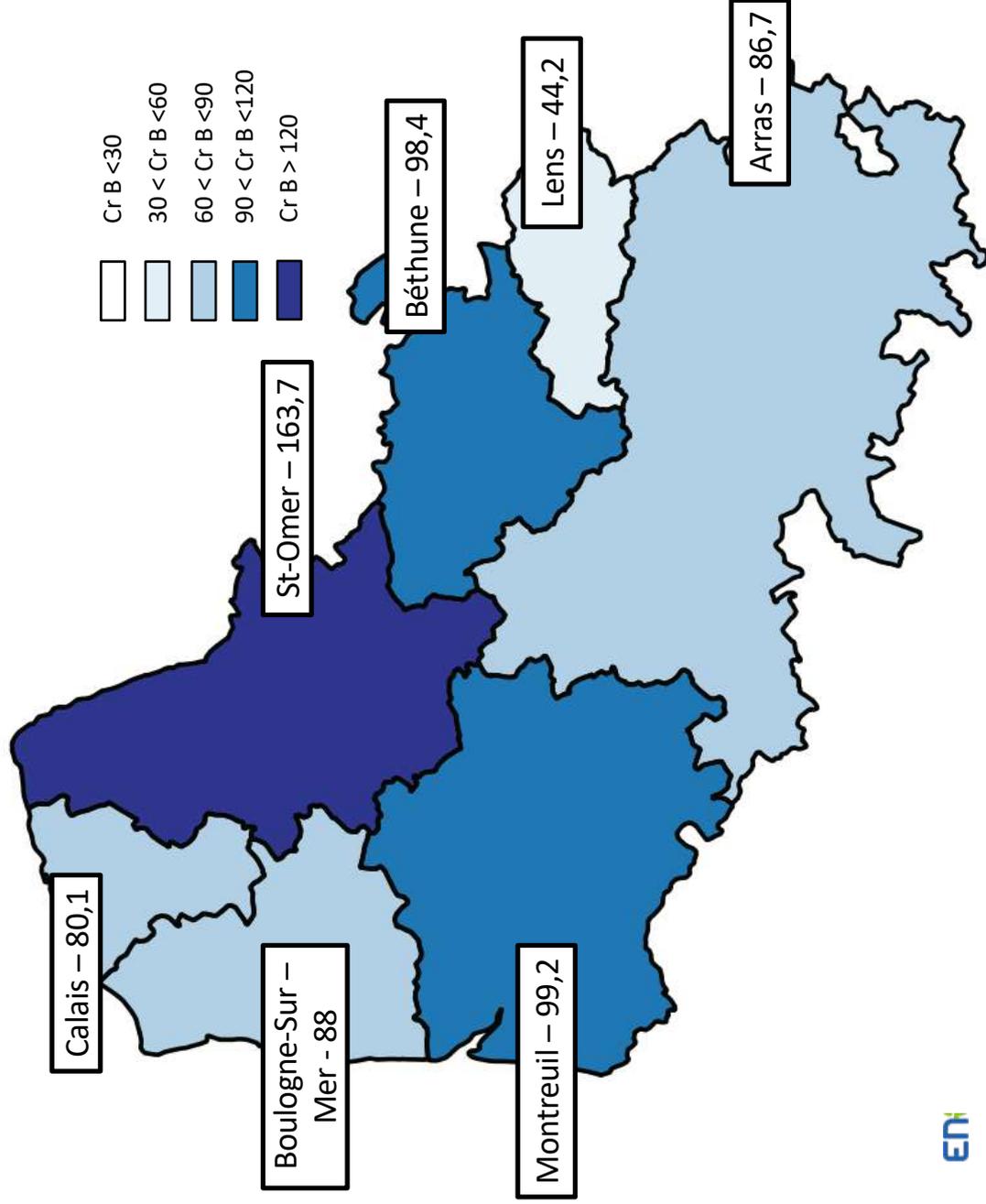


Critère B HIX Moyen 2013 - 2017

- Critère B HIX compris entre 0 min et 60 min
- Critère B HIX compris entre 60 min et 90 min
- Critère B HIX compris entre 90 min et 120 min
- Critère B HIX compris entre 120 min et 150 min
- Critère B HIX compris entre 150 min et 300 min

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Critère B HIX hors RTE moyen sur 5 ans (2013-2017)
par arrondissement



||| Un critère B HIX hors RTE moyen sur 5 ans très variable selon les arrondissements

||| Deux arrondissements se démarquent en particuliers :

- ||| Lens, avec un critère B HIX hors RTE moyen <45 minutes (*tendance baissière*)
- ||| St-Omer, avec un critère B HIX hors RTE moyen >150 minutes (*tendance haussière du B incident HTA*)

Détail des évolutions du critère B/arrondissement en annexe

Analyse de la continuité de fourniture

Critère B HIX Incidents – Analyse spécifique Villes

<i>Critère B incidents BT</i>			
	2015	2016	2017
Arras	8,8 min	23,7 min	2,8 min
Béthune	27,8 min	15,7 min	7,1 min
Boulogne-sur-Mer	18,4 min	51,3 min	11,7 min
Calais	16,5 min	26,9 min	12,6 min
Hénin-Beaumont	7,3 min	27,7 min	7,2 min
Le Touquet	10,2 min	18,6 min	11,3 min
Lens	6,5 min	3,9 min	7,1 min
Liévin	12,3 min	15,8 min	19,8 min

<i>Critère B incidents HTA</i>			
	2015	2016	2017
Arras	4,1 min	11,9 min	11,7 min
Béthune	23,3 min	45,2 min	12,4 min
Boulogne-sur-Mer	27,1 min	34,6 min	8,1 min
Calais	26,3 min	32,9 min	23,3 min
Hénin-Beaumont	3,0 min	5,3 min	8,1 min
Le Touquet	0,0 min	84,6 min	28,3 min
Lens	31,3 min	6,2 min	19,0 min
Liévin	24,3 min	5,9 min	18,4 min

<i>Critère B incidents global</i>			
	2015	2016	2017
Arras	12,8 min	35,6 min	14,5 min
Béthune	51,1 min	60,9 min	19,5 min
Boulogne-sur-Mer	45,5 min	85,9 min	19,9 min
Calais	42,8 min	59,7 min	36,3 min
Hénin-Beaumont	10,2 min	33,0 min	24,5 min
Le Touquet	10,2 min	103,2 min	39,6 min
Lens	37,9 min	10,1 min	26,0 min
Liévin	36,6 min	21,8 min	38,2 min

Analyse de la continuité de fourniture

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de client subissant plus de 3 heures de coupures sur incidents HTA HIX	65 772	68 009	54 848	55 469	68 038	62 395
Taux de client subissant plus de 3 heures de coupures sur incidents HTA HIX	9,0%	9,2%	7,4%	7,5%	9,1%	8,3%

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de clients subissant plus de 6 CL sur incidents HTA HIX	323	2 512	0	0	4 462	489
Taux de clients subissant plus de 6 CL sur incidents HTA HIX	0,04%	0,34%	0,00%	0,00%	0,60%	0,06%

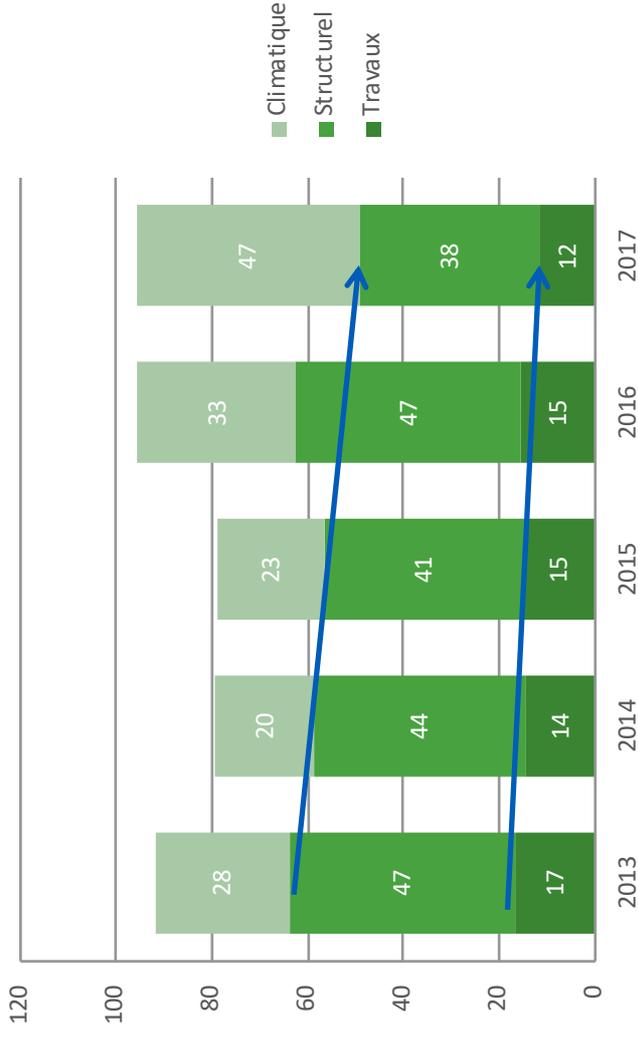
Analyse de la continuité de fourniture

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de client subissant plus de 70 CTB sur incidents HTA HIX	4 439	0	0	0	0	0
Taux de client subissant plus de 70 CTB sur incidents HTA HIX	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de client subissant plus de 30 CB sur incidents HTA HIX	0	?	0	0	0	0
Taux de client subissant plus de 30 CB sur incidents HTA HIX	0,0%	?	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Evolution du B HIX (hors RTE) structurel et climatique – FDE 62



|||| Réduction du B structurel* : on passe de 47 min de temps de coupure lié à la performance du réseau en 2013 à 38 min en 2017

|||| Augmentation du B climatique** : on passe de 28 min à 47 min entre 2013 et 2017.

|||| Le B travaux est de mieux en mieux maîtrisé pour approcher les 10 min de temps de coupure.

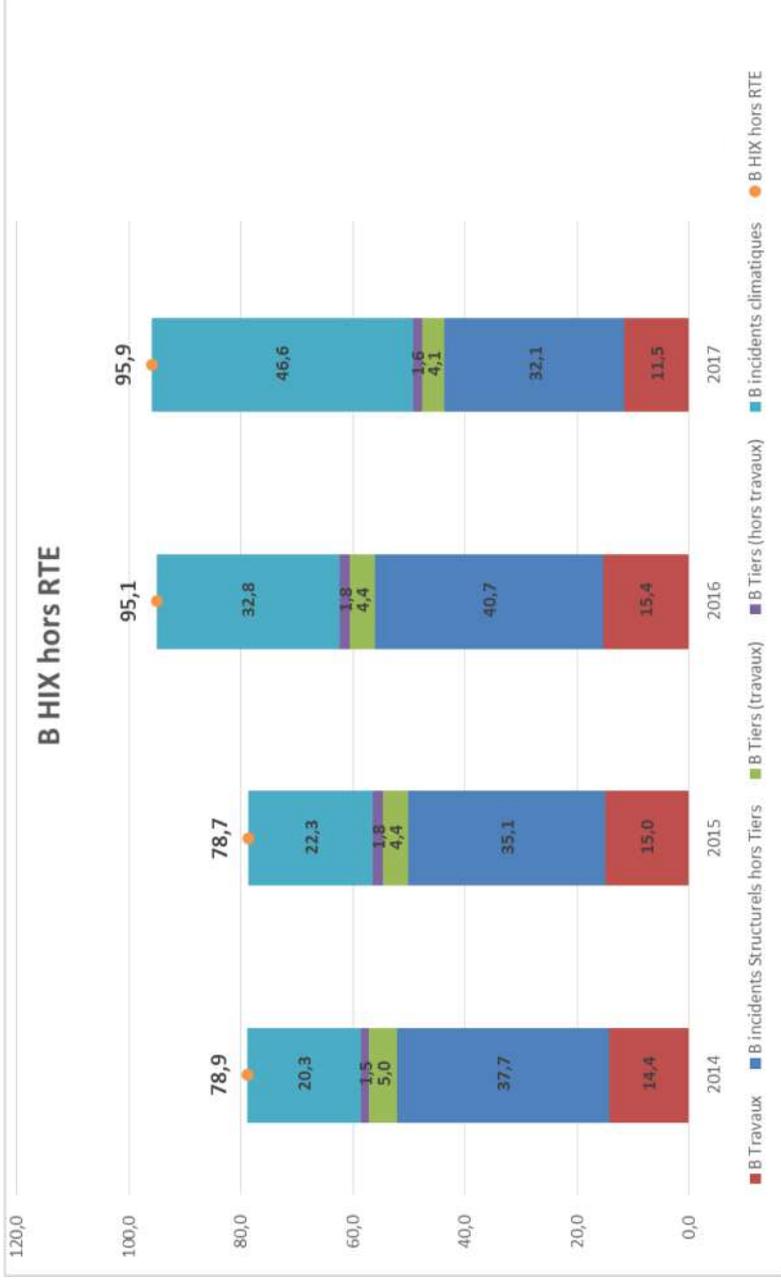
*Le critère B structurel correspond à l'impact des incidents survenus hors épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.

**Le critère B climatique est le complément du structurel : il correspond à l'impact des incidents survenus lors d'épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Evolution du critère B depuis 2014

Avec distinction
« B Tiers »



Année	B Travaux	B incidents Structurels hors Tiers	B Tiers (travaux)	B Tiers (hors travaux)	B incidents climatiques
2014	14,4	37,7	5,0	1,5	20,3
2015	15,0	35,1	4,4	1,8	22,3
2016	15,4	40,7	4,4	1,8	32,8
2017	11,5	32,1	4,1	1,6	46,6

2.2 - Analyse technique de la qualité de fourniture

Décomposition du critère B: temps moyen de coupure des incidents HTA

- En 2017, les réseaux HTA aériens contribuent à plus de 70% du temps de coupure sur incidents HTA (taux d'enfouissement HTA = 49%);
- Sur la période 2010 – 2017: Les réseaux aériens sont le siège de 37% des incidents et les réseaux souterrains sont le siège de 28% des incidents sur la période;
- Les réseaux souterrains HTA CPI représentent 8% des réseaux souterrains mais 45% du temps de coupure sur réseau souterrain (6 minutes en moyenne par an)

Décomposition du critère B inc HTA HIX de la concession



2.2 - Analyse technique de la qualité de fourniture

Décomposition du critère B: temps moyen de coupure des incidents HTA

Les causes climatiques des sièges: aérien, poste HTA/BT, et sans siège, génèrent en moyenne chaque année 28 min de coupure sur la concession.

On note un progrès majeur sur la part structurelle du B inc HTA:

- Baisse de 2.4min générée par l'aérien
- Baisse de 5.3min générée par le souterrain
- Baisse de 1min générée par les postes

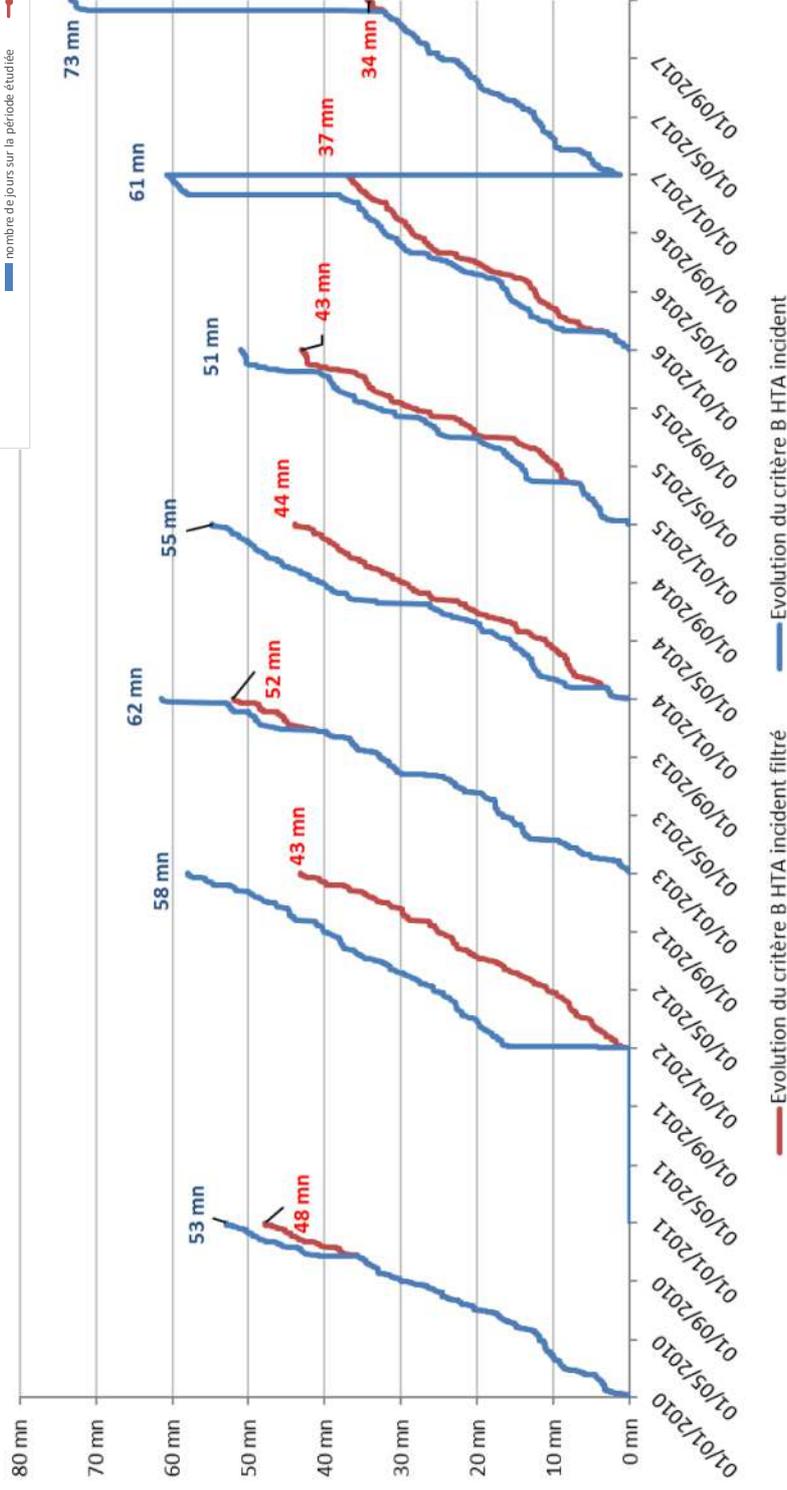
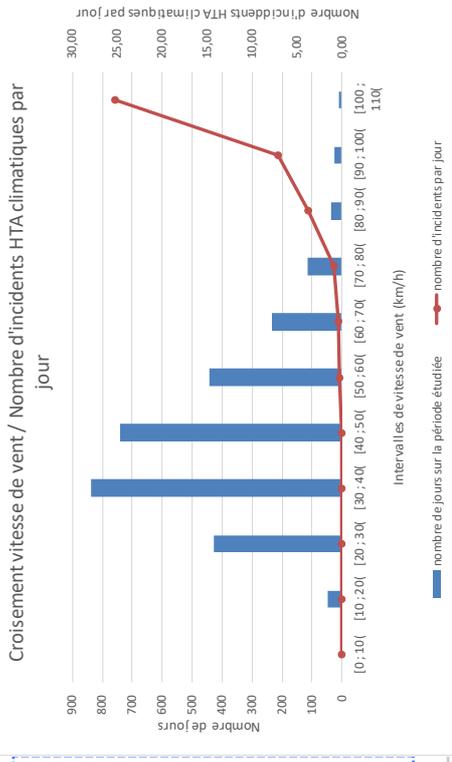
Les temps de coupure générés par les incidents liés au réseau HTA sont dus aux différentes familles de causes recensées dans le tableau ci-dessous :



2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Constitution du critère B incidents HTA : climatique

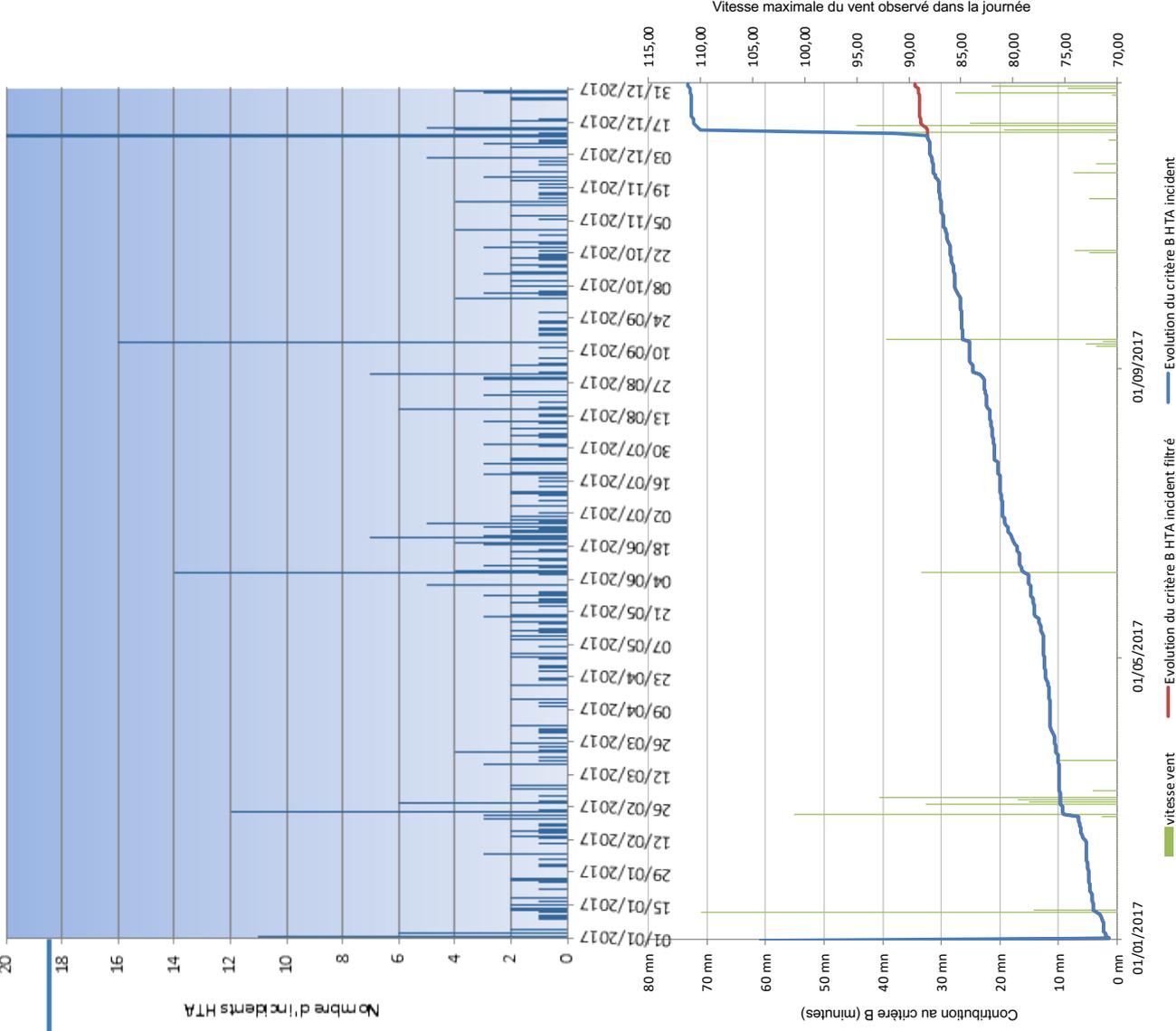
- Evolution du Critère B filtré des jours dont le critère B est de plus de 3 minutes de la concession sur incident HTA HIX - certains incidents importants contribuent de façon importante au critère B : évènements climatiques et impacts importants en cas de multi-incidents
- Le critère B « filtré » est entre 50 et 35 minutes, dans une tendance à l'amélioration ces dernières années
- Le nombre d'incidents augmente significativement à partir de 80-90 km/h.



