



Sy.MEG
SYNDICAT MIXTE D'ELECTRICITE DE LA GUADELOUPE
Au cœur de nos énergies !

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

971-200010759-20231120-DEL-2023-CONC-2-DE

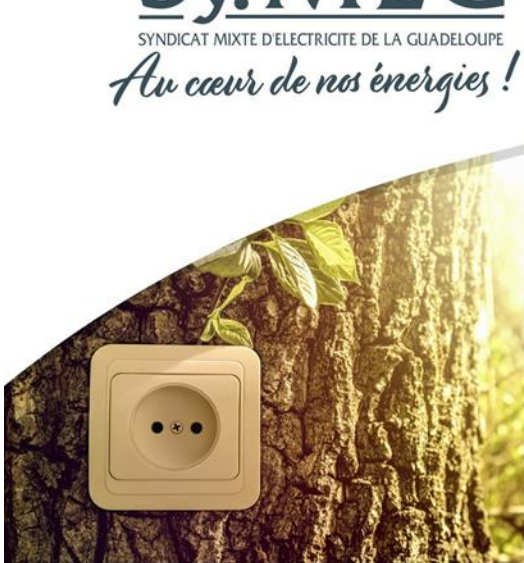
Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 20/11/2023



**territoire
d'énergie**

GUADELOUPE



ANNEXES

CAHIER DES CHARGES

DE CONCESSION

Table des matières

I.	CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DE DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE.....	2
II.	CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE	9
III.	ANNEXE 1 : CONCESSION Sy.MEG	68
IV.	ANNEXE 1bis : ATTESTATION D'INVESTISSEMENT SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ETABLI POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION	94
V.	ANNEXE 2 : MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DU SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS	97
VI.	ANNEXE 2a : DIAGNOSTIC TECHNIQUE EDF SEI-Sy.MEG	104
VII.	ANNEXE 2b : SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS	195
VIII.	ANNEXE 2bis : VERSEMENT PAR LE CONCESSIONNAIRE A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT).....	198
IX.	ANNEXE 2c : PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS PERIODE 2024-2028 204	
X.	ANNEXE 3 : CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION	209
XI.	ANNEXE 4 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE.....	214
XII.	ANNEXE 5 : CATALOGUE DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION.....	224
XIII.	ANNEXE 6 : CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS	227
XIV.	ANNEXE 6bis : CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS	235

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

CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Mixte de l'Électricité de La Guadeloupe**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par M. le Président, Daniel DULAC, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 25 septembre 2020, domicilié : Impasse Guy CORNELIE – ZAC de Houelbourg Jarry à Baie-Mahault (97122) Désigné(e) ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part**,

et, d'autre part,

- **Électricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 2 084 809 296,50 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. Christophe AVOGNON, Directeur du centre EDF Archipel Guadeloupe, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 15 juin 2020 par le Directeur des Systèmes Énergétiques Insulaires, faisant élection de domicile rue Euvremont Genève – Bergevin – 97153 Pointe-à-Pitre,

désignée ci-après « **le concessionnaire** »,

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

EXPOSE

Le Syndicat Mixte de l'Électricité de La Guadeloupe et Électricité de France ont conclu le 26 janvier 2008, pour une durée de 30 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

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

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
 - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
 - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52-3°, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces deux missions sont assurées par EDF dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental.
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 complété par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE), fixés par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'État, 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 de la Zone Non interconnectée au territoire métropolitain continental concernée dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant.
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, EDF mobilise au service de la concession, 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), et EDF. 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 (...).

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.

À compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 26 janvier 2008 par le Sy.MEG à Électricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

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

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

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

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

d) en cas d'accord national entre la FNCCR et EDF afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles au terme I ou ses 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 EDF du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;

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

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

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

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

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

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

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

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

A....., le.....

Pour l'autorité concédante,

Le Président

Daniel DULAC

Pour le concessionnaire,

Le Directeur d'EDF en Guadeloupe ...