2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

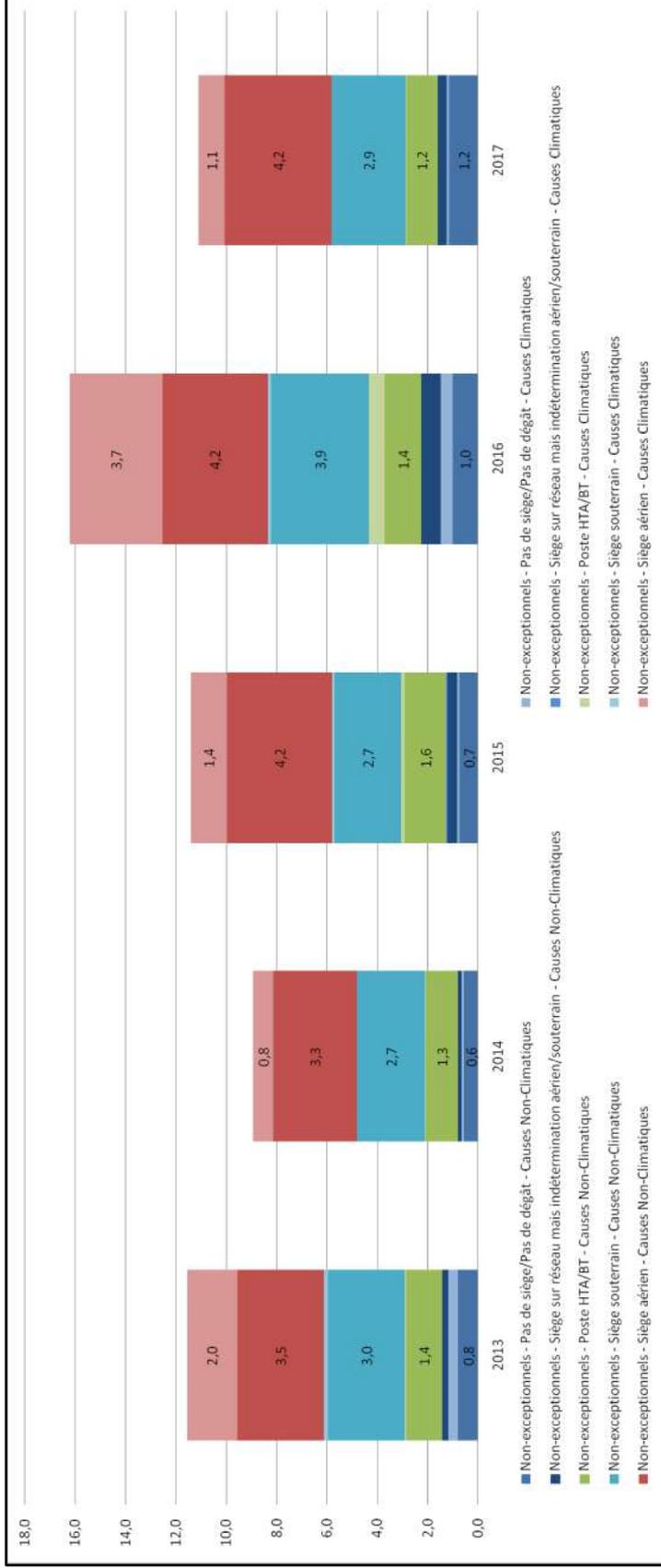
Constitution du critère B incidents HTA : climatique – exemple de 2017

- Les événements de décembre 2017 ont contribué majoritairement au critère B HTA (tempête Ana)
- 32 incidents le 10 décembre et 53 incidents le 11 décembre
- Ces épisodes multi-incidents sont les plus impactants
- Les épisodes avec des vents supérieurs à 70 km/h ont été générateurs de plus de 5 coupures, avec des impacts sur le temps de coupure variables
- Épisodes hors aléa vent : exemple 2 minutes de critère B les 29 et 30 août associés à un épisode orageux



2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Décomposition du critère B: temps moyen de coupure des incidents BT



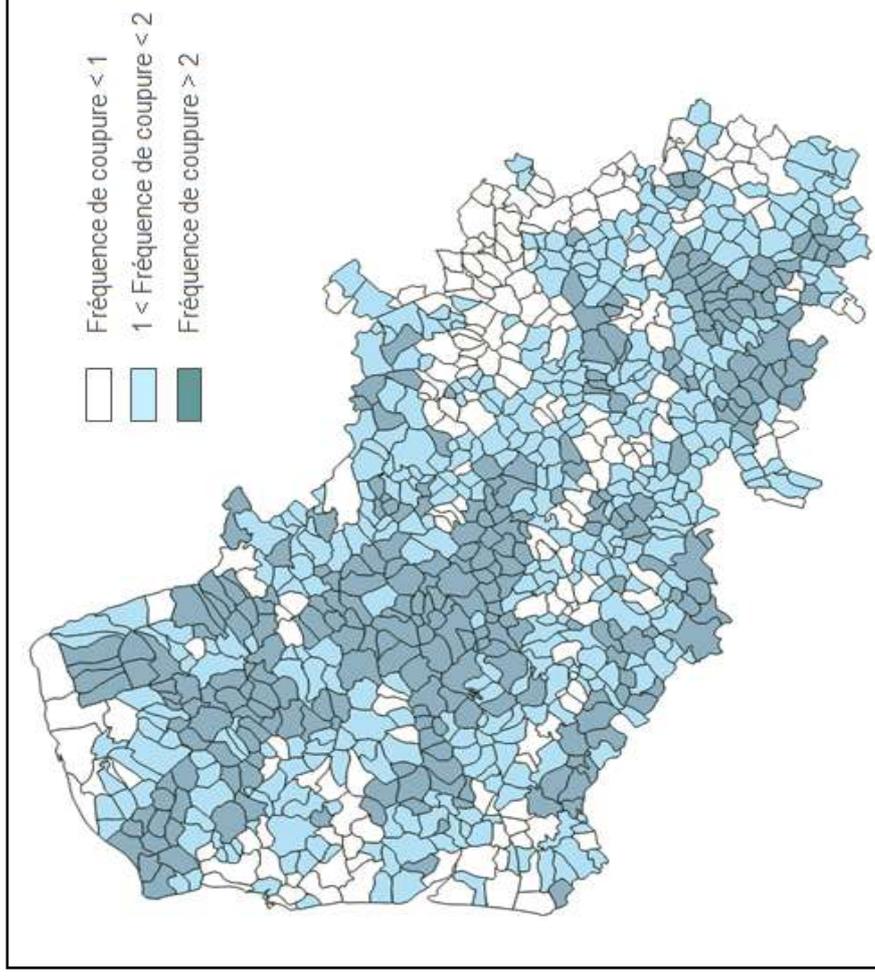
||| Chaque année les causes internes, les causes climatiques et les tiers impactent le réseau BT de la concession.

||| Toutefois, on observe moins de variation de temps de coupure généré par ce patrimoine d'année en année.

Famille de cause	2013	2014	2015	2016	2017
Climatique	23%	19%	19%	9%	28%
Elagage	2%	1%	2%	4%	4%
Externe	4%	4%	3%	7%	2%
Interne	63%	67%	72%	43%	50%
Tiers	8%	9%	4%	37%	16%

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Fréquence de coupure longues



Année	Fréquence CL incidents HTA TCC sur les clients BT	Fréquence CL incidents HTA TCC sur les clients BT
	Concession	National
2013	0,85	0,68
2014	0,81	0,55
2015	0,73	0,55
2016	0,78	0,51
2017	0,78	0,60

||| La fréquence de coupures longues HTA par client reste relativement stable autour des 0.79 coupure/clients/an.

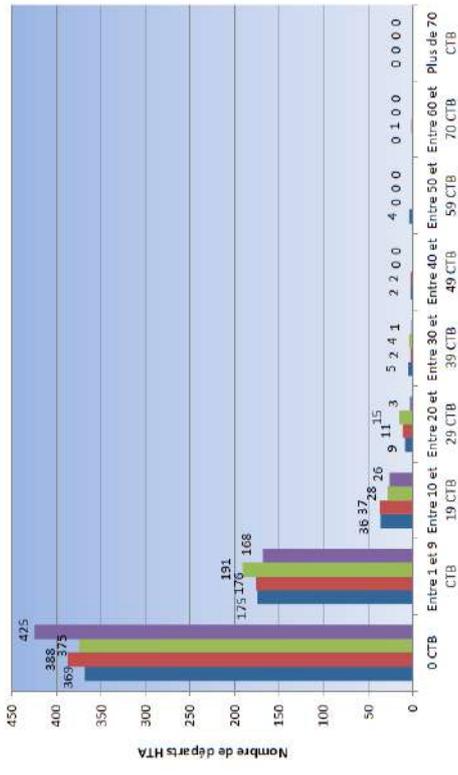
||| La fréquence de coupures de la FDE 62 est supérieure à celle Nationale.

2.2 - Analyse technique de la continuité de fourniture

Fréquence de coupure très brèves

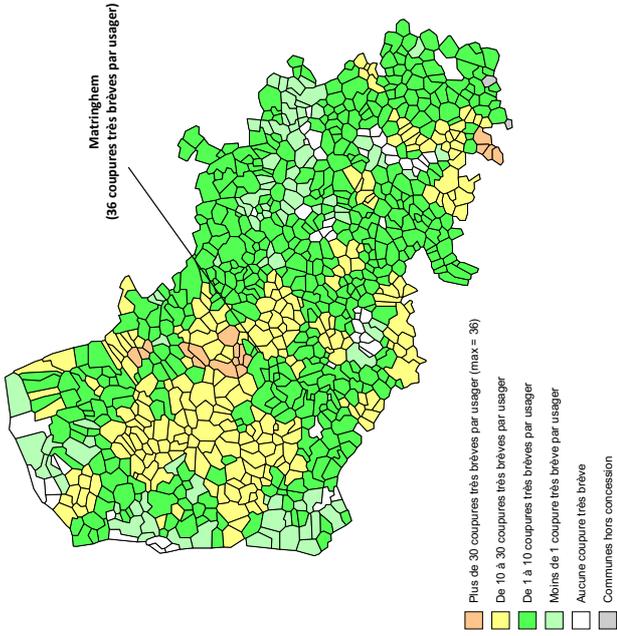
- Coupures très brèves non prises en compte pour les indicateurs généralement présentés (décret qualité, CRAC...) : impact potentiel pour l'activité économique notamment
- Fréquence de coupures très brèves par usagers importante dans certains secteurs (centre Nord et Ouest)
- Peu de départements présentant un nombre important de coupures très brèves

Évolution du volume de départements HTA subissant des coupures très brèves par plage de coupures très brèves



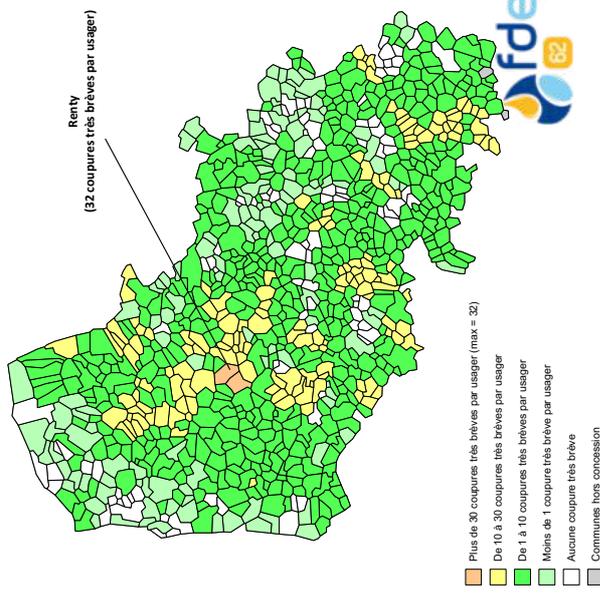
Fréquence de coupure CTB 2016

Exercice 2016



Fréquence de coupure CTB 2017

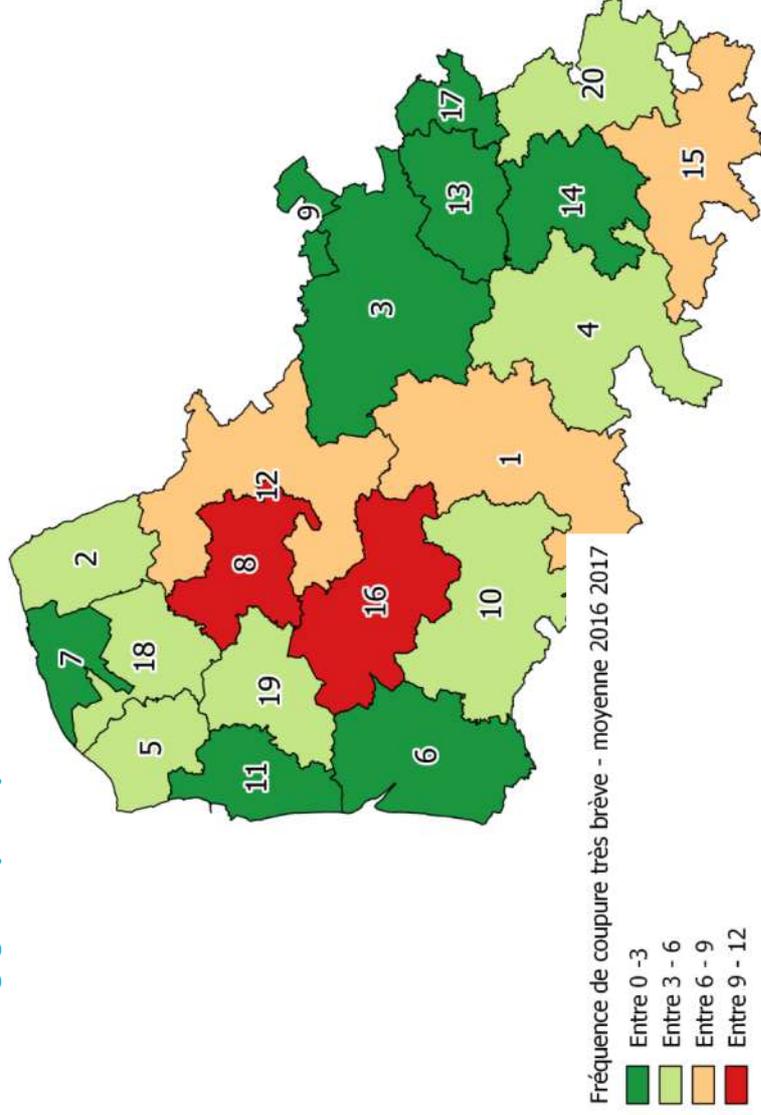
Exercice 2017



2.2 - Analyse technique de la qualité de fourniture

Fréquence de coupures très brèves – Moyenne 2016-2017

Le traitement de cette situation se trouve plus dans une politique d'élagage adaptée que dans des Investissements



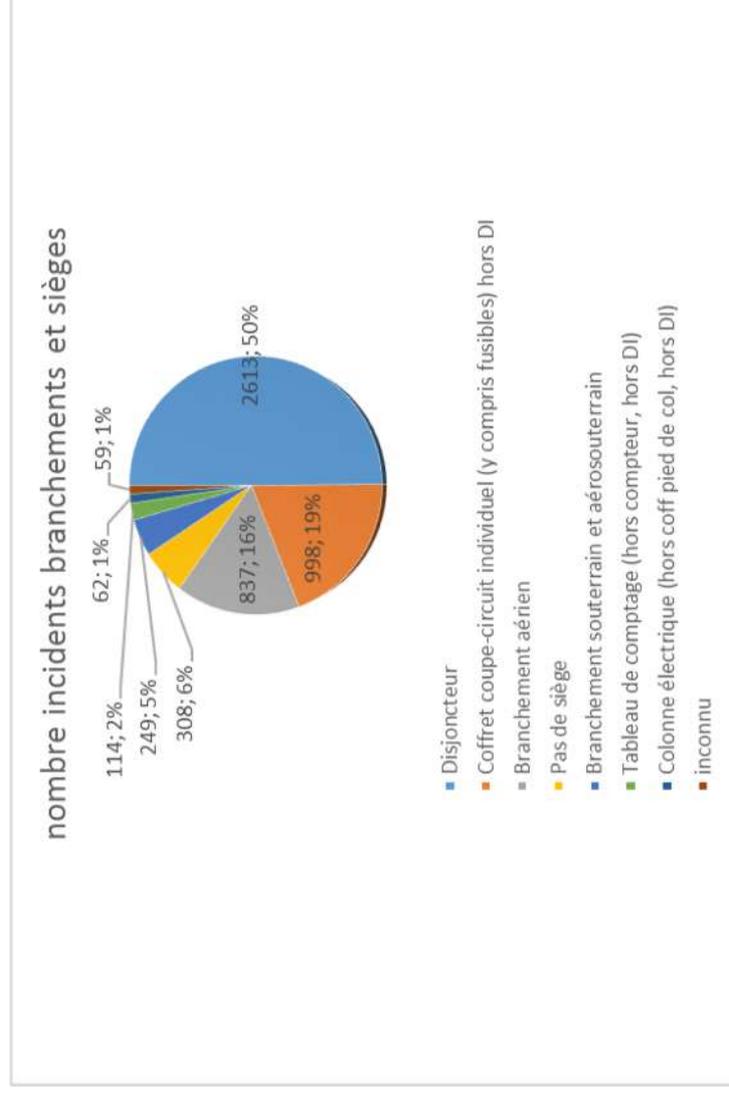
EPCI

- 1 - CC du Ternois
- 2 - CC de la Région d'Audruicq
- 3 - CA de Béthune-Bruay, Artois Lys Romane
- 4 - CC des Campagnes de l'Artois
- 5 - CC de la Terre des Deux Caps
- 6 - CA des Deux Baies en Montreuillois
- 7 - CA du Grand Calais Terres et Mers
- 8 - CC du Pays de Lumbres
- 9 - CC Flandre Lys
- 10 - CC des 7 Vallées
- 11 - CA du Boulonnais
- 12 - CA du Pays de Saint Omer
- 13 - CA de Lens-Liévin
- 14 - CU d'Arras
- 15 - CC du Sud Artois
- 16 - CC du Haut Pays du Montreuillois
- 17 - CA d'Hénin-Carvin
- 18 - CC du Pays d'Opale
- 19 - CC de DESVRES-SAMER
- 20 - CC d'Osartis Marquion

2.2 - Analyse technique de la qualité de fourniture

Analyse des incidents sur branchement

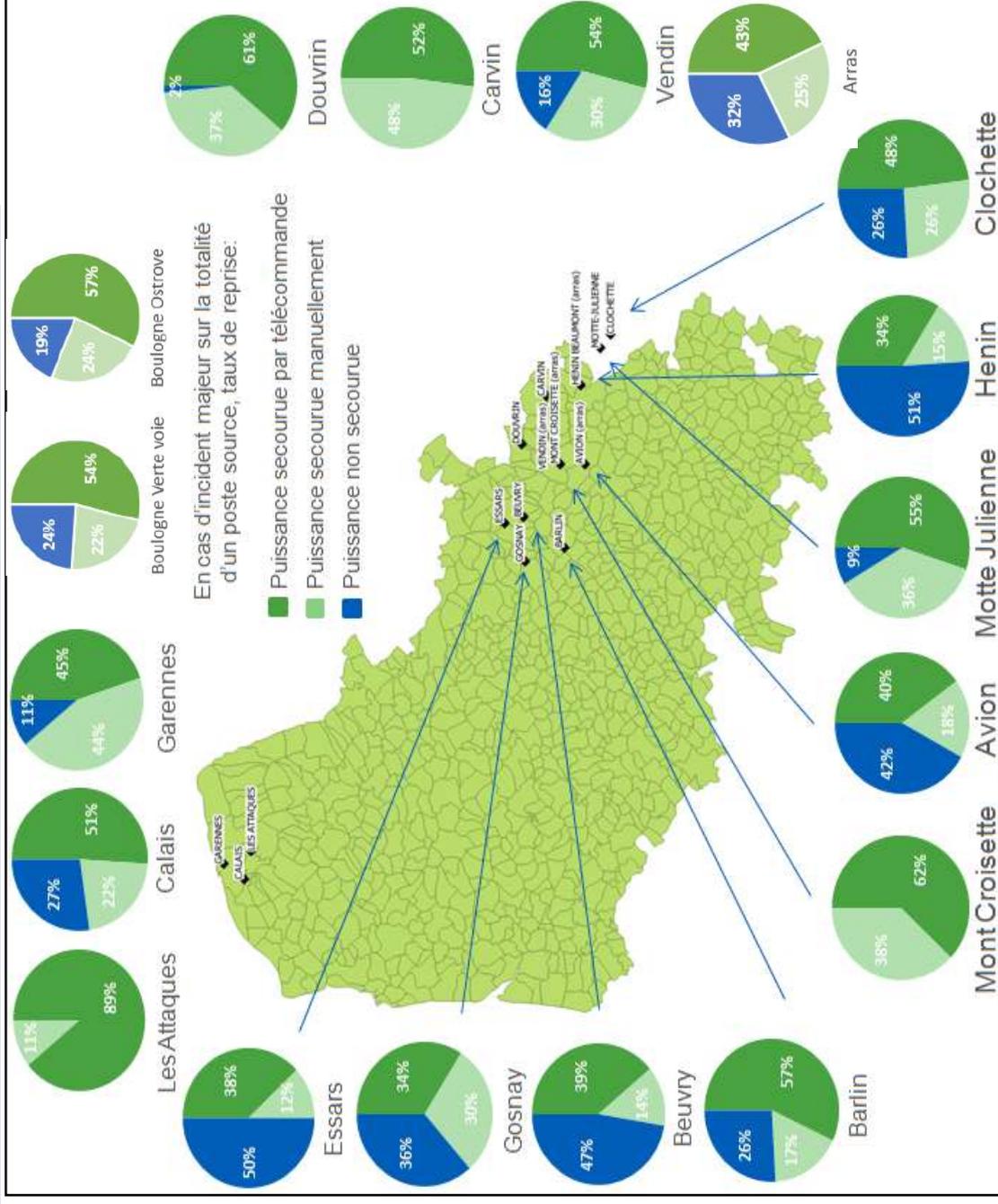
- Les incidents branchement ne sont pas comptabilisés dans le calcul du critère B total, néanmoins la part de ces incidents dans le critère B est de l'ordre de 1,7 minute sur l'année 2017 (les branchements collectifs n'étant cependant comptés que pour un usager)
- En 2017, le principal siège des incidents branchements est le disjoncteur (50%).



3 – Analyse technique du réseau

3.1 - Analyse technique des postes source

- Zoom sur :
 - 15 Postes sources ZUD
 - 3 postes complémentaires (alimentation de Boulogne et Arras)
- Travaux de sécurisation sur : Henin, Avion, Essars, Gosnay et Clochette.
- Taux de reprise global (moyens de reprise manuels ou télécommandés de la puissance du PS) des 15 postes sources ZUD est de 74%, dont 48% grâce aux télécommandes



3.2 - Analyse technique du réseau HTA

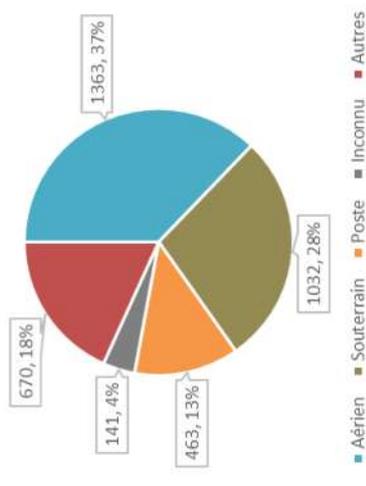
- **Fiabilité des ouvrages HTA**

- L'analyse des sièges et des causes des incidents HTA illustre que les réseaux aériens sont le premier siège de défaillance (environ 37% du nombre d'incidents toutes causes confondues et près de 51% en contribution au temps de coupure)
- Le deuxième siège est le réseau souterrain avec 28% du nombre d'incidents et 22% en contribution au temps de coupure dont 20% liés à la défaillance des ouvrages.

Répartition du nombre d'incidents HTA par siège et par cause Toutes années disponibles	Siège							Tous sièges confondus	
	Aérien		Poste		Souterrain		Autres		Inconnu
					CPI				
Climatique	17,5%	1,3%	0,0%	0,2%	0,0%	0,2%	5,2%	0,3%	24,5%
Défaillance des ouvrages	12,0%	9,1%	7,2%	12,9%	4,0%	1,7%	4,0%	1,7%	46,9%
Tiers	4,1%	1,3%	1,0%	5,8%	0,5%	0,2%	0,5%	0,2%	13,0%
Exploitation	2,1%	0,2%	0,1%	0,1%	1,0%	0,9%	1,0%	0,9%	4,2%
Autres	0,4%	0,4%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	1,3%
Inconnue	1,3%	0,5%	0,0%	0,7%	6,8%	0,8%	6,8%	0,8%	10,1%
Toutes causes confondues	37,4%	12,7%	8,3%	20,0%	17,7%	3,9%	17,7%	3,9%	100,0%

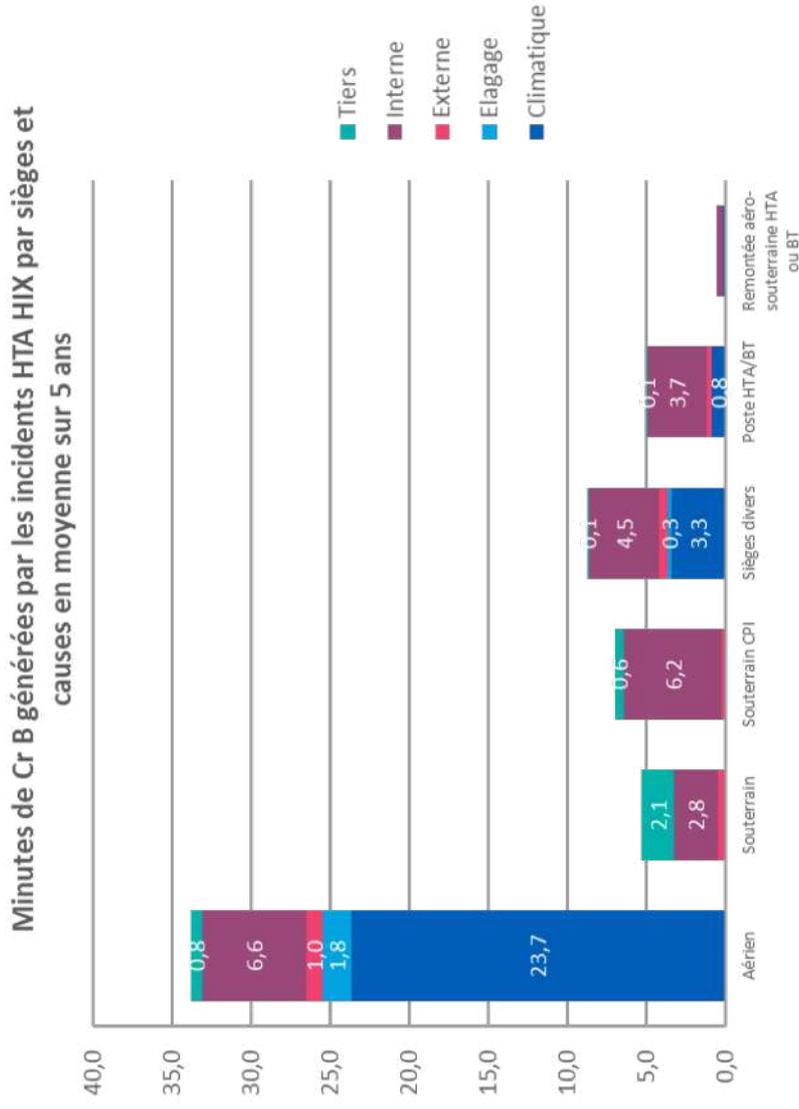
Répartition du NITTI des incidents HTA par siège et par cause Toutes années disponibles	Siège							Tous sièges confondus	
	Aérien		Poste		Souterrain		Autres		Inconnu
					CPI				
Climatique	35,1%	1,4%	0,0%	0,3%	0,0%	0,3%	5,1%	0,2%	42,1%
Défaillance des ouvrages	10,8%	8,1%	6,1%	10,6%	1,5%	0,9%	1,5%	0,9%	38,0%
Tiers	3,4%	0,9%	0,8%	3,9%	0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	9,3%
Exploitation	2,4%	0,1%	0,0%	0,1%	0,9%	0,6%	0,9%	0,6%	4,1%
Autres	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,0%	0,2%	0,0%	0,9%
Inconnue	0,9%	0,2%	0,0%	0,5%	3,5%	0,4%	3,5%	0,4%	5,6%
Toutes causes confondues	52,9%	10,9%	7,1%	15,6%	11,4%	2,2%	11,4%	2,2%	100,0%

Répartition des incidents HTA par siège, 2010-2017



3.2 - Analyse technique du réseau HTA

Causes et Sièges des incidents



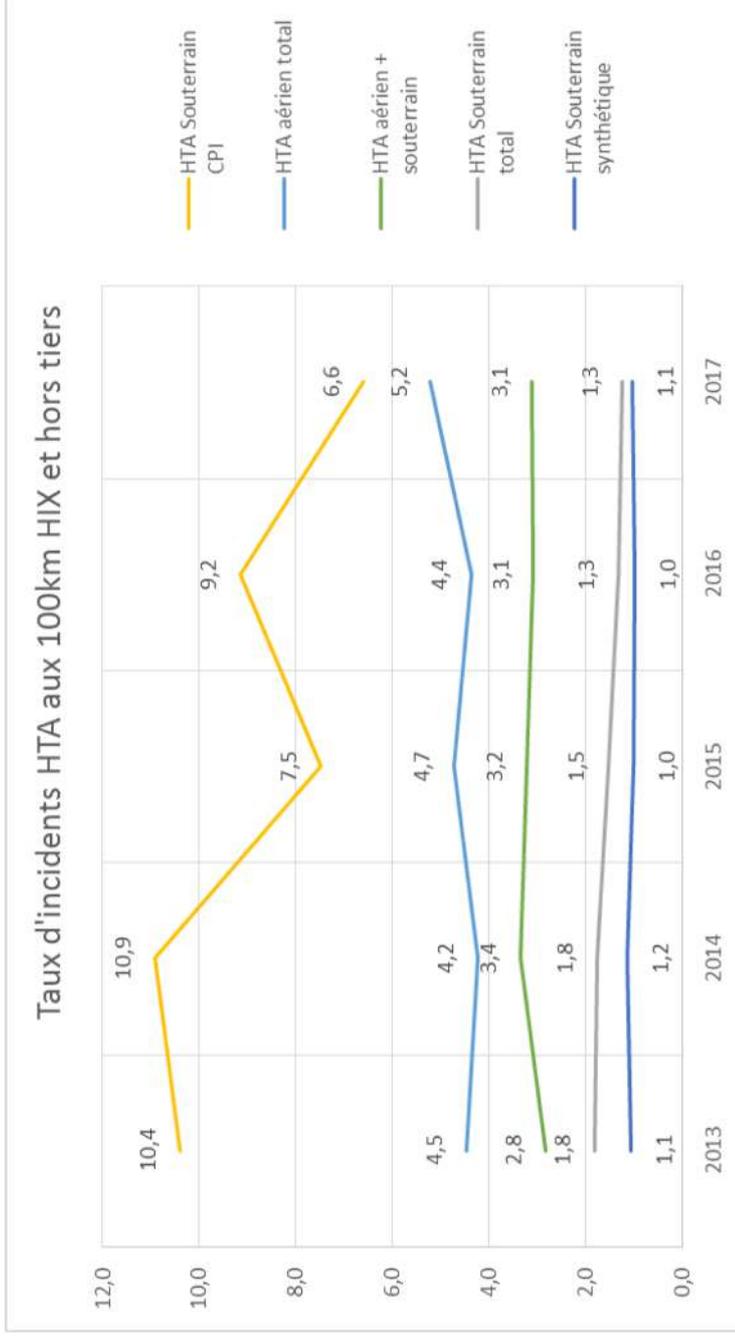
||| Les causes des temps de coupure sur le réseau HTA de la FDE 62 sont : les aléas climatiques à 45%, et les causes internes à 41%.

||| Les sièges d'incidents sur le réseau HTA sont : l'aérien qui génère le plus de temps de coupure (56% sur les 5 dernières années) et le réseau souterrain (21% du temps de coupure), avec un impact en Critère B plus prononcé sur le souterrain de technologie CPI.

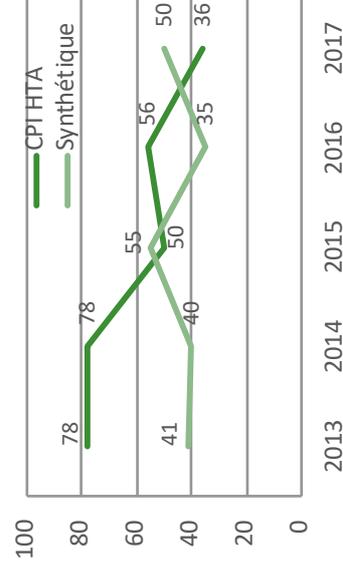
||| Le croisement des sièges et causes des incidents permet de conclure:

- ||| 1- les temps de coupure sont générés principalement par le siège aérien, et sont d'origine climatique.
- ||| 2- le réseau souterrain impacté par les causes internes principalement.
- ||| 3- les « Sièges Divers » touchés à la fois par les aléas climatiques et les causes internes, correspondent à des sièges diffus qui ne permettent pas la définition d'actions ciblées.

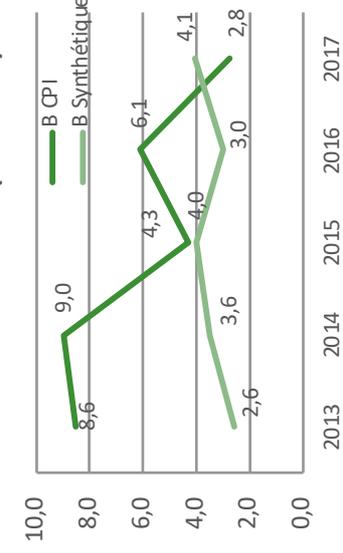
3.2 - Analyse technique du réseau HTA



Evolution du nombre d'incidents



Evolution Cr B inc HTA (hors tiers)



Les réseaux HTA souterrains CPI révèlent une incidentologie élevée avec un taux moyen de 8,9 incidents/100km sur la période observée. La fiabilité de ces réseaux HTA CPI s'améliore néanmoins (taux <7inc/100km en 2017), grâce à une priorisation ciblée des renouvellements de tronçons à risque.

La fiabilité du réseau HTA aérien diminue en 2017. La résilience du réseau aérien vis-à-vis des événements climatiques est à améliorer car le nombre d'incidents a augmenté pour passer de 156 en 2016 à 196 en 2017 suites aux événements climatiques ANA et EGON, notamment.

Enfin, la typologie de réseau la plus fiable reste le souterrain HTA.

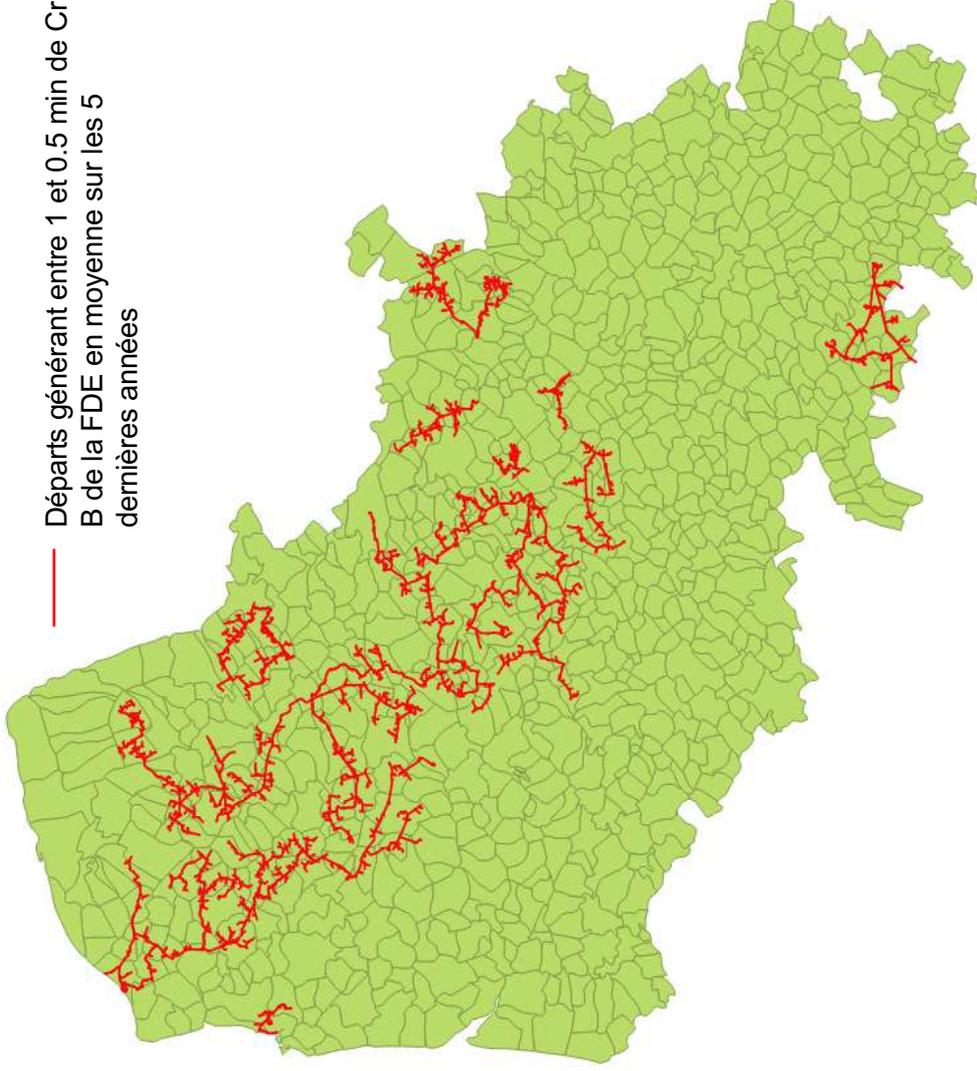
Enfin, le taux d'incidents HTA aérien et souterrain cumulé est stable sur la période 2013 à 2017 (autour de 3,1 incidents / 100 km en moyenne)

3.2 - Analyse technique du réseau HTA

||| Départs les plus sensibles de la concession:

- ||| FrugesR3 de LUMBRES
- ||| Watten de HOLQUE
- ||| Mareco d'OSTROHOVE
- ||| Ouve W de LUMBRES
- ||| Wierre de MARQUISE
- ||| Sachin de PERNES
- ||| Licque de LUMBRES
- ||| Houle de ST-OMER
- ||| Stingl de MARQUISE
- ||| Tangry de PERNES
- ||| Colombert de DESVRES
- ||| Fauque de DESVRES
- ||| Wisque de ST-OMER
- ||| Mamez d'AIRE
- ||| Nortke de MOTTE-JULIENNE
- ||| Cuinch d'ESSARS
- ||| Houdai de BARLIN
- ||| Puisieux d'ACHIET
- ||| Busnes de GUARBECQUE
- ||| Richeb d'ESSARS
- ||| Ferlin de MOTTE-JULIENNE
- ||| Lottin de LUMBRES
- ||| Nedonc de PERNES
- ||| Hermel de MARQUISE
- ||| Flaque de LA MAIE
- ||| Pernes de ST-POL

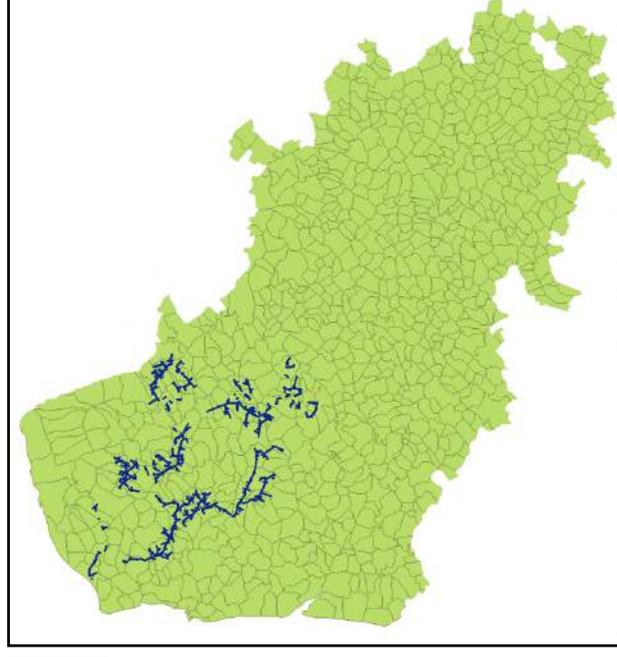
— Départs générant entre 1 et 0.5 min de Cr B de la FDE en moyenne sur les 5 dernières années



3.2 - Analyse technique du réseau HTA

->> **Départs les plus sensibles aux aléas climatiques : Cr B >0.5min/an**

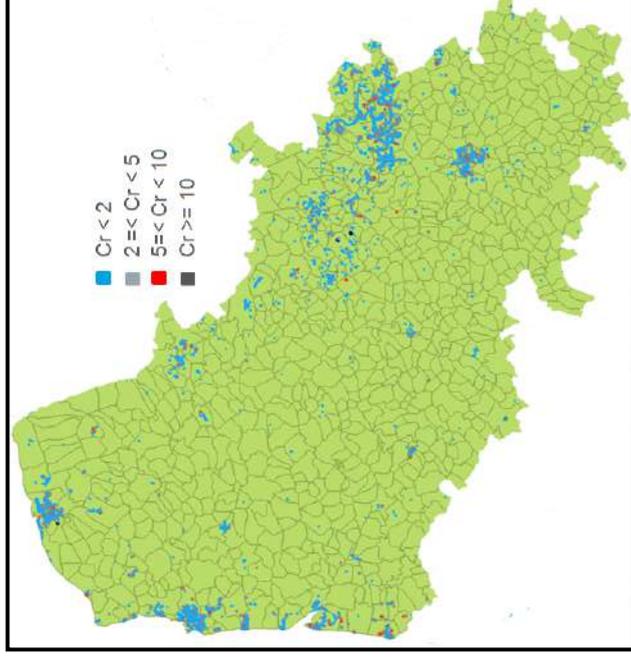
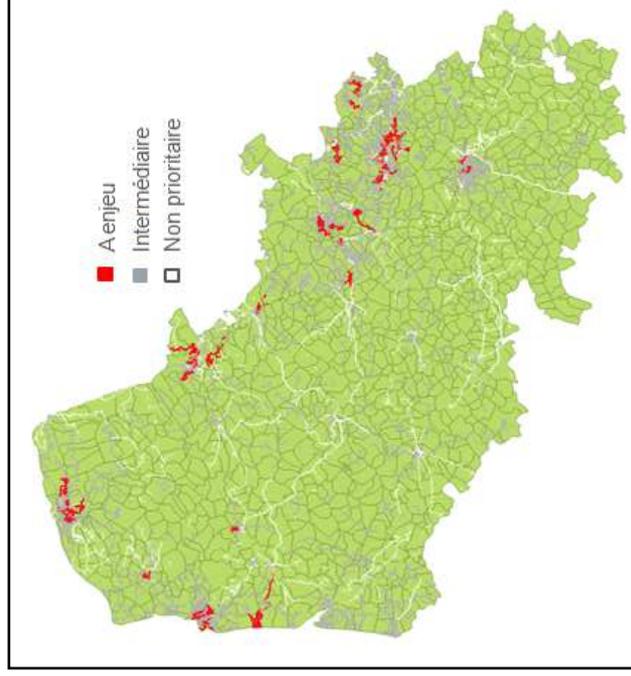
Départs	Nom	Longueur aérienne (km)	Poids des inc climatiques du départ sur le B de la FDE en moyenne chaque année (min)
LUMBRC3736	FRUGR3	33,3	1,35
MQISEC2118	WIERRE	38,3	0,85
HOLQUC0611	WATTEN	27,9	0,85
SSOMECC2540	HOULLE	17,9	0,74
LUMBRC0023	OUEW	39,6	0,73
LUMBRC0122	LICQUE	38,2	0,67
DESVRC4202	COLEMB	36,6	0,65
DESVRC4305	FAUQUE	43,9	0,59
MQISEC1919	STINGL	14,5	0,54
MOTTEC1004	FERLIN	28,1	0,53
SSOMECC1512	WISQUE	24,6	0,52



Fiabiliser ces départs incidentogènes consiste à diagnostiquer 343 km de réseau aérien, puis à traiter les zones de fragilité. Ces départs génèrent 8 minutes de Critère B HTA par an pour le territoire.