Christophe AVOGNON

ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Code INSEE	Nom de la commune
97101	Les Abymes
97102	Anse-Bertrand
97103	Baie-Mahault
97104	Baillif
97105	Basse-Terre
97106	Bouillante
97107	Capesterre-Belle-Eau
97108	Capesterre-de-Marie-Galante
97109	Gourbeyre
97110	La Désirade
97111	Deshaies
97112	Grand-Bourg
97113	Le Gosier
97114	Goyave
97115	Lamentin
97116	Morne-à-l'Eau
97117	Le Moule
97118	Petit-Bourg
97119	Petit-Canal
97120	Pointe-à-Pitre
97121	Pointe-Noire
97122	Port-Louis
97124	Saint-Claude
97125	Saint-François
97126	Saint-Louis
97128	Sainte-Anne
97129	Sainte-Rose
97130	Terre-de-Bas
97131	Terre-de-Haut
97132	Trois-Rivières
97133	Vieux-Fort
97134	Vieux-Habitants

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

**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.

S O M M A I R E

CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES	4
Article 1 — Service concédé	4
Article 2 — Ouvrages concédés	6
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession	6
Article 4 — Redevances.....	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre.....	7
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION	8
Article 6 — Raccordements au réseau concédé	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession	18
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux	19
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX.....	22
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables	22
Article 17 — Études d'impact sur les réseaux	23
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain.....	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques	24
Article 20 — Déploiement des compteurs numériques.....	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique	27
Article 23 — Territoires à énergie positive	28
Article 24 — Service de flexibilité local	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	29
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale.....	30
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS.....	31
Article 27 — Principes généraux.....	31
Article 28 — Obligations du concessionnaire	32
Article 29 — Branchements	34
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire	35
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés	37

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

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par Le Syndicat Mixte de l'Électricité de La Guadeloupe, 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 mentionné(e)s en annexe à la convention de concession.

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

Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 3° 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. À 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 les articles L. 337-7 et L. 337-8 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 alternativement EDF SA :

- en tant que concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ou « le concessionnaire »;
- ou en tant que concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente » ou « le concessionnaire ».

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 à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales et à l'article L.322-6 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.

☞ Les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente dans les Zones Non Interconnectées sont définis à l'article L. 337-8 du code de l'énergie.

EDF S.A., pour ses deux missions, est responsable du fonctionnement du service et le gère conformément au présent cahier des charges. Elle l'exploite à ses 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 concessionnaire perçoit auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à sa charge.

☞ au titre de sa mission de gestionnaire du réseau de distribution EDF 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 Fonds de péréquation de l'électricité prévu à l'article L. 121-29 du code de l'énergie couvre en partie l'écart entre les recettes perçues des clients et les coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ au titre de sa mission de fournisseur aux tarifs réglementés de vente EDF 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. Dans les Zones Non interconnectées au réseau métropolitain continental, les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1, sont des charges de service public et sont compensées au fournisseur conformément aux dispositions prévues aux articles L. 121-6, L. 121.7, L. 121-8 du code de l'énergie.

L'exécution par le concessionnaire du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne le prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par ses 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 alternatifs, 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.

⚡ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, étant précisé qu'EDF est propriétaire des postes sources.

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 légalement la propriété d'EDF. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le concessionnaire 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 2 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.

Et par ailleurs, les installations d'interconnexions inter îles quel que soit leur niveau de tension y compris les ouvrages d'atterrissage ne font pas partie des ouvrages concédés.

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le concessionnaire 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 clients 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 fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

☞ *Ces conventions sont établies de préférence, le cas échéant, à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le concessionnaire et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.*

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

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

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

☞ *Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.*

Article 4 — Redevances

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le concessionnaire verse 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 et des producteurs.

B) Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au concessionnaire, 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 concessionnaire 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 9 juin 2020 fixent les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux d'électricité.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau 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 et par l'arrêté du 9 juin 2020.

☞ L'article 24 VI de l'arrêté du 9 juin 2020 dispose qu'aucune installation de production ne peut être raccordée à un réseau public de distribution d'électricité en HTA lorsque sa puissance P installée excède 17 MW dans le cas général ou 12 MW lorsque l'installation est située dans une zone du territoire non interconnectée au réseau métropolitain continental. Ces installations de production doivent être raccordées à un réseau public d'électricité disposant du domaine de tension HTB dans le cadre des prescriptions propres à ce domaine de tension.

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 D321-12 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 concessionnaire nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au concessionnaire les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le concessionnaire 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 concessionnaire sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

- 1° Raccordement des installations de consommation 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 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 concessionnaire afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le concessionnaire 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, l'autorité concédante et le concessionnaire préciseront au préalable 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 9 juin 2020 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.*

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

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

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

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le concessionnaire 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 concessionnaire

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le concessionnaire 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.

À l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

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

En agglomération et en dehors des zones définies au 2^{ème} alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le concessionnaire 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 concessionnaire 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.

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

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 concessionnaire est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude ou constitutives de droits réels conclues avec le concessionnaire ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

La convention devra prévoir que le propriétaire s'engage à transférer le bénéfice de la convention lors de cession ultérieure.

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le concessionnaire 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, convention de mise à disposition et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés. La convention devra prévoir que le propriétaire s'engage à transférer le bénéfice de la convention ou des baux lors de cession ultérieure.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le concessionnaire perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

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

1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 Électricité 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 concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, 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, du 26 janvier 2007 et du 9 juillet 2019.

☞ 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 concessionnaire 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 concessionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- 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.

Une troisième condition sera introduite si des zones géographiques prioritaires mentionnées à l'article 7 de l'annexe 2 sont identifiées dans le plan pluriannuel d'investissement.

En cas d'accord, le concessionnaire participe à raison de 20 % maximum 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 concessionnaire 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 concessionnaire et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations définies sur le territoire 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 définies par les pouvoirs publics sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-5 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter

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.

des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables applicables aux ZNI.

☞ A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas d'aménagement régionaux (SAR), le plan d'aménagement et de développement durable de la Corse (PADDUC), 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.

Les principes régissant le schéma directeur, le diagnostic et les PPI sont décrits dans l'annexe 2.

1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2b au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du concessionnaire 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.

Établi selon les modalités prévues à l'annexe 2 du présent cahier des charges, à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le concessionnaire et l'autorité concédante, objet de l'annexe 2a, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur contient des ambitions et valeurs repères associées en termes 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 concessionnaire.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuel d'investissements.

Le diagnostic technique et le schéma directeur d'investissement sont décrits dans l'annexe 2a et 2b.

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le concessionnaire 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 5 ans, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges.

☞ A titre indicatif, les finalités pourront être

- *performance du réseau (renforcement, modernisation, sécurisation)*
- *exigences environnementales et réglementaires*
- *raccordement*

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le concessionnaire et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations du schéma directeur.

Le contenu et la forme des programmes pluriannuels sont définis dans l'annexe 2c du cahier des charges de concession.

Ces programmes pluriannuels feront l'objet d'un suivi tel que défini dans l'annexe 2 du cahier des charges de concession.

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.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le concessionnaire, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

« L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »

Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire, 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 concessionnaire, 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 concessionnaire en cas d'évolution du niveau de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE). Le plan pluriannuel en cours pourra également être 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, comme par exemple un évènement exceptionnel.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés. 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 le volume financier total des investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire figurant au dit programme, n'a pas été atteint, 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 concessionnaire, 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 concessionnaire.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le concessionnaire 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 concessionnaire.

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 concessionnaire. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3^{ème} alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1^{er} alinéa du présent paragraphe.

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

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

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

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

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

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

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- 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 concessionnaire, 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 concessionnaire ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages, 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 concessionnaire 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, sauf conditions contraires prévues dans des conventions spécifiques, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le concessionnaire 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 concessionnaire exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 7^{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 concessionnaire peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition notamment 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 concessionnaire constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources.