3.2 - Analyse technique du réseau HTA

-> Tronçons CPI à risque avéré :



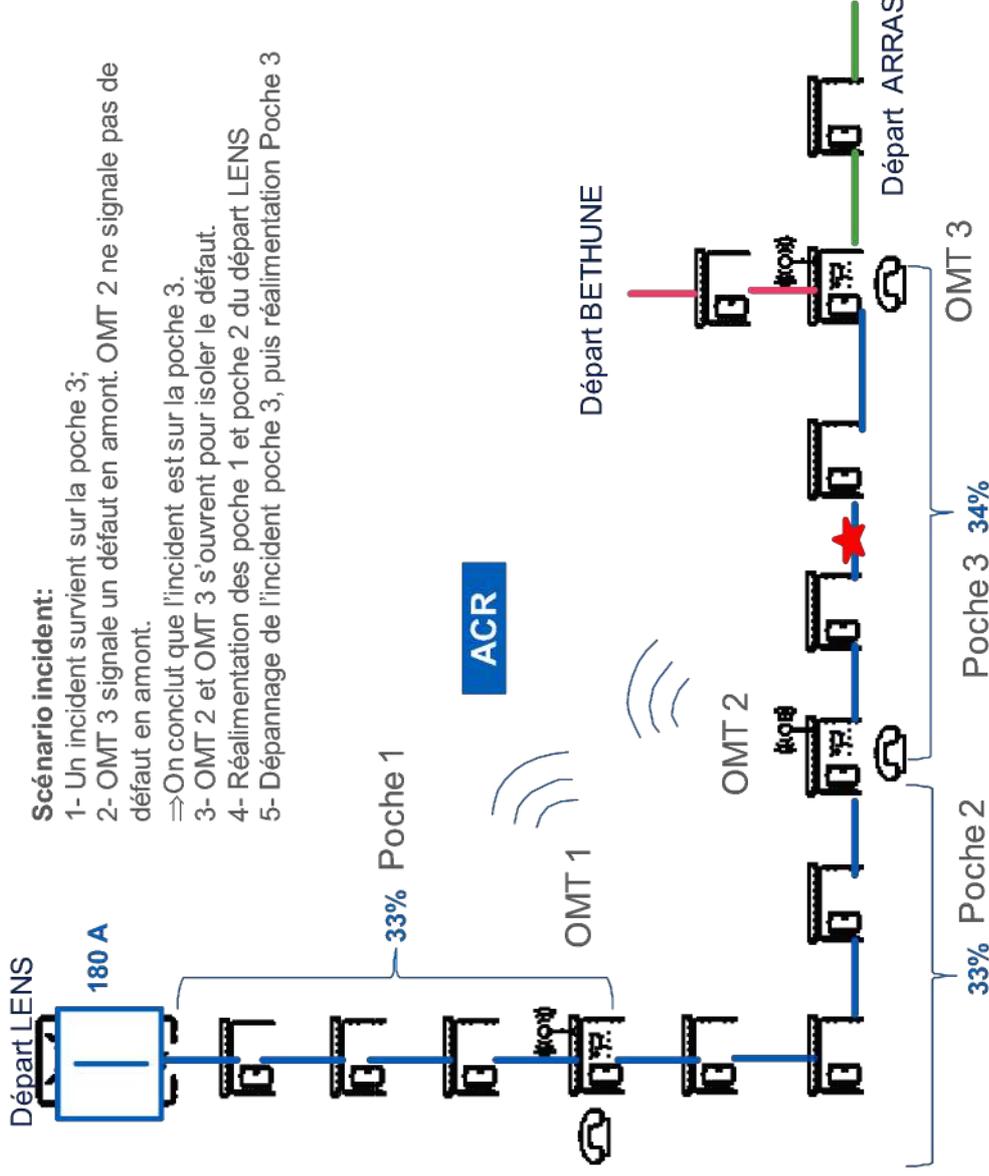
2 approches complémentaires permettent cette priorisation:

- la méthode « **Big Data/KPI** », qui classe les départs selon leur espérance de gain en qualité de fourniture;
- puis en complément la méthode **Coefficient de Renouvellement (CR)** qui attribue un CR à chaque tronçon CPI.

La pertinence de ces tronçons est vérifiée via le camion de diagnostic.

Volume des CPI à enjeux : 96 km à fin 2017

3.2 - Analyse technique du réseau HTA



Scénario incident:

- 1- Un incident survient sur la poche 3;
- 2- OMT 3 signale un défaut en amont. OMT 2 ne signale pas de défaut en amont.
- ⇒ On conclut que l'incident est sur la poche 3.
- 3- OMT 2 et OMT 3 s'ouvrent pour isoler le défaut.
- 4- Réalimentation des poches 1 et poche 2 du départ LENS
- 5- Dépannage de l'incident poche 3, puis réalimentation Poche 3

||| La réactivité du réseau est importante en cas d'incident. Elle permet de :

- ||| Localiser un incident,
- ||| Réalimenter un maximum de clients,
- ||| Dépanner plus rapidement.

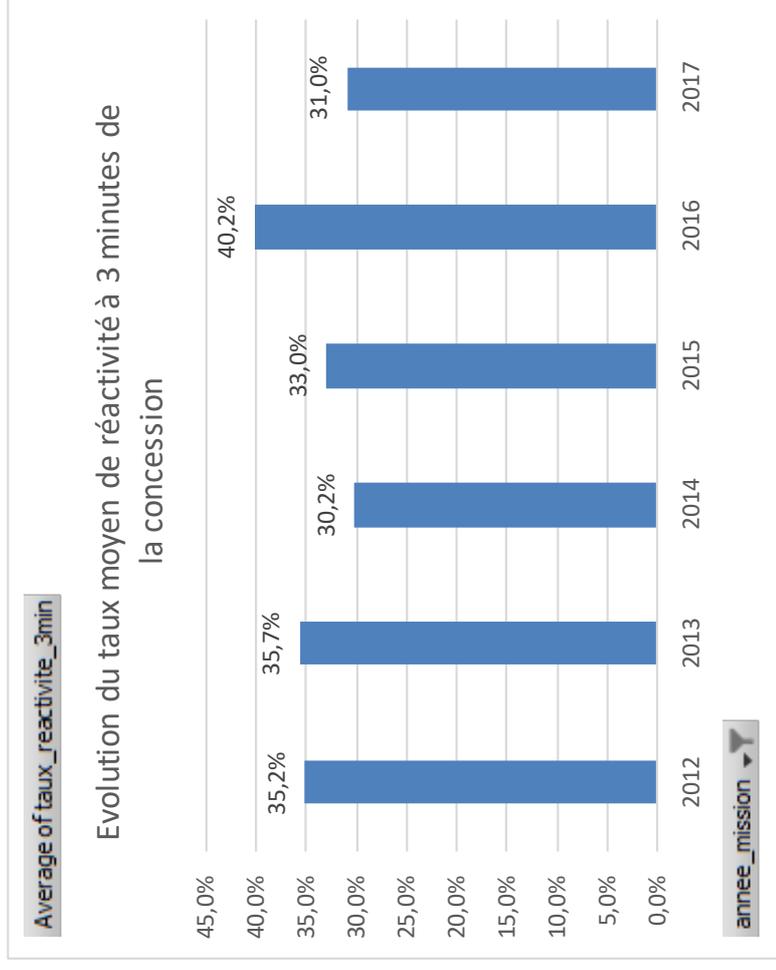
||| 1 074 OMT pilotés depuis l'ACR, sur la FDE 62

||| Reste environ 144 départs dont les poches ne sont pas optimales

3.2 - Analyse technique du réseau HTA

Réactivité du réseau HTA

- En moyenne le taux d'OMT/départs est de 4,5 OMT et en médiane il est de 3,5 OMT/ départs.
- 124 départs ne sont pas équipés d'OMT en 2017.
- Le taux de clients réalimentés en moins de 3 minutes est entre 30% et 40% selon les années : les événements multi-incidents limitent les capacités de réalimentation rapide
- Taux relativement faible et très volatile : analyse par Enedis de 144 départs dont les poches ne sont pas optimales.



3.3 - Analyse technique du réseau BT

- **Fiabilité des ouvrages BT**

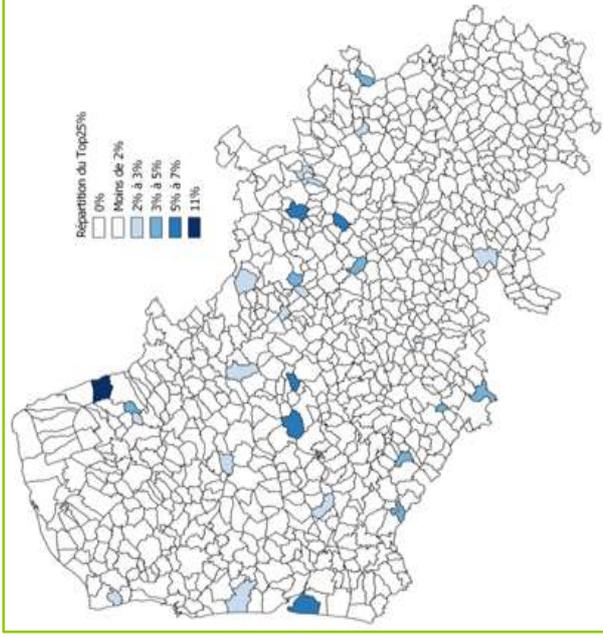
- L'analyse des sièges et des causes des incidents BT illustre que la défaillance des réseaux aériens constitue la majorité des incidents en nombre comme en contribution au temps de coupure (en 2017, les incidents sur les postes HTA/BT sont principalement liés à des défaillances de protection 20%, des dépassements de capacités électriques 20%, de l'usure naturelle 42%)
- La deuxième cause principale est liée à la défaillance des réseaux BT souterrains (plus 27% de contribution au temps de coupure) liés à de l'usure naturelle sur des coffrets hors sol BT, des accessoires de jonction BT et des remontées aéro-souterraine BT).

Répartition du nombre d'incidents BT par siège et par cause 2010-2017		Siège						Tous sièges confondus
		Aérien	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
C a u s e	Climatique	8,28%	0,99%	0,34%	1,33%	0,50%	11,44%	
	Défaillance des ouvrages	22,71%	13,53%	13,02%	5,57%	2,33%	57,15%	
	Tiers	7,13%	0,65%	5,49%	1,41%	0,47%	15,14%	
	Exploitation	3,49%	0,22%	0,03%	0,20%	0,05%	3,98%	
	Autres	0,96%	0,14%	0,17%	0,08%	0,23%	1,58%	
	Inconnue	2,57%	1,78%	2,67%	2,40%	1,27%	10,70%	
Toutes causes confondues		45,14%	17,32%	21,72%	10,99%	4,84%	100,00%	

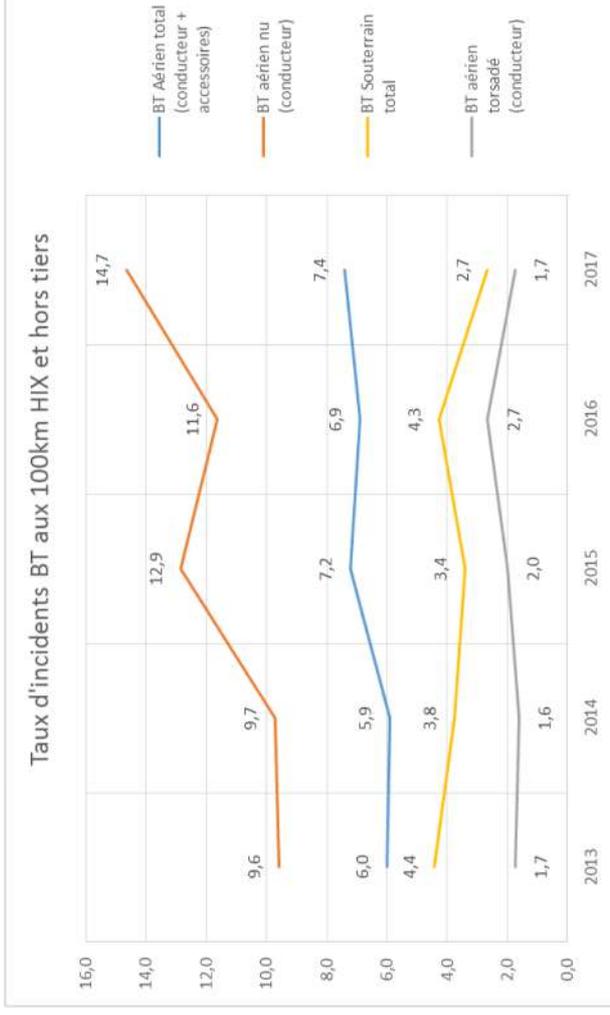
Répartition du NITi des incidents BT par siège et par cause 2010-2017		Siège						Tous sièges confondus
		Aérien	Poste	Souterrain	Autres	Inconnu	Tous sièges confondus	
C a u s e	Climatique	9,70%	1,30%	0,78%	1,42%	0,23%	13,42%	
	Défaillance des ouvrages	21,06%	12,82%	18,96%	4,04%	1,84%	58,71%	
	Tiers	7,13%	0,53%	5,35%	1,14%	0,49%	14,64%	
	Exploitation	2,69%	0,07%	0,07%	0,11%	0,05%	2,98%	
	Autres	0,59%	0,06%	0,18%	0,05%	0,15%	1,03%	
	Inconnue	1,84%	1,82%	2,42%	1,94%	1,19%	9,21%	
Toutes causes confondues		43,00%	16,59%	27,77%	8,71%	3,94%	100,00%	

3.3 - Analyse technique du réseau BT

Réseau aérien BT fil nu



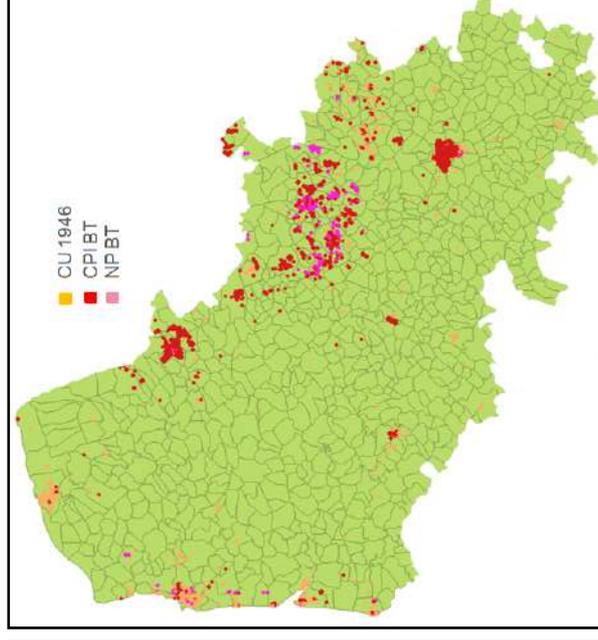
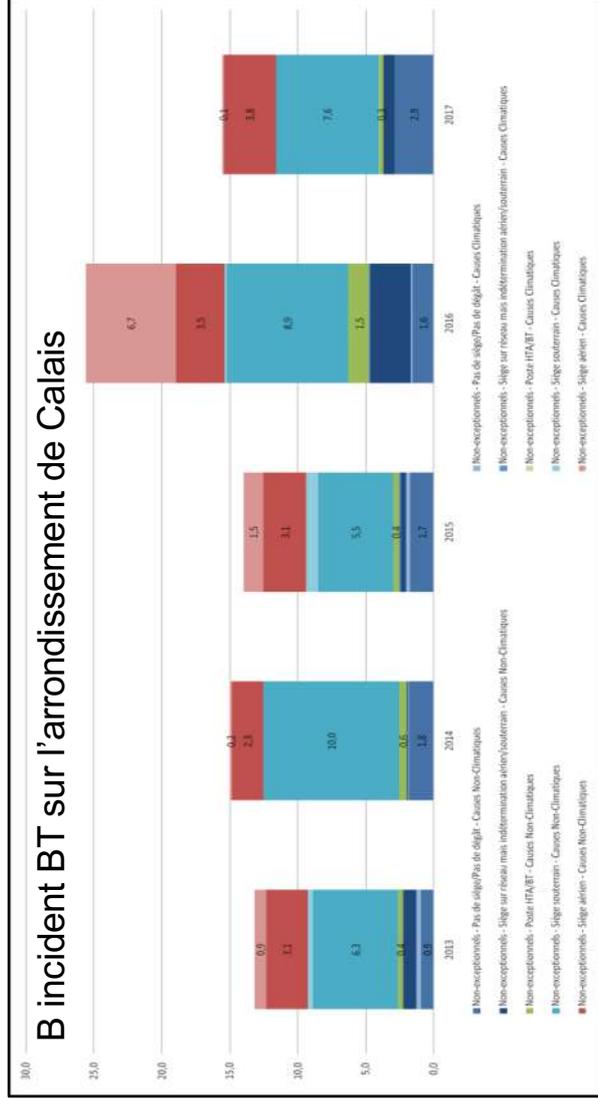
Réseaux BT aérien et souterrain



Le taux d'incidents des réseaux BT souterrains est de 3,7 incidents aux 100 km en moyenne sur la période.

- La fiabilité de l'aérien BT totale (torsadé + nu) est ternie par l'aérien BT fils nus sensible aux incidents, et va en se détériorant. En moyenne sur la période 2013 – 2017, le taux sur les réseaux aériens nus s'établit à 11,7 incidents/100 km **bien plus élevé que le réseau torsadé et réseau souterrain** respectivement (1,9 incident/100 km de réseau torsadé et 3,7 incidents/100 km pour le souterrain). Il est important de mettre en place des actions ciblées pour fiabiliser ce type de réseau.
- Le réseau BT aérien, de 6 921 km, est constitué en majorité du réseau BT aérien torsadé (5 216 km soit 75% du réseau BT aérien) et de BT aérien nus (1 705 km, soit 25% du patrimoine aérien BT), dont 249 km de fils nus de faible section et très disséminés sur le territoire.
- Parmi ces tronçons d'aériens BT fils nus on retrouve:
 - 17.5km, dont 12.5km de fils nus faible section, à enjeux très importants
 - 38.8km, dont 23.6km de fils nus faible section, à enjeux

3.3 - Analyse technique du réseau BT



Le réseau BT souterrain est très concentré dans les aires urbaines de la FDE 62. Sur l'arrondissement de Calais, le réseau BT souterrain génère chaque année environ 8 min de temps de coupure. Son patrimoine souterrain a donc besoin d'être mis sous contrôle. En analysant ce patrimoine, on se rend compte qu'il est fortement composé de câbles d'anciennes générations. Ce type de patrimoine est présent sur la concession, notamment dans le bassin minier, les villes de St-Omer, d'Arras et de Boulogne-sur-Mer.

Parmi ces tronçons souterrains d'anciennes générations, on retrouve:

- ||| 2.9km, à enjeux très importants;
- ||| 10.2km, à enjeux.

4 – Consommation et production - orientations de développement

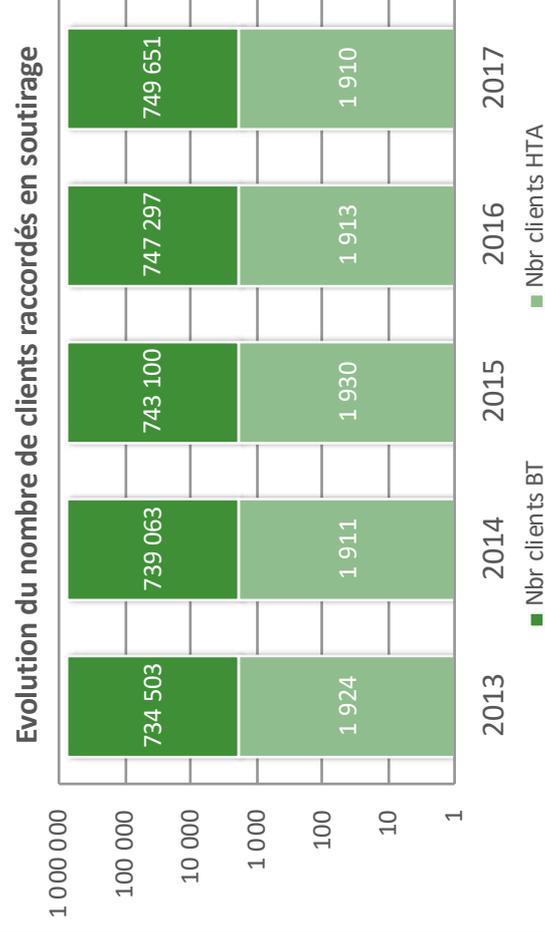
4 - Consommation et production

Evolution du nombre de clients raccordés en soutirage	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre clients HTA	1 924	1 911	1 930	1 913	1 910
Nombre clients BT	734 503	739 063	743 100	747 297	749 651
Total	736 542	741 091	745 548	749 271	751 558

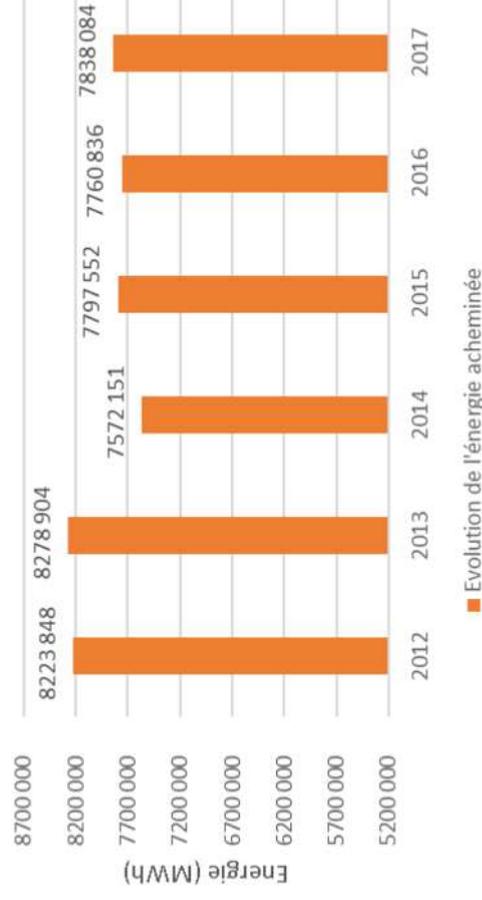
|||| Un nombre de clients HTA raccordés en soutirage en légère baisse sur la concession.

|||| Un nombre de clients BT raccordés en soutirage en constante augmentation.

|||| Une énergie acheminée en légère diminution entre 2013 et 2017.