☞ Article 36 II de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 : Électricité de France est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de 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 concessionnaire 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 comptable³. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le concessionnaire 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 concessionnaire 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, 26 janvier 2007 et du 9 juillet 2019.*

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.edf.gp>

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, dès lors que ces guides existent. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le concessionnaire

☞ *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 ».*

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le concessionnaire 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 concessionnaire 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.*

³ Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Échanges entre l'autorité concédante et le concessionnaire préalablement aux travaux

Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, et le cas échéant les baux, conventions de servitude et constitutive de droits réels nécessaires à établissement et l'exploitation de l'ouvrage, l'autorité concédante transmet au concessionnaire le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

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

2012 susvisé [arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au concessionnaire, 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire renvoie à l'autorité concédante la PMEO 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 concessionnaire 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 ».*

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

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

Le concessionnaire, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à leur demande 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 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 ou plus largement, dans le cadre des compétences légalement définies, tout document de planification de politique territoriale. Sous réserve de l'accord de la collectivité locale, 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 le cas échéant 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 du règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016, relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données à caractère personnel et à la libre circulation de ces données, et abrogeant la directive 95/46/CE, de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et ses décrets d'application, 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, L. 111-73, D. 111-53 et D. 111-54 de ce même code.

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

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

Le concessionnaire 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 concessionnaire en tant que gestionnaire de réseau élabore le 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 Ier, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).

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

Lorsqu'il concerne des zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est élaboré par le gestionnaire des réseaux publics de distribution de la zone concernée (Article D321-12).

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

Le concessionnaire 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 d'open data <https://opendata-guadeloupe.edf.fr/pages/home0/>

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le concessionnaire met à la disposition des demandeurs une page dédiée sur son site internet régional.

A la date de signature du présent contrat, l'espace raccordement est à l'adresse : <https://www.edf.gp/producteur/se-raccorder/votre-raccordement-les-etapes-a-suivre>

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 concessionnaire 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 codifié aux articles D.315-1 et suivants du code de l'énergie.

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le concessionnaire 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 selon les critères de l'article L.315-2 du code de l'énergie et de l'arrêté du 21 novembre 2019.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le concessionnaire 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 concessionnaire s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante des avancées et des difficultés rencontrées sur les opérations d'autoconsommation collective.

Article 17 — Études d'impact sur les réseaux

Le concessionnaire 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

projetent 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 concessionnaire 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 concessionnaire à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes.

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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'écoquartiers, 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire et l'autorité concédante, lorsqu'elle est compétente, 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.

En application de l'article L.2224-37 du code général des collectivités territoriales et des articles L.353-5, L. 353-6 et R 353-5-1 et suivants du code de l'énergie, l'autorité concédante si elle a la compétence de création et d'entretien des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, peut élaborer un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables en concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution et avec les autorités organisatrices de la mobilité mentionnées aux articles L.1231-1 et L.1231-3 du code des transports.

Le concessionnaire 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 conseils permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution et de limiter l'impact de la recharge sur le système électrique du territoire (recharge intelligente) ;
- la mise à disposition d'un interlocuteur unique dans le cadre d'un projet de déploiement d'infrastructures de charge multiples.

☞ 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 numériques

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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);
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans la notice d'utilisation remise lors de la pose;

- 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 numériques.

Le compteur numérique permet au concessionnaire en tant que fournisseur aux tarifs réglementé de vente de proposer de nouveaux services aux clients bénéficiant de ceux-ci, tels que :

- modalités de facturation ;
- dispositif d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leur consommation 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 concessionnaire et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs numériques et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité. Le concessionnaire en tant que fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à communiquer auprès des clients la mise à disposition de ces nouveaux services au fur et à mesure de leur déploiement.

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 concessionnaire promet auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

À 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, dans les points d'accueil ou sur le site internet d'EDF : <https://www.edf.gp/>

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 numériques.

🔗 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 concessionnaire met en œuvre les tarifs horo-saisonnalisés et, le cas échéant, les tarifs à pointe mobile publiés par les pouvoirs publics afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation de la zone non interconnectée 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 concessionnaire 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

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.

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

Le concessionnaire 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.

Le concessionnaire 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 :

Conformément à la réglementation, le concessionnaire accepte le chèque énergie et met en œuvre les dispositifs qui viendraient le compléter ou le remplacer.

☞ Le dispositif du chèque énergie est encadré par les articles L.124-1 à L.124-4 et R.124-1 à D.124-17 du code de l'énergie

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, du volume des règlements effectués à l'aide du chèque 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire.

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 concessionnaire informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers

mois et les clients bénéficiaires du chèque énergie des dispositifs qui viendraient le compléter ou le remplacer, sous réserve que la liste des bénéficiaires soit connue du concessionnaire, 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 conditions d'application de la trêve hivernale sont fixées par l'article 5 du décret 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés de factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau,*

🔗 *Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.*

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie du chèque énergie et des dispositifs qui viendraient le compléter ou le remplacer, sous réserve qu'il soit connu 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 concessionnaire, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le concessionnaire met en œuvre, à l'intention des clients de la concession du chèque énergie et des dispositifs qui viendraient le compléter ou le remplacer, sous réserve que la liste des bénéficiaires soit connue du concessionnaire, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

🔗 *Conformément à l'article L.124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.*

Le concessionnaire pourvoit au financement des actions relevant du 2° du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois, la régulation et les 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.

3° 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 concessionnaire 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 plus détaillées peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun dans le respect de la réglementation relative aux données en vigueur.

4° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Conformément à la réglementation, le concessionnaire prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire 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 du système énergétique du territoire.

🔗 *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 dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- participer à 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 et dans le respect de la réglementation en vigueur ;
- 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 et du système électrique du territoire. 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 concessionnaire donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du concessionnaire, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du concessionnaire, est conclue entre l'autorité concédante, le concessionnaire 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 concessionnaire 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 tout en garantissant l'équilibre du système.

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

Le concessionnaire 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, pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

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

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

Le concessionnaire, 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.

Il s'engage notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à ses activités ;
- développer sa 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, il peut 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 concessionnaire rend compte à l'autorité concédante des actions menées dans le cadre des conventions spécifiques mentionnées dans le 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 concessionnaire assure 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 concessionnaire, au titre de sa mission de gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 5 au présent cahier des charges.

🔗 *Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du concessionnaire <https://www.edf.gp/>*

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 concessionnaire vis-à-vis des clients sont :

- Au titre de sa mission de gestionnaire de réseau, décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'à l'annexe 5.
- Au titre de sa mission de fournisseur au tarif réglementé de vente d'électricité, précisés dans le présent chapitre du cahier des charges
 - o ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 6 et 6bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le concessionnaire, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le concessionnaire 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.*

- o ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients alimentés en basse tension sous une puissance supérieure à 36 kVA bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- o ainsi que dans les conditions générales de vente au tarif vert pour les clients alimentés en HTA bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité.

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 du concessionnaire donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du concessionnaire 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 selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées ou, le cas échéant, auprès de l'autorité concédante*

Article 28 — Obligations du concessionnaire

Le concessionnaire :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire.

☞ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie

- raccorde, sous réserve 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 et de consommation 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 conditions générales de vente à l'article L. 224-11 du code de la consommation.

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

- 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.

A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

Sur le territoire de la concession, le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

🔗 *La procédure de traitement des demandes de raccordement est disponible sur le site : <https://www.edf.gp/>*

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

Les contrats reprennent les conditions générales de vente aux tarifs réglementés de vente. Elles sont mises à jour dans les conditions fixées à l'article 27.

Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 la date à laquelle le client a fait sa demande au concessionnaire.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le concessionnaire, 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 concessionnaire 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 inférieure 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 ;
- pendant la trêve hivernale dans les conditions fixées par l'article 5 du décret 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés de factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

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

Sur le territoire de la concession, le concessionnaire 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. 337-8 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 concernant les consommateurs sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.

Le concessionnaire consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le concessionnaire n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le concessionnaire peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors que l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le concessionnaire 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 concessionnaire est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration conformément aux articles L. 311-1, L. 311-5 et L. 311-6 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 concessionnaire ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le concessionnaire. 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, est disponible sur le site : <https://www.edf.gp/producteur/se-raccorder/les-modeles-de-contrats-de-raccordement-et-d-acces-au-reseau-0>

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

⚡ Dans les ZNI, l'appel des installations de production s'effectue dans le cadre de l'article L322-10-1 du code de l'énergie

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 disjoncteur⁴, 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.

Concernant plus particulièrement les colonnes montantes définies à l'article L. 346-1 du code de l'énergie, elles font partie des ouvrages concédés ou ont vocation à en faire partie selon les modalités prévues aux articles L. 346-2 et suivants de ce même code.