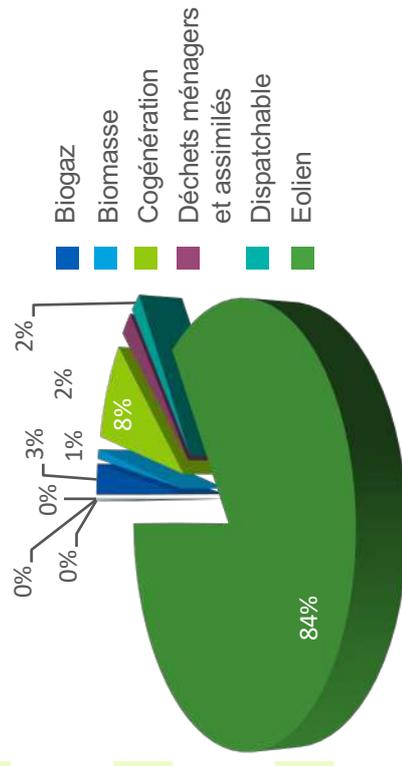
Evolution de l'énergie acheminée



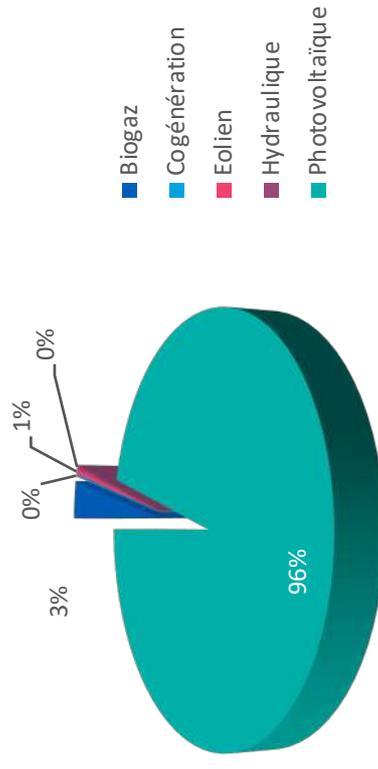
4 - Consommation et production

Producteurs	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de Producteurs HTA	108	116	119	122	137
Puissance HTA de production installée (kW)	525 531	590 611	619 611	734 029	823 994
Nombre de Producteurs BT	5 247	5 538	5 713	5 907	6 053
Puissance BT de production installée (kW)	19 531	20 492	20 990	21 783	22 354
Puissance totale installée (kW)	545 062	611 103	640 601	755 812	846 348

Type de production HTA (2017)



Type de production BT (2017)



|||| On note une croissance continue du nombre de producteurs BT de 15%, associée à une hausse proportionnelle de 14% de la puissance raccordée BT entre 2013 et 2017.

|||| Concernant la production HTA, on constate une augmentation majeure de 57% de la puissance raccordée HTA sur la période de 2013 à 2017.

|||| La puissance des productions raccordées au réseau HTA s'élève à 823 994kW, dont la majeure partie provient de l'éolien et de la cogénération.

5 – Synthèse

5 – Synthèse – Proposition FDE 62 / Enedis

- **Forces**
 - Un B HTA structurel qui s’améliore depuis 5 ans.
 - Un taux d’enfouissement du réseau HTA relativement élevé (65%) et croissant (+1%/an).
 - 43% du réseau BT de type torsadé et 39% de type souterrain hors câble CPI et câble à Neutre Périphérique de première génération.
 - Un réseau BT torsadé très résilient, dont le temps de coupure représente moins de 0,7% du B incident HIX 2017.
 - **Un taux de clients BT mal alimentés de très bonne qualité et un nombre de clients concernés qui diminue régulièrement chaque année depuis 2010.**

- **Faiblesses**
 - **Des ouvrages vulnérables**
 - **Le réseau HTA aérien, dont une partie présente une grande faiblesse, est sensible localement aux aléas climatiques :**
 - 20% a plus de 40 ans (2000 km) mais reste légèrement plus jeune que la moyenne nationale du réseau (26,6 ans pour 28,3 ans)
 - **Le linéaire de réseau souterrain HTA CPI représente 574 km, soit 8% du réseau souterrain;** (avec taux de résorption observé de 33 km/an, la résorption complète de cette technologie est proposée par Enedis à 2034/2035) mais dont la part représente 3,9 % du critère B Incident HTA HIX 2017 (8,9 % en 2016 et 8,8 % en 2015 – le poids du climatique est important en 2017)
Certaines zones telles que Calais, Boulogne et le Bassin Minier concentrent du CPI HTA à enjeu.
Ce réseau présente un taux d’incident élevé (9 inc/100 km en moyenne) mais en décroissance en nombre et en impact sur le critère B .

5 – Synthèse – Proposition FDE 62 / Enedis

- Faiblesses

- Des ouvrages vulnérables

- 1 705 km de réseau aérien nu BT (soit 14% du réseau BT) dont 249 km de faible section. **Le taux d'incident de cette technologie est en forte augmentation depuis 2012.**

Ce réseau aérien fils nus important a un impact de 2,8% sur le B inc HIX.

- **Un patrimoine réseau BT souterrain important avec des câbles d'ancienne génération** qui présente un enjeu important pour les grandes villes du département.

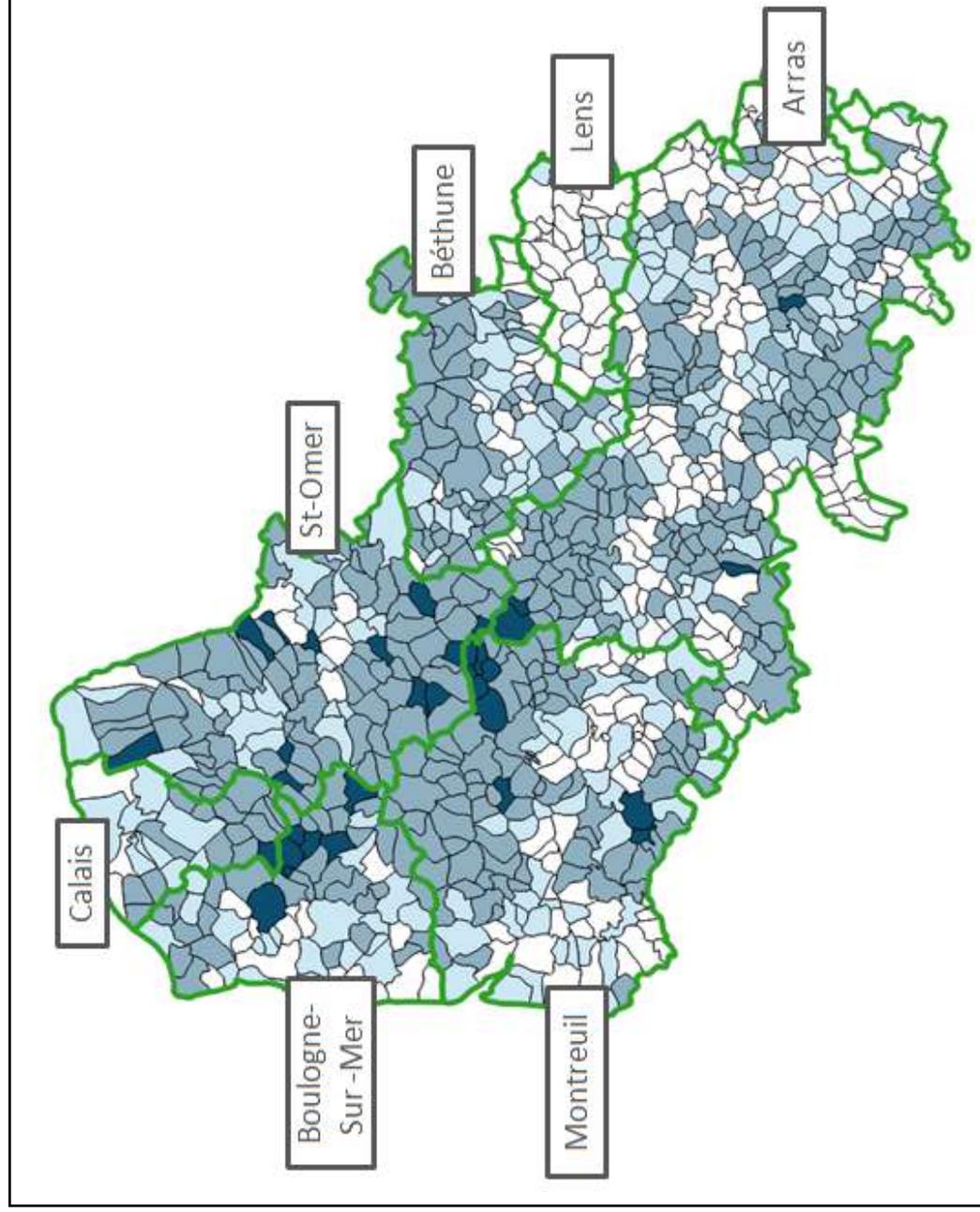
En l'absence d'information précise sur la nature des câbles BT souterrain, des travaux sont en cours pour classer les départs BT les plus à enjeu.

- Qualité de fourniture

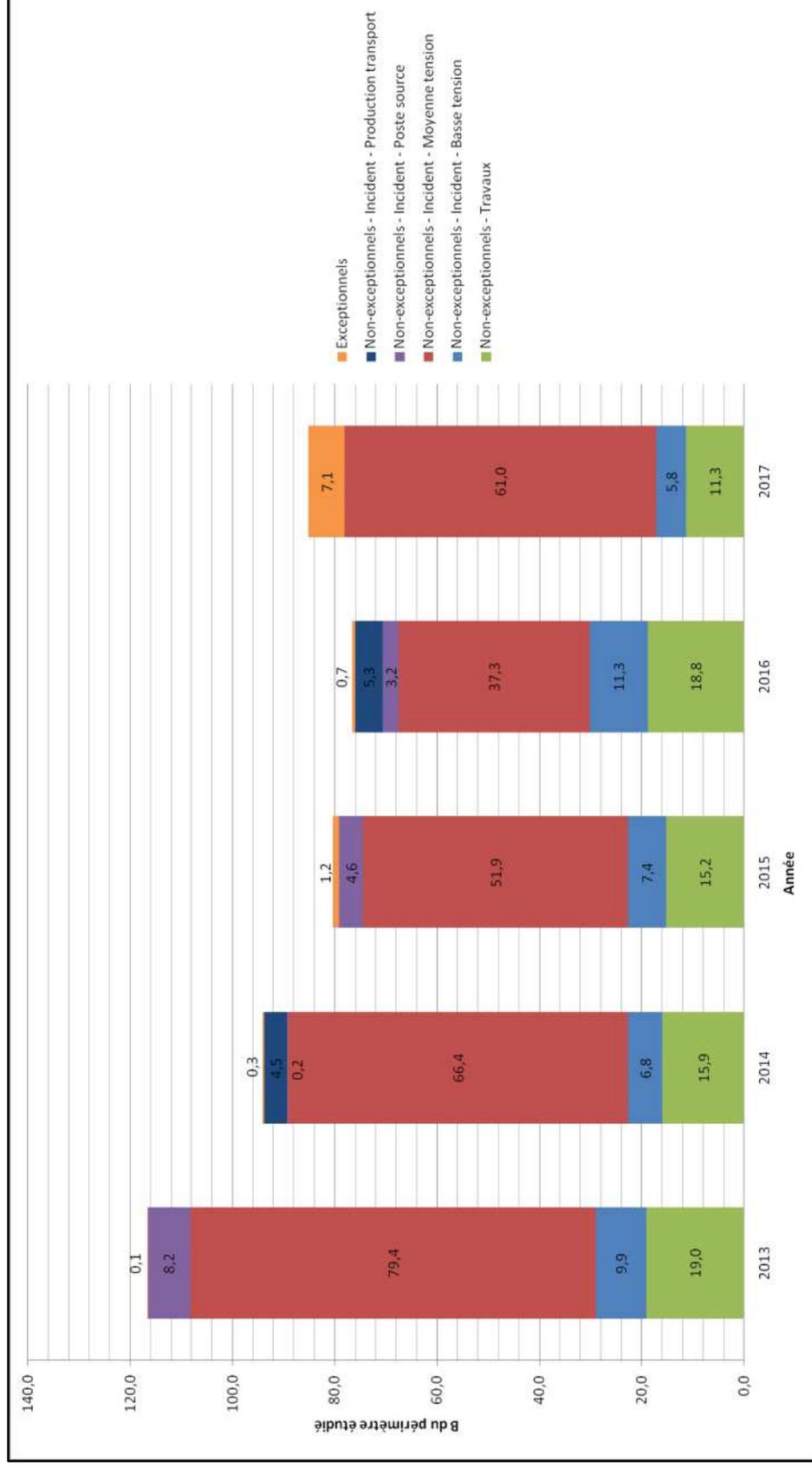
- Des disparités de qualité de fourniture sur le territoire de la concession, avec des zones en qualité défallante
- Il existe, également, au niveau des agglomérations des écarts importants.
- Le critère B HIX hors RTE moyen sur la période de 2013 à 2017 à 88 minutes est au-dessus de la moyenne nationale sur la période (67 min), notamment pour la partie incidents HTA, et sa sensibilité aux aléas climatiques. Il est en progression avec une moyenne sur la période 2014-2018 de 72 minutes (-12 min).
- Il convient également de noter une dégradation entre 2000 et 2012, et une amélioration sensible depuis lors
- Une fréquence de coupures longues élevée – 0,8 pour 0,5 sur le plan national.

6 – Annexes

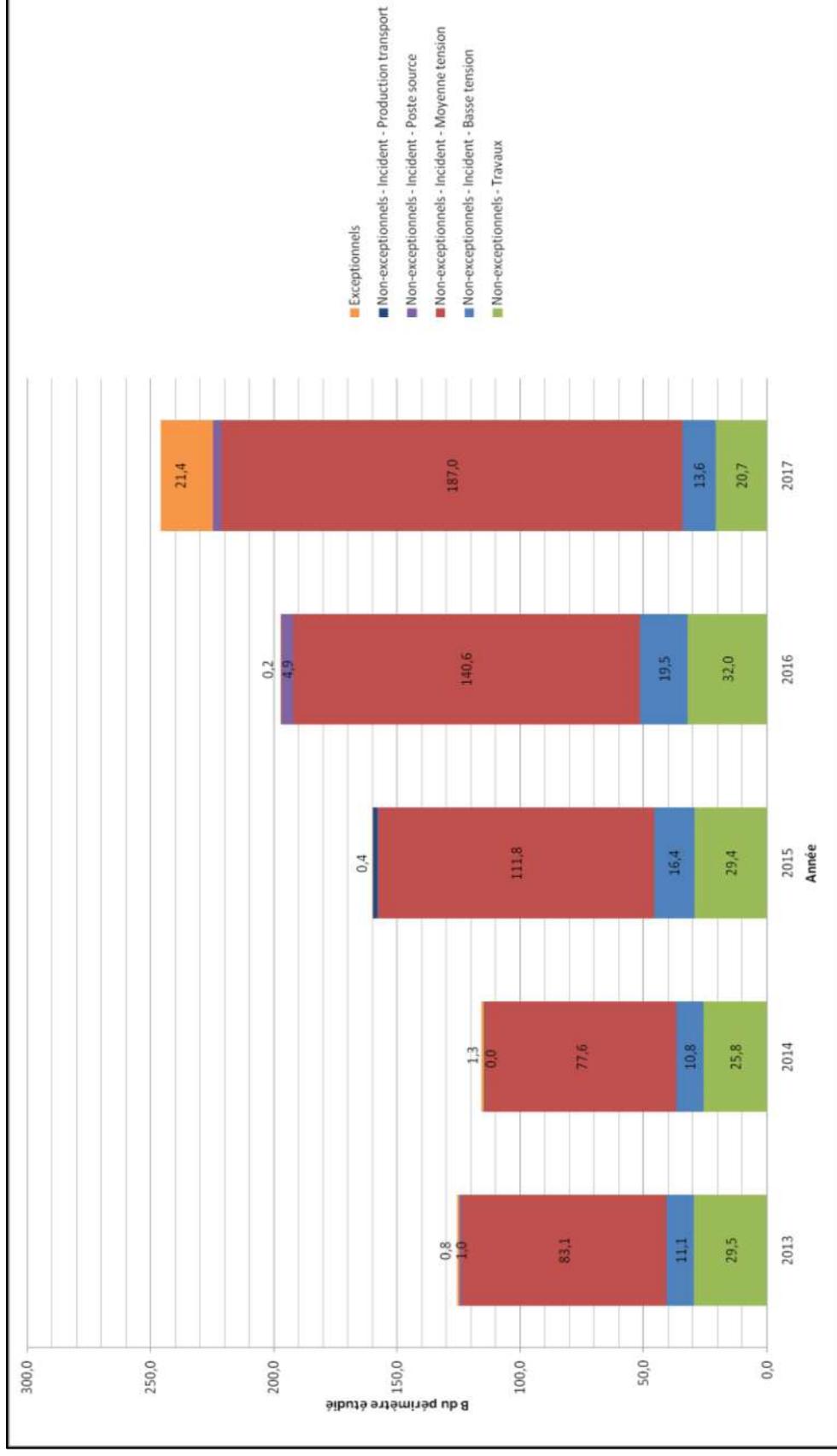
Temps de coupure



Temps de coupure – Arrondissement d’Arras



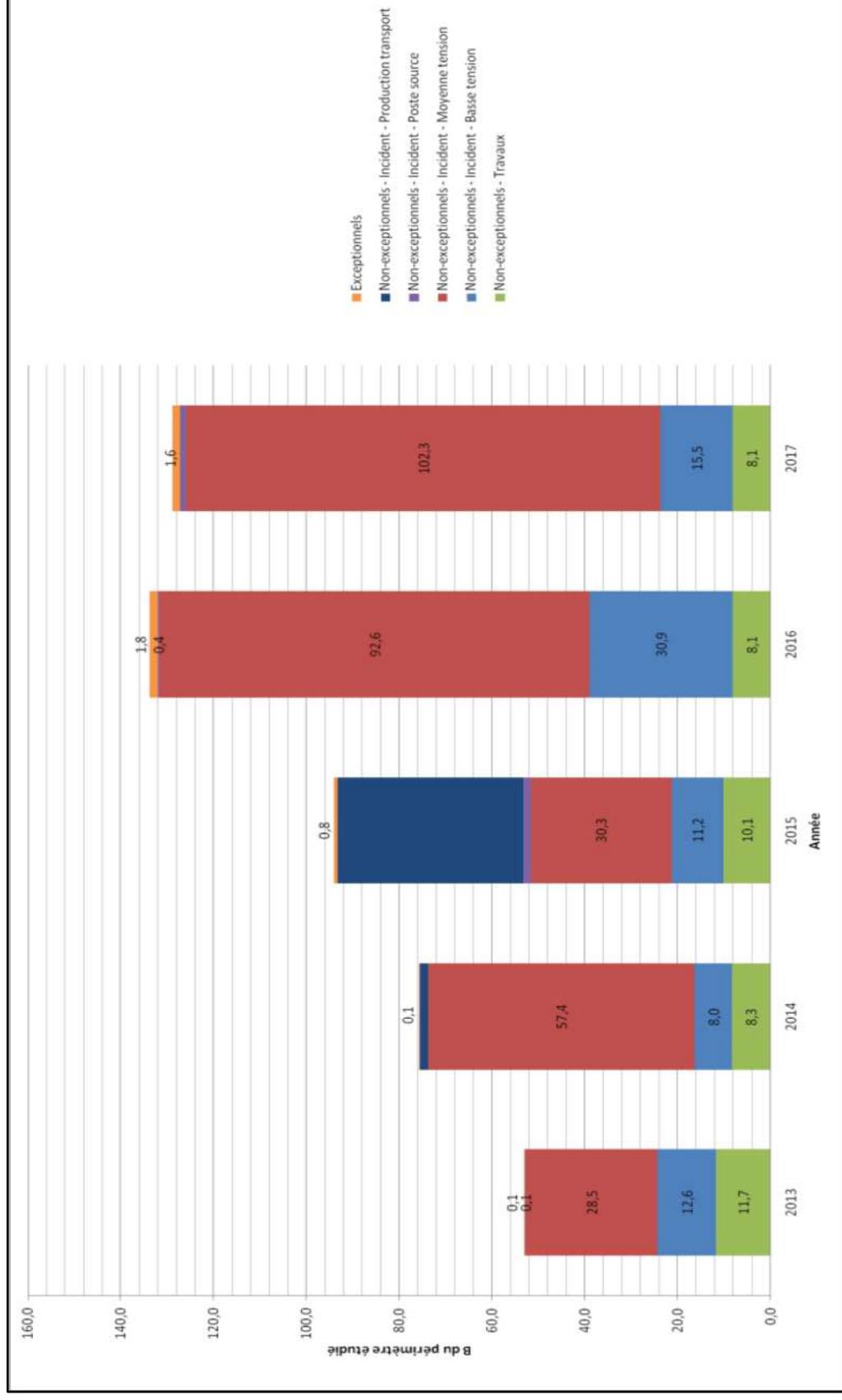
Temps de coupure – Arrondissement de Saint Omer