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.

Pour les colonnes montantes qui ne font pas partie des ouvrages concédés, le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur ces dernières pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires aux frais des propriétaires. Le concessionnaire peut les mettre 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.

☞ Le cas échéant, 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

C) Branchements provisoires

Le concessionnaire 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 concessionnaire

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément aux textes réglementaires en vigueur.

⁴ Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation

A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;

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

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

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

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

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire. 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 concessionnaire. En cas d'accord il précisera la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, 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 concessionnaire.

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 concessionnaire 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 aucune perturbation au bon fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le concessionnaire 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 concessionnaire 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. À 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 à l'ordre public et par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant de proposer aux 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 22 mars 2018, 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 concessionnaire, 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.) ;
- pour les horloges ou relais pour certaines tarifications.

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé. Ils sont contrôlés par le concessionnaire dans les conditions fixées à l'article 34 ci-après.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le concessionnaire. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le concessionnaire, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le concessionnaire 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 concessionnaire. 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 et scellés distribution par le concessionnaire, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1^{er} août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Ils sont contrôlés par le concessionnaire dans les conditions fixées à l'article 34 ci-après.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le concessionnaire, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le concessionnaire 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 concessionnaire, 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 concessionnaire.

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle

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

Le concessionnaire 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 concessionnaire, 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 concessionnaire, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au concessionnaire des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 tels que définis par la réglementation ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le concessionnaire 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 ambitions et valeurs repères associés en matière 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 ainsi que le fonds de péréquation d'électricité applicable au concessionnaire, peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le concessionnaire 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 concessionnaire vis-à-vis des clients en soutirage concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les conditions générales de vente et dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution pour les producteurs 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 concessionnaire et sous une tension nominale de [20 000 ou 15 000 volts].

⌘ *La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz (60Hz pour les îles de Saint Barthélemy et de Saint Martin). 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 tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, ne doit pas s'écarter de plus de 10% en plus ou en moins de la tension nominale, selon les conditions de mesure explicitées dans l'arrêté du 24 décembre 2017

⌘ *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 concessionnaire 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 générales de vente pour les clients en soutirage et dans les contrats d'accès au réseau pour les producteurs :
 - en-deçà desquels le concessionnaire 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 concessionnaire 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 conditions générales de vente pour les clients en soutirage et dans les contrats d'accès au réseau pour les producteurs.

☞ *Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 conditions générales de vente pour les clients en soutirage et les contrats d'accès au réseau pour les producteurs.

e concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 conditions générales de vente pour les clients en soutirage et les contrats d'accès au réseau pour les producteurs mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 évènement 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire met en place un dispositif d'information vers l'autorité concédante et les collectivités locales. Le cas échéant, le concessionnaire 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 concessionnaire informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le concessionnaire 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 concessionnaire prendra les dispositions prévues dans la réglementation en vigueur.

☞ 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 concessionnaire s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

A) Accueil des clients

Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire met à la disposition des clients les conseillers de son service clientèle qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

🔗 A la date de signature du présent contrat, tous les services clients du concessionnaire sont situés sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

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 concessionnaire.

B) Informations et conseils aux clients

Le concessionnaire 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 concessionnaire le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le concessionnaire pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le concessionnaire 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.

Le concessionnaire met à la disposition des clients équipés d'un compteur numérique les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies aux articles D224-26 et suivants du code de la consommation.

🔗 Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le concessionnaire propose un service gratuit sur internet fournissant 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 ;
- des conseils éco-gestes.

Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le concessionnaire 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 concessionnaire propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :

- le prélèvement automatique,
- le télé-règlement,
- la carte bancaire,
- le chèque,
- le TIP,
- en espèces.

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le concessionnaire 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 concessionnaire auprès des clients conformément aux conditions générales de vente.