Temps de coupure – Arrondissement de Béthune



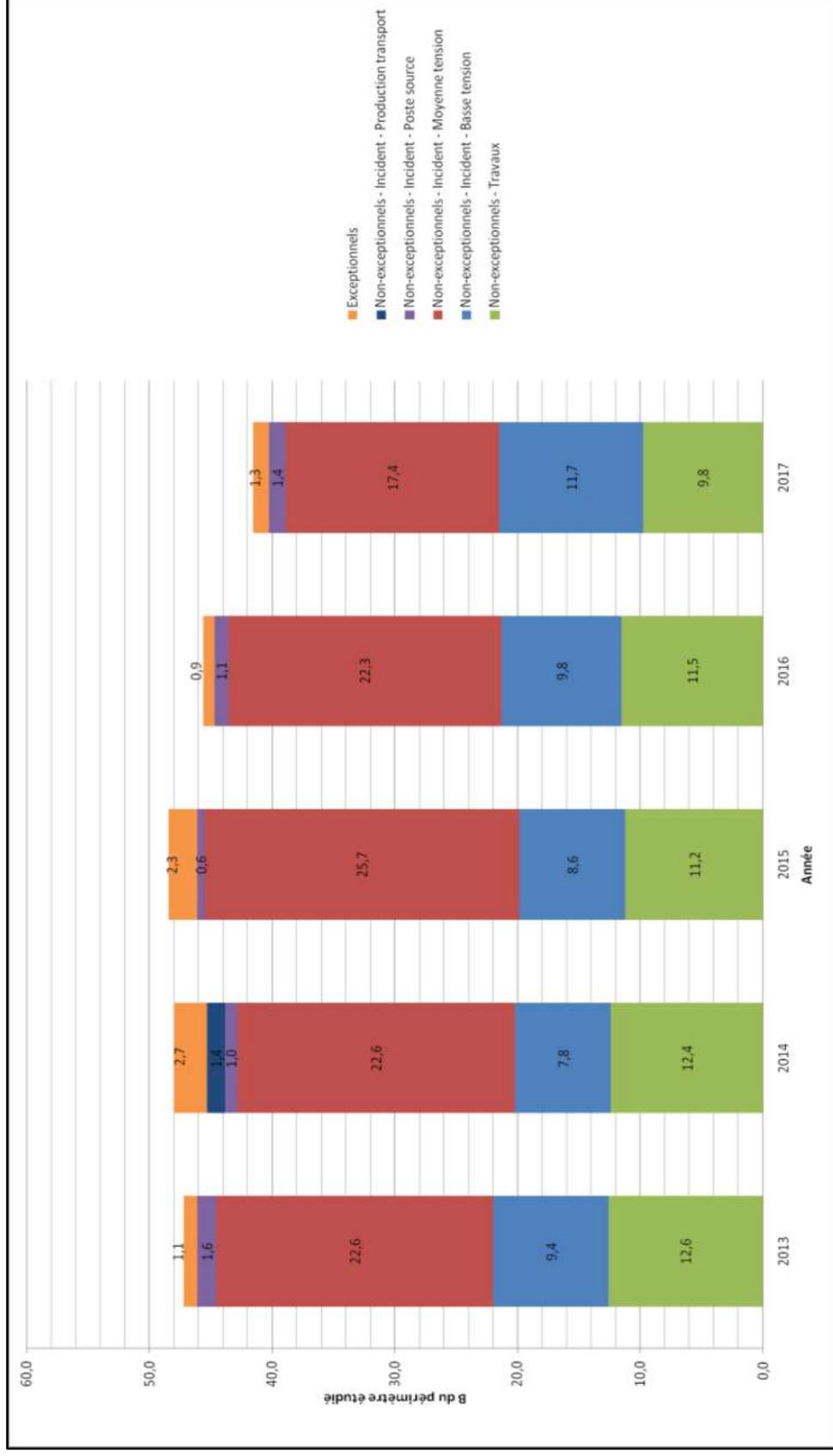
Temps de coupure – Arrondissement de Boulogne sur Mer



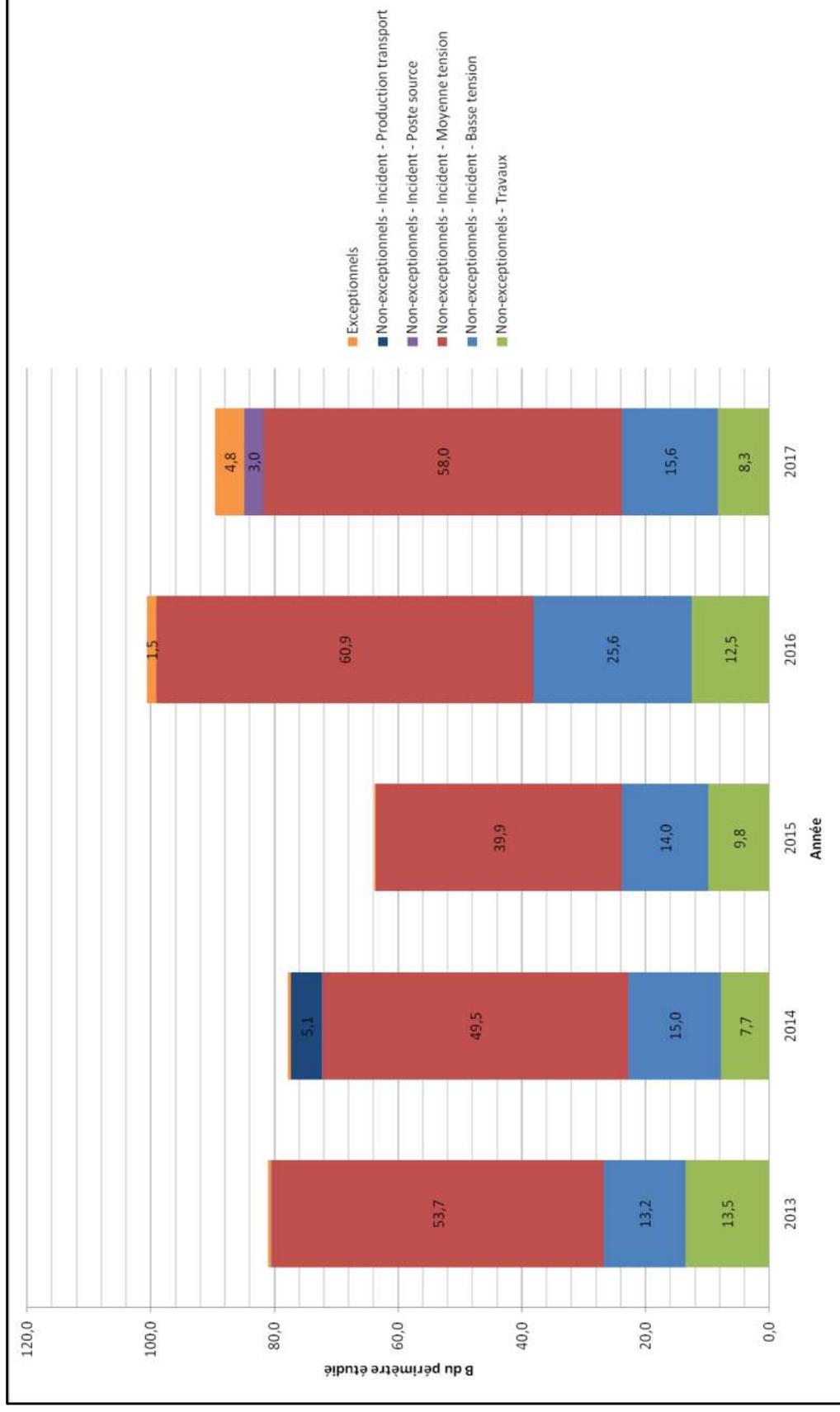
Temps de coupure – Arrondissement de Montreuil



Temps de coupure – Arrondissement de Lens

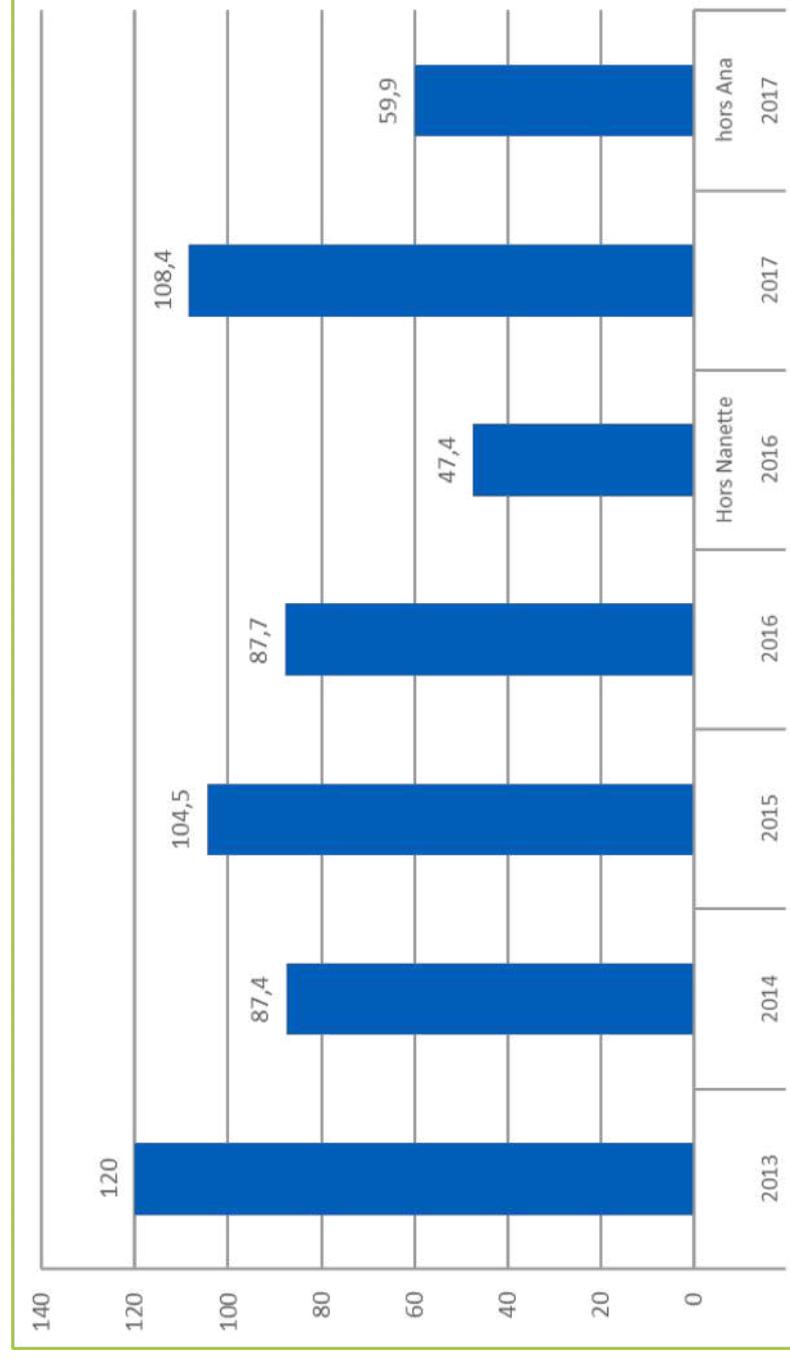


Temps de coupure – Arrondissement de Calais



Temps de coupure – SMART RURAL

- Programme Smart Rural, Arr. de Béthune et de St Omer:



Annexe - Etat des données transmises

La FDE 62 a souhaité en particulier marquer certaines informations manquantes dans les domaines suivants:

- Différentes limites sont apparues dans les analyses du fait de défaut de connaissance patrimoniale :
 - Certaines informations (datation, nature...) sont partielles et restent à enrichir dans la base technique du réseau BT;
 - Il n'a pas été présenté d'inventaire des équipements des postes HTA/BT; les besoins en renouvellement et sécurisation n'ont en conséquence pas pu être quantifiés.
 - L'inventaire des ouvrages de branchement est en cours (inventaire des ouvrages collectifs de branchement et des comptage marché d'affaire en 2018; Enedis tiendra la FDE informée des étapes ultérieures)
- L'analyse des incidents a été menée à partir de la liste des incidents (HTA/BT, postes HTA/BT...), incluant certaines caractéristiques (siège, cause, date...). Enedis n'a cependant pas transmis la localisation précise des incidents HTA et BT, ce qui en limite les analyses.
- L'effet éventuel du vieillissement des ouvrages ne peut être mesuré dans le présent document (les réseaux HTA ayant fait l'objet d'une opération de prolongation de durée de vie ou de rénovation programmée seront identifiés dans la prochaine convention cartographie moyenne échelle).

Annexe - Etat des données transmises

- Les données suivantes n'ont pas été transmises dans le cadre de l'établissement du présent diagnostic :
 - Pour les postes sources : les puissances dimensionnantes, les taux de charge et leur évolution, avec les données brutes que constituent les courbes de charges des départs alimentant la concession et la capacité de réalimentation;
 - Les niveaux de contrainte modélisés par Enedis à une maille élémentaire, soit pour chaque dipôle;
 - La localisation des raccordements des producteurs;
 - Les départs HTA en limite de capacité.
- Enedis, dans le cadre de la mise en place du nouveau modèle de cahier des charges de concession, renforce le partage d'informations techniques en communiquant à la FDE 62 un certain nombre de données complémentaires :
 - Le taux de charge des départs HTA, des postes HTA/BT et des départs BT
 - Le nombre de producteurs BT par poste HTA/BT et le nombre de producteurs HTA par départs HTA
 - La localisation des incidents HTA entre deux nœuds de conduite du réseau.

7. ANNEXE 2C
Schéma directeur des
investissements





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

Fédération Départementale d'énergie du Pas de
Calais

ANNEXE 2C

Schéma Directeur des Investissements

SOMMAIRE

ARTICLE 1 - SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS	3
ANNEXE 1 : DEFINITION DES TERMES TECHNIQUES UTILISES DANS LE SDI	9

Article 1 - Schéma directeur des investissements

Des actions au service des ambitions partagées, leviers et valeurs repères

La qualité des échanges a permis de définir conjointement le socle de l'ambition partagée du schéma directeur des investissements ainsi que les leviers à utiliser.

Ainsi l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont pour **ambition** :

- ⦿ Ambition 1 : Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique
 - Assurer un niveau de qualité acceptable sur l'ensemble du périmètre
 - Sécuriser les réseaux HTA et BT
 - Développer les OMT et les ILD

- ⦿ Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession :
 - Améliorer la continuité de fourniture
 - Traitement des départs HTA fragiles
 - Conserver les points de qualité remarquables
 - Exploiter l'ensemble des nouvelles possibilités offertes par les Réseaux Electriques Intelligents

- ⦿ Ambition 3 : Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain
 - Résorber le CPI HTA
 - Résorber les câbles BT souterrains à risque

- ⦿ Ambition 4 : Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures aux besoins de puissance
 - Sécurisation de l'alimentation électrique
 - Adaptation des infrastructures au développement du territoire
 - Intégrer les projets structurants dans les schémas des réseaux à long terme par une coordination FDE 62/EPCI/Enedis

(La définition des différents objectifs et indicateurs est présentée en annexe 1 de cette annexe 2C.)

Ambition 1 : Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique

Ambitions	Levier	Valeurs repères	
		PPI (s)	SDI
<p>Ambition 1 :</p> <p>Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique</p>	<p>Assurer un bon niveau de qualité sur l'ensemble du périmètre</p>	<p><i>Historique : Taux moyen de clients BT impactés par plus de 6CL ou 13 heures de coupures cumulées sur le territoire défini* sur la période 2015-2018 = 6,7%</i></p> <p>Taux de clients BT impactés par plus de 6CL ou 13 heures de coupures cumulées sur le territoire défini* = 2,75 %</p> <p>(Moyenne des 4 dernières années)</p>	<p>Taux de clients BT impactés par plus de 6CL ou 13 heures de coupures cumulées sur le territoire défini* = 2,75 %</p> <p>(Moyenne des 4 dernières années)</p>
	<p>* : suite au diagnostic technique partagé pour construire le SDI et le 1^{er} PPI, le territoire défini est celui des 5 EPCI les plus en écart en termes de qualité de fourniture : CC de la Région d'Audruicq, CC du Haut Pays du Montreuillois, CC du Pays d'Opale et CC de Desvres Samer.</p>		
	<p>Sécuriser les réseaux HTA et BT aériens</p> <p>Développer la résilience du réseau face aux aléas climatiques</p>	<p>HTA aérien – 3 794 km (2017) – 3 751 km (2018)</p> <p>320 km aériens HTA fiabilisés sur le PPI 1 (Enfouissement + rénovation programmée)</p> <p>BT aérien nu – 1 705 km (2017) – 1 652 km (2018)</p>	<p>1 900 km HTA aériens fiabilisés sur 30 ans (50 %) (Enfouissement + rénovation programmée)</p> <p>Résorption en 30 ans</p> <p>En partenariat avec la FDE 62 dans le cadre de la convention Article 8</p>
	<p>Développement des OMT et ILD</p>	<p>OMT : 25 OMT sur le PP 1</p> <p>ILD : Information sur le développement des ILD communicants</p>	<p>Analyses par Enedis – Objectifs d'OMT par PPI</p>

Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession

Ambitions	Leviers	Valeurs repères	
		PPI (s)	SDI
Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession	Améliorer la continuité de fourniture	<p>Critère B HIX Incidents Hors RTE 50 minutes en 2050</p> <p><i>Sur la base d'une projection par droite de régression à partir de 2012</i></p>	
	<p>Etat des lieux au 31/12/2017 : 73,4 min (moyenne 4 ans) Etat des lieux au 31/12/2018 : 60,2 min (moyenne 4 ans)</p>	<p>Critère B FDE HIX Incidents Hors RTE 45 minutes en 2050</p> <p>Déduction de certains évènements de grande ampleur sur le Pas de Calais : 25 départs HTA « coupés – coupures longues » ou plus de 30 000 clients coupés sur le Pas de Calais Un REX sera à partager entre les parties le mois suivant</p> <p><i>Sur la base d'une projection par droite de régression à partir de 2012</i></p>	
	Traitement des départs HTA fragiles	<p><i>La fréquence de coupure est un élément significatif de la qualité ressentie par les usagers.</i></p> <p>Les indicateurs sont définis dans les PPI</p>	
... tout en conservant les points de qualité remarquables	Qualité de la tension	<p>Analyse des départs en N+1 et inscription au programme travaux N+2</p> <p>Taux de clients mal alimentés (CMA) en tenue de tension à la maille de la concession Taux annuel de CMA < 0,63%</p> <p>(À méthode de calcul constante utilisée dans le diagnostic technique)</p>	
	Exploiter l'ensemble des nouvelles possibilités offertes par les Réseaux Electriques Intelligents	<p>Développer l'utilisation des fonctions avancées de Linky pour la localisation des défauts</p> <p>Déploiement d'ouvrages connectés</p>	

Ambition 3 : Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain

Ambitions	Leviers	Valeurs repères	
		PPI (s)	SDI
<p>Ambition 3 :</p> <p>Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain</p>	HTA souterrain à risque HTA CPI	<p>HTA CPI – 574 km identifiés (2017) – 536 km (2018)</p> <p>128 km sur le PPI 1, avec en priorité les 96 km identifiés à enjeu</p> <p>Volonté de renouveler en cas d'opportunité de voirie en mettant en œuvre une coordination structurée. *</p> <p>* : En cas de refus de profiter de l'opportunité de coordination de voirie, une information sera fournie à l'autorité concédante.</p>	<p>Résorption 100%* en 16 ans</p> <p>*Valeur à reconsidérer si : le taux d'incidents aux 100 km de CPI HTA (1) est inférieur à 4,5 alors la valeur cible sera modifiée de la manière suivante « 80% à horizon 16 ans »</p> <p>** : Information mensuelle des incidents sur câbles souterrains HTA (et localisation)</p>
	<p>BT souterrain à risque</p> <p>BT souterrain CPI et neutre périphérique</p> <p><i>Un enjeu important pour les grandes villes</i></p>	<p>BT souterrain CPI et neutre périphérique – 336 km (2018)</p> <p>22 km sur le PPI 1, en ciblant en priorité les villes de Calais, Boulogne sur Mer, Le Touquet Paris Plage et Arras</p> <p>Un travail de mise à jour cartographique sera mené en parallèle.</p> <p>Renouvellement priorisé des câbles BT souterrains en fonction de leurs incidents passés et de leur risque potentiel de défaillance</p> <p>Volonté de renouveler dès opportunité de voirie en mettant en œuvre une coordination structurée*</p> <p>* : En cas de refus de profiter de l'opportunité de coordination de voirie, une information sera fournie à l'autorité concédante.</p>	<p>50 %* de renouvellement en 30 ans</p> <p>* : Valeur qui pourra être révisée en fonction de l'évolution de l'analyse de la performance sur les 8 villes majeures du département</p>

(1) : il faut entendre, dans les incidents CPI, les défauts « plein câble » et « Accessoires (boîtes de jonction, boîtes d'extrémité, ...)

Ambition 4 : Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures aux besoins de puissance

Ambitions	Leviers	Valeurs repères	
		PPI (s)	SDI
Ambition 4 : Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures aux besoins de puissance	Sécurisation de l'alimentation électrique du territoire et adaptation des infrastructures (réseau et postes sources) au développement du territoire	Une fois par an, lors d'un comité de coordination défini ci-après, le gestionnaire du réseau de distribution présente les enjeux de moyen-long terme en matière de sécurité d'alimentation électrique sur le Pas de Calais. Cela peut recouvrir les enjeux suivants : <ul style="list-style-type: none"> ■ Capacités de reprise par le réseau électrique en cas de perte totale d'un poste source en zone urbaine dense ■ Conclusions du Plan de prévision du risque inondation pour les infrastructures électriques ; ■ ... 	
		Annuellement, la liste des départements HTA en limite de charge max fera l'objet d'un examen partagé entre Enedis et la FDE 62. Dans le cadre de l'élaboration du PPI, lors d'un comité de coordination défini ci-après, le gestionnaire du réseau de distribution partage ses hypothèses de croissance de fond, et avec l'autorité concédante recense les grands projets de développement du territoire, ainsi que de développement des ENR et des infrastructures de recharges des véhicules électriques. Les outils et les données mis à disposition des collectivités par le GRD seront présentés. Un comité de coordination FDE 62 / Enedis et EPCI du Pas de Calais est mis en place pour accompagner les projets de développement territoriaux, dans le cadre des articles 17 et 18 du cahier des charges. A l'initiative de l'autorité concédante, des rendez-vous tripartites (FDE 62 / EPCI / Enedis) seront programmés avec les EPCI : <ul style="list-style-type: none"> • Pour partager sur les grands projets de développement sur leur territoire, et le résultat des études d'impacts sur le réseau, • Pour analyser les coûts probables de raccordements des projets identifiés (il conviendra que l'EPCI ait un mandat du porteur de projet), • Pour partager le diagnostic qualité de la zone d'activité 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.	

Ambitions	Leviers	Valeurs repères	
		PPI (s)	SDI
Ambition 4 : Accompagner les territoires dans leur développement en adaptant les infrastructures aux besoins de puissance	Raccordement Innovant	Enedis informera l'autorité concédante des solutions innovantes de raccordements et des retours d'expérience	
	Projets EnR	Accueil des énergies renouvelables, dans la cadre du SRRREnR Intégrer l'accueil des véhicules électriques dans les schémas à long terme du réseau de distribution	

Annexe 1 : Définition des termes techniques utilisés dans le SDI

Ambition 1 – Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique

- ⦿ Coupure Longue (CL) : supérieure à 3 minutes
- ⦿ OMT = Organe de Manœuvre Télécommandé
- ⦿ ILD = Indicateur Lumineux de Défaut

Ambition 2 : Améliorer la qualité de fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession

⊙ Critère B HIX Incidents

Critère B = Durée moyenne de coupure en BT. La durée moyenne de coupure de l'année N en BT est définie comme le ratio de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) 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.

Critère B HIX Incident : Il mesure le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en Basse Tension est en moyenne privé d'électricité, lorsque la cause de l'interruption de fourniture est un incident sur le réseau de distribution publique (incident en amont du réseau public de distribution d'électricité), hors évènement exceptionnel.

Evènement exceptionnel : Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX).

⊙ Critère B HIX Incidents – Structurel

Le critère B structurel correspond à l'impact des incidents survenus hors épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.

⊙ Critère B HIX Incidents – Climatique

Le critère B climatique est le complément du structurel : il correspond à l'impact des **incidents survenus lors d'épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.**

⊙ Client Mal Alimenté (CMA) : Client pour lequel la tension au point de fourniture est supérieure ou inférieure de plus de 10 % par rapport à la tension nominale du réseau

Evolution de la méthode de calcul :

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

Enedis a fait évoluer sa méthode statistique en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau Basse Tension et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et d'améliorer la modélisation de la charge dans la méthode statistique.

Ambition 3 – Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain

⊙ CPI = Câble au Papier Imprégné

8. ANNEXE 2D

**Programme pluriannuel
d'investissements – PPI n°1**

Période 2020-2023

8





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

Fédération Départementale d'énergie du Pas de
Calais

ANNEXE 2D

Programme pluriannuel d'investissements – PPI n°1
Période 2020-2023

SOMMAIRE

PREAMBULE	3
ARTICLE 1. ZONES PRIORITAIRES D'INVESTISSEMENTS POUR LE PPI 1	3
ARTICLE 2. PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS SUR LES RESEAUX (PPI 1)	7
1. TABLEAUX DES INVESTISSEMENTS	7
2. SUIVI TECHNIQUE	9
3. SUIVI FINANCIER	13
ANNEXE 1 : DEFINITION DES INDICATEURS PRESENTES DANS LE PPI.....	14

Préambule

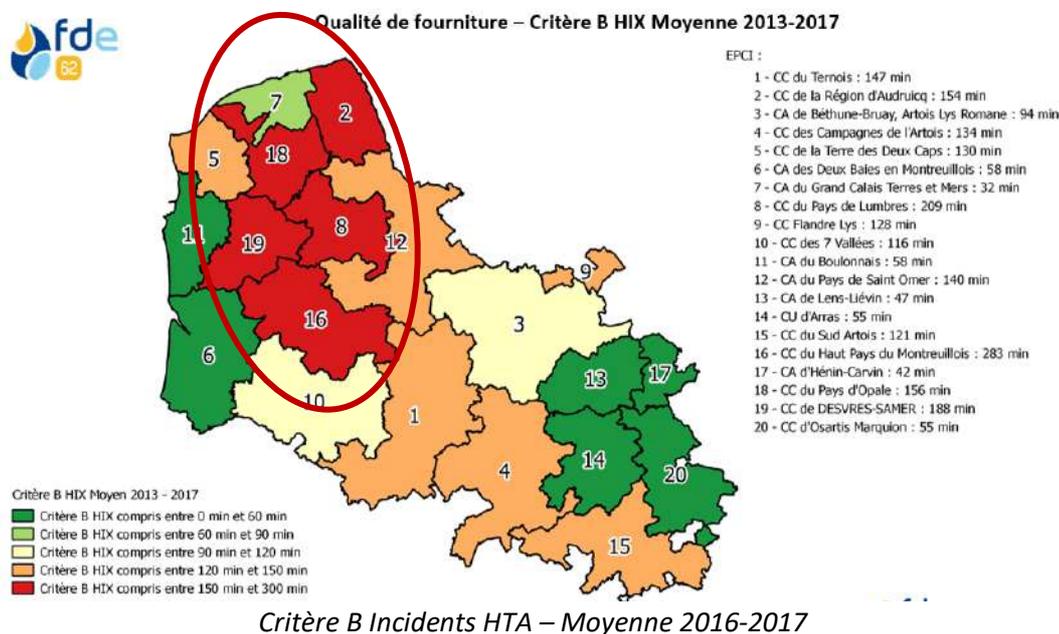
Le premier programme pluriannuel des investissements est établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2023

Article 1. Zones prioritaires d'investissements pour le PPI 1

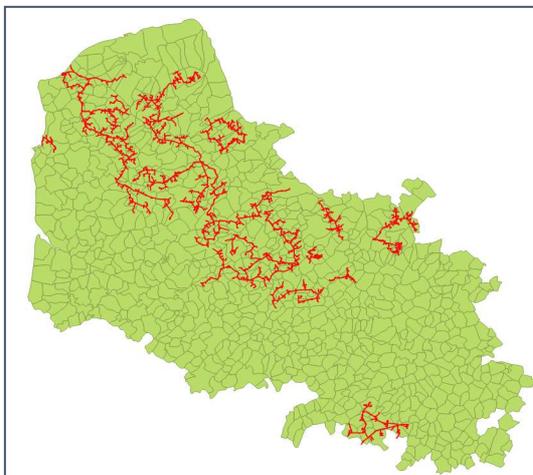
Les zones prioritaires d'investissements définies par le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante au titre du programme pluriannuel 2020-2023 sont les suivantes :

Ambition 1 : Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique

Qualité de fourniture

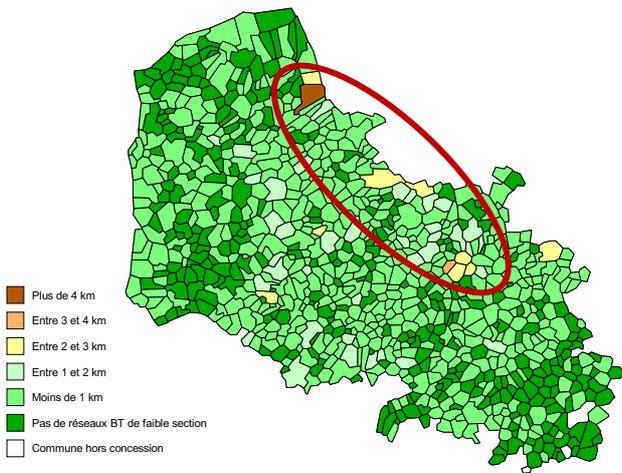


Départs HTA fragiles

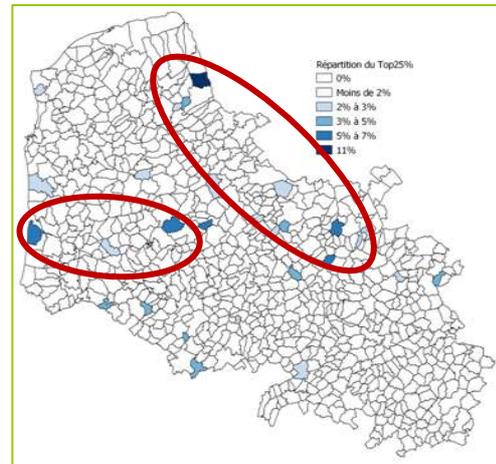


Départs générant entre 1 et 0.5 min de Cr B de la FDE en moyenne sur les 5 dernières années

📍 **Sécuriser les réseaux BT aériens**



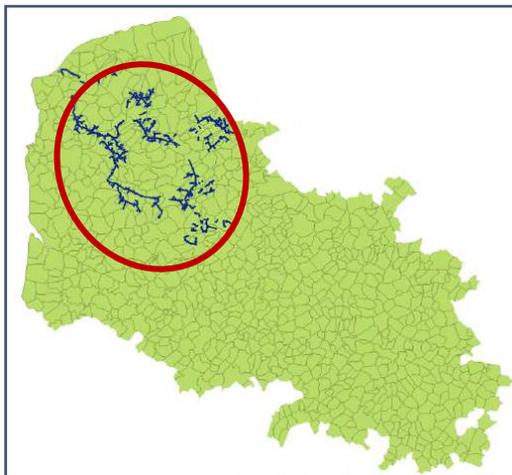
Linéaire de réseau BT en faible section par commune en 2017



Réseau aérien BT fil nu (à enjeu)

Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession

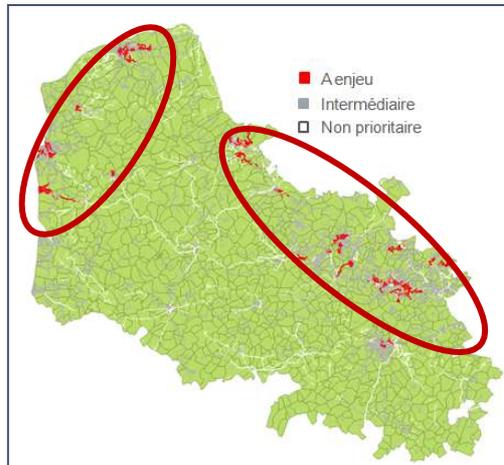
- ⦿ Traitement des départs HTA fragiles



*Départs les plus sensibles aux aléas climatiques :
Cr B > 0.5min/an*

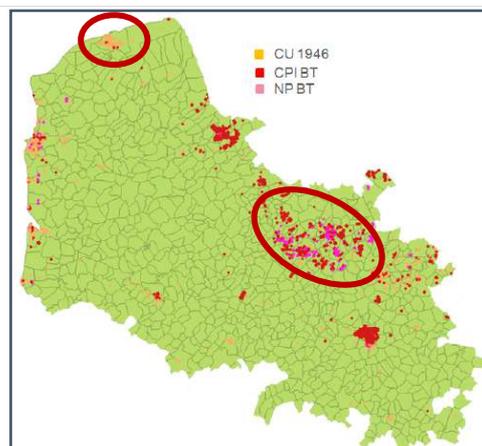
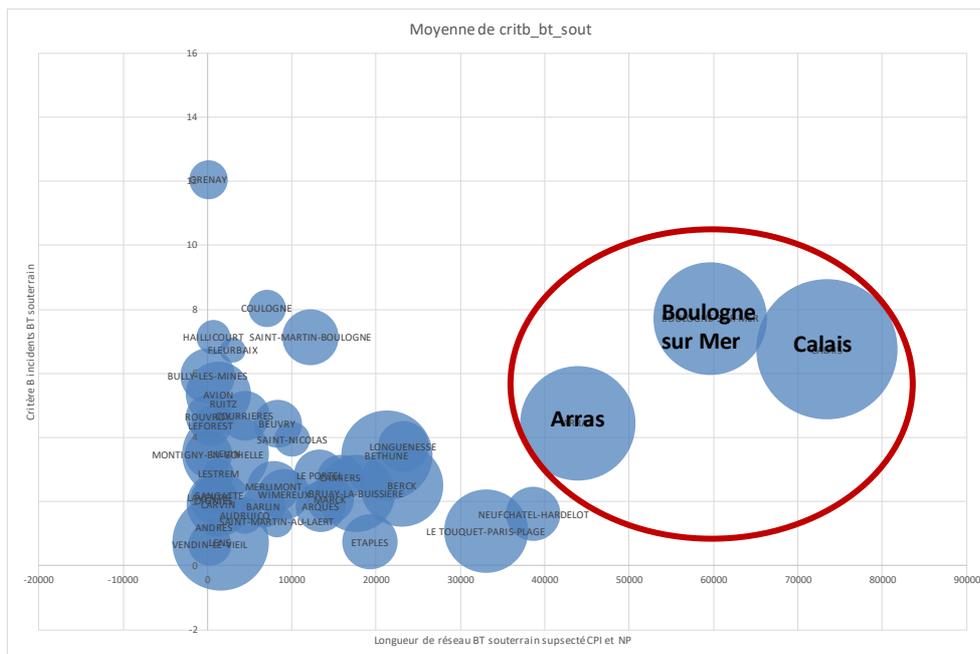
Ambition 3 : Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain

🕒 **CPI HTA**



Tronçons CPI à risque avéré

🕒 **CPI BT**



Localisation du patrimoine BT CPI

Article 2. Programme pluriannuel d'investissements sur les réseaux (PPI 1)

1. Tableaux des investissements

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution au titre du programme pluriannuel pour la période 2020-2023 est le suivant :

⊙ Tableau format Enedis (conférence départementale)

Engagement financier sur les priorités de la concession (M€)	Total PPI 2020 à 2023	Part prévisionnelle des investissements de renouvellement
I. Raccordements des consommateurs et producteurs	0	0
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	66	52,3
II.1 Investissements pour la performance et modernisation du réseau	66	52,3
Renforcement des réseaux BT	5	3,5
Renforcement des réseaux HTA	6,2	4,3
Climatique – Sécurisation Amélioration de la résilience des réseaux et des postes (partie HTA)	4	4
Modernisation des réseaux Modernisation et amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes	50,8	40,5
Dont HTA	32,4	22,7
Dont BT	18,4	17,8
Moyens d'exploitation	0	0
Smart Grids	0	0
Linky	0	0
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	0	0
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	0	0
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	0	0
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	0	0
Total de l'engagement (M€)	66 M€	52,3 M€

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution, dont la non réalisation est sanctionnée par le séquestre visé à l'article 11 A 4°) du cahier des charges de la concession, porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements. La ventilation présentée dans le tableau, ci-dessus, peut être amenée à évoluer en fonction d'éléments conjoncturels (ex. : aléas climatiques, réglementation) ou structurels (ex. : politiques techniques, retours d'expérience).

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.

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2020-2023 majoritairement sur les zones prioritaires identifiées			
Réseau HTA			
Ouvrages	Quantité	Montant (€)	Commentaire FDE 62
Renouvellement des câbles HTA souterrains CPI	128 km		Pour une résorption 100 % à 16 ans, il faut 134 km/PPI
<i>Dont km prioritaires</i>	96 km		
Lignes aériennes HTA fiabilisées (Enfouissement + rénovation programmée)	320 km		
Nombre d'OMT posés	25 OMT		

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2020-2023 majoritairement sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT			
Gestionnaire du réseau de distribution			
Ouvrages	Quantité	Montant (€)	Commentaire FDE 62
Renouvellement BT aérien dont fils nus (*)	135 km		Politique nationale Enedis : Résorption de la quasi-totalité en 2035
<i>Dont km prioritaires</i>	35 km		
Renouvellement BT souterrain câble papier imprégné et neutre périphérique	22 km		Politique nationale Enedis : plus de 50 % renouvelés en 2035

<i>Autorité concédante</i>	
<i>Ouvrages</i>	<i>Quantité</i>
<i>Réseau BT</i>	
<i>Dépose BT fils nus</i>	<i>28 km</i>

2. Suivi technique

La réalisation du programme pluriannuel et son efficacité seront, entre autres, mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité, fournis chaque année, comme précisé ci-dessous.

Ambition 1 : Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique

Développer la résilience du réseau face aux aléas climatiques

Leviers	Indicateurs de suivi (Réalisation)	Indicateurs d'évaluation (Efficacité)
Assurer un bon niveau de qualité sur l'ensemble du périmètre		Taux de clients impactés par plus de 6CL ou 13 heures de coupures cumulées sur le territoire défini dans le SDI
		Suivi du Critère B HIX Incidents Hors RTE des 5 EPCI identifiés dans le SDI
		Critère M HIX Incidents sur la zone des 5 EPCI identifiés dans le SDI <i>Mesure par la droite de régression - Origine 2012</i>
		Suivi de l'évolution du nombre de CTB
Sécuriser les réseaux HTA et BT aériens	Nombre de km HTA aériens fiabilisés	
	Nombre de km HTA enfouis	Nombre d'incidents HIX aux 100 km Aérien HTA hors tiers
Utilisation du volume important de provisions pour renouvellement	Nombre de km BT aériens nu résorbés	Nombre d'incidents HIX aux 100 km Aérien BT hors tiers
	Nombre de km BT aériens faibles sections résorbés	Nombre d'incidents HIX aux 100 km Aérien Nu BT hors tiers
Développement des OMT et ILD	Nombre d'OMT et ILD posés	

Ambition 2 : Améliorer la Qualité de Fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession

Leviers	Indicateurs de suivi (Réalisation)	Indicateurs d'évaluation (Efficacité)
Améliorer la continuité de fourniture	Commune à plus de 13 heures de critère B HIX incidents HTA Volonté FDE 62 : Aucune commune	Critère B HIX Incidents hors RTE
	Analyse des communes en écart en année N+1 Les travaux identifiés seront arbitrés dans le programme travaux N+2	Critère B FDE HIX Incidents hors RTE
	Commune à plus de 7 heures de critère B HIX incidents HTA deux années de suite Volonté FDE 62 : Aucune commune	Critère B HIX Incidents Climatique
	Analyse des communes en écart en année N+1 Les travaux identifiés seront arbitrés dans le programme travaux N+2	Critère B HIX Incidents Structurel
	Villes ciblées (8 villes majeures ou à CPI important) Volonté FDE 62 : Aucune ville ciblée avec un B HIX Global > 30 minutes	Suivi du Critère B HIX Incidents Hors RTE des EPCI du département
Analyse des communes en écart en année N+1 Les travaux identifiés seront arbitrés dans le programme travaux N+2	Suivi du Critère B HIX Incidents Hors RTE des 8 villes majeures ou à CPI important :	Arras Hénin Beaumont Béthune Le Touquet Paris Plage Boulogne sur Mer Lens Calais Liévin
Traitement des départs HTA fragiles <i>La fréquence de coupure est un élément significatif de la qualité ressentie par les usagers.</i>	Nombre de départs à plus de 25 CB ou 70 CTB Volonté FDE 62 : Aucun départ	Nombre de clients subissant par an plus de 70 CTB HTA-HIX Volonté FDE 62 : Aucun client
	Les travaux identifiés relevant du GRD seront arbitrés dans le programme travaux N+2	Nombre de clients subissant par an plus de 25 CB HTA-HIX Volonté FDE 62 : Aucun client
	Nombre de départs HTA générant un critère B HIX de plus de 0,5 minute/an	Nombre de clients à plus de 6 CL Volonté FDE 62 : Nombre client < 0,1 %
		Nombre de clients à plus de 3 heures cumulées de CL Volonté FDE 62 : Nombre client < 4 %
Qualité de la tension	Communes ayant plus de 25 % de CMA Volonté FDE 62 : Aucune commune	Critère F – BT : fréquence moyenne de coupure en BT Volonté FDE 62 : Critère F – BT < 2,2
	Les travaux identifiés seront arbitrés dans le programme travaux N+2	Critère F – HTA : fréquence moyenne de coupure en HTA Volonté FDE 62 : Critère F – HTA < 2
		Taux de clients mal alimentés

Ambition 3 : Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine à risque et en particulier le patrimoine souterrain

Leviers	Indicateurs de suivi (Réalisation)	Indicateurs d'évaluation (Efficacité)
Renouvellement des câbles souterrains HTA à risque HTA CPI – 536 km (2018)	Nombre de km HTA CPI résorbés	<p>Nombre d'incidents HTA aux 100 km Souterrain CPI hors tiers</p> <p>Nombre d'incidents HTA aux 100 km Souterrain Synthétique hors tiers</p>
Renouvellement des câbles souterrains BT à risque BT souterrain CPI et neutre périphérique – 336 km (fin 2018)	Nombre de km de câbles BT CPI et neutre périphérique résorbés	Taux d'incidents BT aux 100 km souterrain hors tiers

3. Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement sera effectué selon le tableau ci-dessous :

○ Tableau format Enedis (conférence départementale)

<i>Suivi année n des dépenses d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre du PPI</i>			
Engagement financier sur les priorités de la concession (M€)	Total PPI 2020 à 2023	Réalisé de l'année N	Réalisé en cumulé à fin d'année N
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs			
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine			
II.1 Investissements pour la performance et modernisation du réseau			
Renforcement des réseaux BT			
Renforcement des réseaux HTA			
Climatique - Sécurisation Amélioration de la résilience des réseaux et des postes (partie HTA)			
Modernisation des réseaux Modernisation et amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes			
Dont HTA			
Dont BT			
Moyens d'exploitation			
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€)			

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

Comme précisé à l'article 2.2, la ventilation présentée dans le tableau, ci-dessus, peut être amenée à évoluer en fonction d'éléments conjoncturels (ex. : aléas climatiques, réglementation) ou structurels (ex. : politiques techniques, retours d'expérience).

Annexe 1 : Définition des indicateurs présentés dans le PPI

Ambition 1 – Afin de préserver une qualité de fourniture élevée dans les zones rurales, réduire de manière significative le critère B sur les territoires identifiés dans le diagnostic technique

- ⊙ Coupure Longue (CL) : supérieure à 3 minutes

- ⊙ Le Critère M HIX

Le critère M est l'équivalent du critère B pour les clients HTA. Il permet de mesurer la qualité de fourniture de secteurs principalement industriels. Contrairement au critère B, les temps de coupures sont pondérés à la puissance souscrite, pas au nombre de clients.

On parle alors de PsiTi (en kW.s) au lieu de NiTi (en clients.s) :

Critère M

$$= \frac{\sum_{\text{clients HTA du périmètre considéré}} \text{puissance souscrite} * \text{temps passé coupé au cours de l'année}}{\text{Puissance souscrite totale des clients HTA du périmètre considéré}}$$
$$\text{Critère M} = \frac{\sum_{\text{coupures}} \text{Ps}_i \text{T}_i \text{ de la coupure} \quad [\text{en kW.s}]}{\text{Puissance souscrite totale des clients HTA du périmètre considéré} \quad [\text{en kW}]}$$

Ce critère M peut ensuite proposer des décompositions similaires au critère B : travaux/incident, origine RTE/PS/HTA...

- ⊙ Critère B HIX Incidents

Critère B = Durée moyenne de coupure en BT. La durée moyenne de coupure de l'année N en BT est définie comme le ratio de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) 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.

Critère B HIX Incident : Il mesure le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en Basse Tension est en moyenne privé d'électricité, lorsque la cause de l'interruption de fourniture est un incident sur le réseau de distribution publique (incident en amont du réseau public de distribution d'électricité), hors évènement exceptionnel.

Evènement exceptionnel : Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX).

- ⊙ Coupure Très Brève (CTB) : Inférieure à 1 seconde
- ⊙ OMT = Organe de Manœuvre Télécommandé
- ⊙ ILD = Indicateur Lumineux de Défaut

Ambition 2 – Améliorer la qualité de fourniture en moyenne sur l'ensemble du territoire de la concession

⊙ Critère B HIX Incidents

Critère B = Durée moyenne de coupure en BT. La durée moyenne de coupure de l'année N en BT est définie comme le ratio de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) 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.

Critère B HIX Incident : Il mesure le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en Basse Tension est en moyenne privé d'électricité, lorsque la cause de l'interruption de fourniture est un incident sur le réseau de distribution publique (incident en amont du réseau public de distribution d'électricité), hors évènement exceptionnel.

Evènement exceptionnel : Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX).

⊙ Le critère B HIX Incidents – Structurel

Le critère B structurel correspond à l'impact des incidents survenus hors épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.

⊙ Le critère B HIX Incidents – Climatique

Le critère B climatique est le complément du structurel : il correspond à l'impact des **incidents survenus lors d'épisodes climatique, inondation et mouvement de terrain.**

⊙ Coupure Très Brève (CTB) : Inférieure à 1 seconde

⊙ Coupure Brève (CB) : comprise entre 1 seconde et 3 minutes

⊙ Coupure Longue (CL) : supérieure à 3 minutes

⊙ La fréquence moyenne annuelle de coupure en BT

La fréquence moyenne annuelle de coupure en BT → Pose la question du nombre de coupure ressenties en moyenne par les clients.

Ce critère est ainsi défini :

$$\text{Critère F BT} = \frac{\sum_{\text{coupures}} \text{Nombre de clients BT coupés de la coupure (coupure > 1s)}}{\text{Nombre de clients BT du périmètre considéré}}$$

Deux composantes d'analyse au critère F BT, toutes autant comptées comme il s'affranchit du temps de coupure :

- Coupures brèves : défauts passagers
- Coupures longues : défauts permanents
 - On peut les décomposer comme tout incident (nature, origine, siège, régime...)

⊙ La fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA

Même logique que le critère F BT, le critère F HTA, pour les clients HTA, est ainsi défini :

$$\text{Critère F HTA} = \frac{\sum_{\text{coupures}} \text{Nombre de clients HTA coupés de la coupure (coupure > 1s)}}{\text{Nombre de clients HTA du périmètre considéré}}$$

Là aussi deux composantes, coupures brèves et coupures longues.

- ⊙ Client Mal Alimenté (CMA) : Client pour lequel la tension au point de fourniture est supérieure ou inférieure de plus de 10 % par rapport à la tension nominale du réseau

Evolution de la méthode de calcul :

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

Enedis a fait évoluer sa méthode statistique en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau Basse Tension et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et d'améliorer la modélisation de la charge dans la méthode statistique.

Ambition 3 – Poursuivre la dynamique d'amélioration de la performance des éléments du réseau – Fiabiliser le patrimoine souterrain à risque

- ⊙ CPI = Câble au Papier Imprégné

9. ANNEXE 2bis

**Relative au versement par
le gestionnaire du réseau
de distribution à l'autorité
concedante maître d'ouvrage de
travaux de raccordement de la
part couverte par le tarif (PCT)**

9.



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)

La présente annexe est sans objet et ne figure pas au contrat lorsque l'autorité concédante n'assure pas la maîtrise d'ouvrage de travaux de raccordement ou qu'elle ne souhaite pas bénéficier du dispositif 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 :
 - o que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
 - o 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,
 - o 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)		Localisation des travaux	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) ❶ :				
<u>Documents à envoyer à Enedis</u>			Plan géoréférencé des ouvrages construits		
Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :			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 ❶bis:		Taux de réfaction tarifaire applicable ❷ :			
Longueur du raccordement en mètres :					
Si écart entre ❶ et ❶bis supérieur à 10%, en donner les explications :		PCT demandée par l'autorité concédante en € : (❶ • ❷)			
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					
<small>(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</small>					
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.					

10. ANNEXE 3

Contribution des tiers aux frais de raccordement sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution

10.

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 est l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation de branchement et d'extension énumérés aux articles D.342-1 et D.342-2 du code de l'énergie, calculé à partir du barème publié par le gestionnaire de réseau et approuvé par la CRE

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à son initiative, une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il en supporte tous les surcoûts.

L'utilisateur supporte les surcoûts liés à une opération différente de l'opération de raccordement de référence s'il en est à l'initiative comme l'indiquent les procédures de traitement des demandes de raccordement publiées par le gestionnaire de réseau de distribution.

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.

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 :

$$C = (1 - r) \cdot (C_{fE} + C_{VE} \times L_E)$$

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.

Où L_E est la longueur de l'extension, C_{fE} et C_{vE} sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. C_{fE} et C_{vE} 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.

$$P = (1 - s) \cdot C_{fB}$$

Où C_{fB} est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement. C_{fB} 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'usagers 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'usagers, 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.

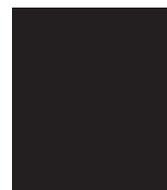
Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire 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.

11. ANNEXE 4

Tarifs réglementés de vente de l'électricité conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie



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 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919794S).

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	79,20	9,48
6	95,76	9,48
9	112,56	9,74
12	129,72	9,74
15	145,32	9,74
18	163,20	9,74
24	203,04	9,74
30	240,36	9,74
36	274,56	9,74

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	65,28	5,64	9,48	3,60
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	5,64	9,74	3,60
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	3,60	10,11	1,73
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	3,60	10,50	1,78

(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	102,96	11,03	7,78
9	125,40	11,03	7,78
12	146,04	11,03	7,78
15	164,88	11,03	7,78
18	182,04	11,03	7,78
24	222,24	11,03	7,78
30	256,56	11,03	7,78
36	289,68	11,03	7,78

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	65,28	6,96	11,03	7,78	3,91	2,62
Version B	65,28	6,12	11,35	7,87	1,86	0,30

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	122,04	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
12	141,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
15	157,08	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
18	171,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
24-30	243,96	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
36	279,24	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	65,16	6,48
Version B	65,28	6,12

	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	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
Version B	6,69	9,27	7,28	10,24	9,25	50,03

	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	2,87	3,87	2,83	3,89	2,86	3,88
Version B	0,29	1,83	0,28	1,62	0,51	2,75

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	111,12	9,12	20,83
12	127,32	9,12	20,83
15	143,52	9,12	20,83
18	159,60	9,12	20,83
36	257,76	9,12	20,83

Majoration pour les producteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

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	65,28	5,40	9,12	20,83	3,73	3,73
Version B	65,28	3,60	9,71	24,25	1,77	2,91

Tarifs (a) au 1^{er} août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919796S).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

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	111,36	10,01
6	131,76	10,01
9	149,64	10,01
12	169,44	10,01
15	184,92	10,01
18	203,28	10,01
24	243,00	10,01
30	281,04	10,01
36	319,80	10,01

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	96,60	6,24	10,01	3,52
Version B	96,60	3,60	10,99	1,84

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

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	132,12	10,80	7,86
9	151,32	10,80	7,86
12	170,76	10,80	7,86
15	190,68	10,80	7,86
18	207,96	10,80	7,86
24	249,00	10,80	7,86
30	285,60	10,80	7,86
36	322,56	10,80	7,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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	96,60	6,48	10,80	7,86	3,84	2,80
Version B	96,60	6,12	10,84	7,65	1,63	0,28

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	848,64
--	------------------------------------	--------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	153,72
	Par kW supplémentaire en Euros par an	12,72
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	307,44
	Par kW supplémentaire en Euros par an	12,72
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	90,60
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,70

(*) 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		Heures Pleines	Heures Creuses
Sans Heures Creuses	26,65		10,01	

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	26,88		10,80	7,86

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	154,80	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
12	175,56	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
15	186,24	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
18	203,52	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
24-30	269,40	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
36	306,36	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines		
Version A	96,60	6,12	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
Version B	96,60	6,12	7,07	9,57	7,80	11,30	10,10	22,71

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,91	3,85	2,96	3,85	2,94	3,84
Version B	0,24	1,41	0,24	1,42	0,51	2,75

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	158,52	9,38	19,86
15	174,72	9,38	19,86
18	191,04	9,38	19,86
36	289,56	9,38	19,86

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie 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	96,60	5,40	9,38	19,86	3,71	3,71
Version B	96,60	3,60	9,67	23,24	1,64	2,90

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)	89,64	6,80

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	90,84	6,80	1,43

(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 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919798S).

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		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	9,72	11,935	11,935	8,205	8,914	7,253
Utilisations Moyennes	9,72		11,935	8,205	8,914	7,253
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				9,92	€/heure ^(b)	

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		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	6,96	18,809	10,052	8,955	8,115	
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	
Calcul des dépassements			9,92	€/heure ^(b)		

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

TARIF VERT - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	23,88	14,445	10,368	6,589	6,675	5,086
Coefficients de puissance réduite *		1,00	0,99	0,85	0,85	0,79
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,25	1,00	0,99	0,85	0,85	0,80
Energie réactive			1,94	c€/kVAh		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

TARIF VERT - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

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	30,36	16,981	7,961	6,211	4,896
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Coefficients par poste			
	4,05	Prix (en €/kW)	1,00	0,98	0,76
Energie réactive			1,94	c€/kVAh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	20,23
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CJ
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :
 Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(*) : 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.
- (b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

12. ANNEXE 5

Relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

12.

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° 714/2009/25, 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 de 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.

13. ANNEXE 6

Catalogues des prestations et des services du gestionnaire du réseau de distribution

13.

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**

14. ANNEXE 7

Conditions générales de vente pour les clients résidentiels

14.

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.

Juillet 2018

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 *pro rata 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 est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. 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 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.

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 échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois 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 avise le client par courrier valant mise en 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 

• **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 clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

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, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité 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 par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

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 droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. 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

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 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 Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site mediateur.edf.fr ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse enedis.fr/reclamations ou par courrier à l'adresse suivante :

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 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 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 sur le site energie-mediateur.fr ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 Paris Cedex 09

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.

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 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « serviceclient@edf.fr ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site 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.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgc/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.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 463 719 402 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 2016 de l'électricité vendue par EDF :
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.
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 au contrat GRD-F

Version : 7.1

Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" 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 d'Enedis 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 Enedis 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 à Enedis 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 d'Enedis : www.enedis.fr

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- 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
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis 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 d'Enedis 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 commu-

nicant 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 plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. 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 Enedis, 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.

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, Enedis 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 d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <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 Enedis 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 d'Enedis 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 qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue 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 d'Enedis.

3) 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.

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 à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis 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 d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue 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 d'Enedis en matière de continuité :

Enedis 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. Enedis 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 d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis 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. Enedis 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 d'Enedis 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 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, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis 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. A 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 Enedis 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 d'Enedis ;
- 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 d'Enedis et de son 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 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis 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 Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis 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, Enedis 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 d'Enedis en vigueur.

3) assurer 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.

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 Enedis, 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 d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 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, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée 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 d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, 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 d'Enedis 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 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 PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. 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 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 :

- 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 ;
- 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 Enedis 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, Enedis 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.

Lorsqu'Enedis est amenée 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

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis 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 Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

> Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis 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 :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée 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.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à «adnrc-support@enedis.fr» ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis
Pôle clients – ADNCR
34, place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le

Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

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 d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis 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 d'Enedis.

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.

Enedis 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, Enedis 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.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis 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 Communiquants, le Client doit laisser Enedis 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 à Enedis 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 d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis 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 d'Enedis.

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 d'Enedis.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés 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 d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

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 d'Enedis, 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 d'Enedis 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 à Enedis 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 à Enedis 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 d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis 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 d'Enedis 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 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 ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

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 Enedis.

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 Enedis, 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 d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis 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 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'énergie, 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 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 à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis 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 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 au titre de l'accès et de l'utilisation du 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. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis 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.

Enedis 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 Enedis et le Fournisseur

Enedis 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.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

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 d'Enedis 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 délictueuses ;
- 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 Enedis 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 délestage 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 d'Enedis ;
- 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 d'Enedis en utilisant le Formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

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 à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis 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 Enedis, selon les modalités convenues. A 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, Enedis 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 d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. 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 a 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, Enedis 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 à Enedis, 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, Enedis 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 à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, 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.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis 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 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 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'Énergie, 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 à Enedis, 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.

15. ANNEXE 7bis

Conditions générales de vente pour les clients non résidentiels

15.

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} décembre 2018

La décision du 27 juillet 2018, relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, publiée au journal officiel du 31 juillet 2018, a mis en extinction le tarif bleu à compter du 1^{er} août 2018 pour les sites appartenant à de grandes entreprises.

En application de l'article 2 de cette décision, une grande entreprise est toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret no 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

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 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 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 aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels 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 engage-

ments 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

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.

• 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.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

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 prorata 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 *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (la 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 répercuté 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 A 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 puis adressée au client par courrier ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

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

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six 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 de ses index à Enedis. 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, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. 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 L441-6 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 facturation. 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.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, 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. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

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, 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, 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.

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 Cata-

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

logue 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 RPD figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessiter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- 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 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.

La personne 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 adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « vosdonnees@edf.fr » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

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, la personne 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 EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'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>.

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

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.

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 <http://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.

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 1 505 133 838 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 - +, 2 de l'électricité vendue par EDF :
85,9% nucléaire, 7,2% renouvelables (dont 5,3% hydraulique),
1,9% charbon, 3,7% gaz, 1,3% fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



16. ANNEXE 8

Conditions générales d'accès au réseau public de distribution HTA ou basse tension pour les clients alimentés en électricité

16.

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 engager 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 par le Fournisseur, les données 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 défektivité 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 ayant nécessité une mise 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 des données de comptage lui 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 RDP 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 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 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.

17. ANNEXE 9

**Relative à la cartographie moyenne
échelle des ouvrages des réseaux
publics de distribution de la concession
de la FDE 62**

17.

ANNEXE 9

DU CAHIER DES CHARGES

ENTRE L'AUTORITE CONCEDANTE ET LE CONCESSIONNAIRE

RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE MOYENNE ECHELLE

DES OUVRAGES DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

DE LA CONCESSION DE LA FDE 62

ENTRE

La Fédération Départementale d’Energie du Pas de Calais, autorité organisatrice du service public du développement et de l’exploitation des réseaux publics de distribution d’électricité et de la fourniture d’énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, faisant élection de son domicile à son siège social, 40 avenue Jean Mermoz 62000 DAINVILLE, représentée par son Président, **Monsieur Michel SERGENT**, dûment habilité(e) par délibération en date du 07/12/2019

désigné ci-après « l’Autorité Concédante »,

D’UNE PART,

ET

Enedis, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles, 92079 Paris-La-Défense , immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le n° 444 608 442, représentée par **Monsieur Thierry PAGES**, Directeur Régional ENEDIS, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie le 2 mai 2017 par le Directoire, faisant élection de domicile 174 avenue de la République 59110 LA MADELEINE

désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d’exploitation des réseaux publics de distribution d’électricité

D’AUTRE PART,

ou individuellement désignés « la Partie », et ensemble « les Parties ».

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

PREAMBULE

L'Autorité Concédante assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue au Concessionnaire conformément à la loi et au contrat de concession.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, il établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- Exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- Mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, le 30/11/1996 et transmis en préfecture le 05/12/1996

Par ailleurs, dans le cadre des compétences que l'Autorité Concédante peut être amenée à exercer conformément à ce que prévoit la loi et dans le cadre défini par le contrat de concession, celle-ci transmet au Concessionnaire une cartographie des ouvrages qu'elle a réalisés et remis au Concessionnaire afin d'être incorporés au réseau concédé en vue de leur exploitation.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières des échanges de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

ARTICLE 2 – PROCESSUS D'ETABLISSEMENT DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution d'électricité étant du ressort du Concessionnaire, celui-ci spécifie les caractéristiques, précisées en annexe, de la représentation des ouvrages du réseau qui lui sont concédés.

Ces caractéristiques constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement l'Autorité Concédante des modifications qui seraient apportées à ces caractéristiques et affecteraient les conditions d'exécution de la Convention.

Les plans des ouvrages du réseau à moyenne échelle sont établis à l'échelle 1/ 2000ème.

La représentation des ouvrages du réseau comporte, *a minima*, les données des dossiers établis au titre de l'article R. 323-25 du Code de l'énergie.

Le Concessionnaire et l'Autorité Concédante, ou le cas échéant les entreprises qui ont été chargées de réaliser les travaux, établissent des plans définitifs les plus précis possible après travaux.

☞ Le « plan définitif » désigne le plan après travaux : en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géoréférencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN....).

Afin que le concessionnaire puisse assurer la mise à jour des bases de données technique et comptable dont il assure la gestion, l'Autorité Concédante remet au Concessionnaire (par l'intermédiaire de son entreprise prestataire de travaux) la documentation décrite en annexe 1 à Enedis avec la PME0 : Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage.

ARTICLE 3 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

3.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

Les données portent sur les types d'ouvrages suivants :

- Poste source,
- Poste de distribution publique,
- Armoire HTA,
- Appareil de coupure aérien HTA,
- Tronçon aérien HTA,
- Tronçon souterrain HTA,
- Tronçon aérien BT,
- Tronçon souterrain BT.

La nature des données fournies est précisée en annexe 2 de la Convention.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géo-référencés pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

3.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

3.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE.

Les données mentionnées au 3.1 sont communiquées par le Concessionnaire sans fond de plan (hors format PDF).

Les données sont transmises par CD-ROM, clé USB ou tout autre moyen adapté tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP via l'adresse email **contact@fde62.fr**) dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an au 30 juin et au 31 décembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

3.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, le Concessionnaire examine le bien fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques mises à jour.

☞ Par défaut un total d'écarts en valeur absolue supérieur à [1 km] est considéré comme significatif

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

ARTICLE 4 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
 - Le niveau de tension (HTA, BT),
 - Le type (fil nu, torsadé, souterrain),
 - La section du conducteur,
 - La nature du conducteur,
 - La date de construction (si disponible).
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;

- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l’Autorité Concédante est accompagnée d’une mention :

- Précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d’usage ;
- Rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- Invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d’un ouvrage.

Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu’il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L’Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l’Autorité Concédante lorsqu’il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l’Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l’usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d’un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d’en avoir informé au préalable l’Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 5 – DROITS DE PROPRIETE, D’USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

5.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Chaque Partie autorise l’autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu’elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l’autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- Pour l’Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d’ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés énoncés à l’article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- Pour le Concessionnaire : pour l’exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d’électricité fixées à l’article L.322-8 du Code de l’énergie.

5.2 PRESTATAIRES

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recouru à partir du moment où celui-ci :

- Respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l’engagement de confidentialité prévu à l’annexe 3 de la Convention ;
- Intervient au titre des missions visées au point 5.1 du présent article.

ARTICLE 6 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- S'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- S'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le concessionnaire :

- S'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- S'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

ARTICLE 7 – RESPONSABILITE

7.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

7.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 8 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet au 31 décembre 2019 pour une durée de 8 ans.

Les parties conviennent de se rencontrer au minimum tous les quatre ans pour dresser un retour d'expérience de son exécution et convenir, en tant que de besoin, de son adaptation par voie d'avenant. A cette occasion la présente convention pourra être adaptée pour tenir compte de l'évolution des données ou dès lors qu'interviendraient des accords nationaux améliorant ou complétant les modalités de communication des données, ou leur liste.

ARTICLE 9 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 10, sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

ARTICLE 10 – RESILIATION DE LA CONVENTION

10.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 9 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

10.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 11 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la Convention en deux exemplaires originaux.

Fait à DAINVILLE , le 12/12/2019

Pour l'autorité concédante,

Le Président de la FDE62

M. Michel SERGENT

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Nord-Pas de Calais

M. Thierry PAGES

Annexe 1 : Documentation à la remise d'ouvrage

La documentation mentionnée à l'article 2 est composée des pièces ci-après :

- Page de garde
- Plan(s) de situation
- Schéma(s) électrique(s) et repérage des ouvrages
- Plan de découpage des folios
- Mise à jour du tableau des terres avec les valeurs réelles mesurées après travaux
- Mise à jour du tableau des conducteurs, quantités posées et déposées mises à jour en cas de modification du tracé pendant la phase de réalisation des travaux
- Mise à jour du tableau de traçabilité des accessoires complété avec les références ; marques des accessoires ainsi que le nom de l'opérateur
- Fiche poste avec le matériel constituant le poste construit (fabricant/modèle des cellules HTA/, fabricant/modèle du tableau BT, fabricant/modèle des ILD)
- Dans le cas de travaux concernant un ouvrage aérien, le plan validé conforme ou avec mention des modifications suite aux travaux,
- Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits.

Annexe 2 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)

Poste Source

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Poste électrique : cas des Postes de distribution publique

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Poste
NOM_POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes clients consommateurs et producteurs n'est pas renseigné
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : <ul style="list-style-type: none"> • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA • Distribution Publique - Client HTA • Répartition • Production • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA – Production • DP – Production
T_DE_POSTE	Type du poste : <ul style="list-style-type: none"> • Inconnu • CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers

	<ul style="list-style-type: none"> • SA - Poste Au Sol Simplifie de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifie de Type B • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT <ul style="list-style-type: none"> • Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : <ul style="list-style-type: none"> - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
NB PROD BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur <ul style="list-style-type: none"> - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
PBT INF 36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT SUP 36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI INF 36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI SUP 36	Nombre de client > à 36 kva
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Armoire HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM ARMOIRE	Nom de l'armoire
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
TYPE	Type d'armoire : <ul style="list-style-type: none">• Manuelle• Manuelle à 3 interrupteurs• Manuelle avec dérivation• Télécommandée• Télécommandée à 3 interrupteurs• Manuelle à 4 interrupteurs• Télécommandée à 4 interrupteurs
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme
TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Remontée aérosouterraine BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS BT	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Remontée aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code Gdo de la remontée Aérosouterraine HTA
RAS HTA	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Quand Tronçon Aérien HTA traité PDV = PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
DESIGNATION_NORMALISEE	Section+Nature+Isolant. Ex : 240ALSC
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm ²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
NATURE_METAL	AM, AL, CU
SECTION_PHASE	En mm ²
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

Dipôle Source BT

La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans SIG, elle a été évaluée avec la date de construction.

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Dipole Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur
P_CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P_1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source
P_NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976)
P_AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE TENS	Chute de tension totale
P_MAX ADM T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG TOT D	Longueur Totale du Départ
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ
P de PC	Pourcentage de câble avec isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Jonction HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code Gdo de la jonction HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Connexion HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code Gdo de la connexion HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Postes électriques : cas des Postes de Répartition

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L.332-15 du code de l'urbanisme, avec les éléments suivants :

Raccordement aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de_	AM, AL, CU
Section_f	En mm ²
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

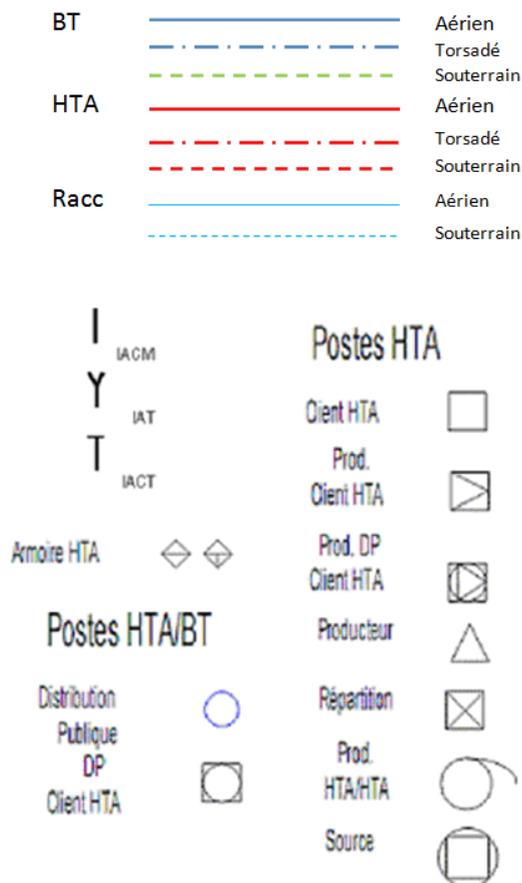
Raccordement souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de_	AM, AL, CU
Section_f	En mm ²
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



⚠ A mettre à jour si la communication est au format DXF

Annexe 3 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : ENEDIS) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.