En cas de régularisation importante de facture, le concessionnaire 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 ;
- pendant la trêve hivernale dans les conditions fixées par l'article 5 du décret 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés de factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

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 concessionnaire en tant que gestionnaire de réseau 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 concessionnaire en tant que fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par les services clientèle et une instance d'appel constituée par le service Consommateurs du territoire. L'objectif du concessionnaire est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente 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 concessionnaire informe 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 concessionnaire rend compte à l'autorité concédante des réclamations reçues (typologie, délais de réponse), 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 concessionnaire 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 ;
- système électrique concerné ;
- 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 ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;

☞ *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 concessionnaire 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 conformément à la réglementation.

☞ *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 concessionnaire 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.

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 tarif d'utilisation du réseau est facturé par le concessionnaire au client.

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 concessionnaire 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 concessionnaire

Le concessionnaire peut proposer des prestations annexes aux clients en soutirage, et aux producteurs 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 concessionnaire de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le concessionnaire sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie. Le concessionnaire publie ces catalogues notamment sur son site internet : <https://www.edf.gp/>. 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 concessionnaire lui fournit 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 1^{er} de l'arrêté du 10 février 2020 dispose que « l'inventaire des ouvrages mis à la disposition d'une autorité concédante, à sa demande, en application des articles L. 2224-31 et D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales, est constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le concessionnaire, gestionnaire du réseau public de distribution, pour les besoins des missions qui lui sont confiées. Figurent notamment dans cet inventaire tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages. »

Le contenu et les délais de production de l'inventaire sont définis par la réglementation en vigueur.

☞ L'arrêté du 10 février 2020 fixe le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du concessionnaire.

☞ 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.

Lors de sa demande, l'autorité concédante précise si elle souhaite recevoir l'inventaire des ouvrages soit au niveau de détail le plus fin de la comptabilité du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, soit en agrégeant les ouvrages de même catégorie, mis en service la même année sous la forme d'un article unique.

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues dans l'arrêté du 10 février 2020, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
 - un fichier de données comptables détaillant, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, l'identifiant d'immobilisation, la valeur brute et l'origine des financements concessionnaire – concédant, l'amortissement industriel, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;

☞ La liste des informations associées aux immobilisations figurant dans l'inventaire détaillé ou dans l'inventaire agrégé est décrite dans les annexes 2 et 3 de l'arrêté du 10 février 2020

- pour les autres ouvrages :
 - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, l'origine des financements concessionnaires – concédant, l'amortissement industriel, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les transformateurs HTA-BT, les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le concessionnaire s'engage à expliciter à la demande de l'autorité concédante.
 - l'autorité concédante et le concessionnaire conviennent que pour ces ouvrages, les informations localisées à la maille de la concession seront disponibles cinq ans après l'entrée en vigueur du présent cahier des charges.

☞ L'article 10 de l'arrêté du 10 février 2020 prévoit qu'avant le 1^{er} janvier 2024, l'autorité concédante et le gestionnaire peuvent convenir des modalités et du calendrier pour

*l'établissement de l'inventaire des transformateurs HTA/BT et des ouvrages de branchement.
Les ouvrages de branchement sont définis dans l'annexe 1 de l'arrêté.*

À la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau public de distribution transmet simultanément les données techniques et cartographiques complémentaires disponibles sur les biens couverts par l'inventaire dans des fichiers numériques séparés. Dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis.

Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

☞ L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le concessionnaire communique 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 pourraient le cas échéant être communiqués à un périmètre plus précis, et en tout état de cause seulement si la méthode de calcul et les éléments de collecte le permettent.

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 au réseau public de distribution d'électricité.

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 informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2 - Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le concessionnaire ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du concessionnaire, 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 concessionnaire 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 (ex : format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées dans les conventions spécifiques citées ci-dessous

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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 aux articles R554-1 et suivants du code de l'environnement, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

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 concessionnaire verse à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- au titre de sa mission de 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 ;
- au titre de sa mission de 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.

Le concessionnaire ne pourra pas être pénalisé deux fois pour le même manquement.

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

Le concessionnaire et l'autorité concédante feront leurs meilleurs efforts pour utiliser des solutions dématérialisées dans leurs échanges.

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 1^{er} janvier 2024, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

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

Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans, adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
 - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
 - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué⁵ par référence au TMO,

⁵ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

⚡ *Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'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, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

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

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

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

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

La FNCCR, 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.

Cette commission permanente de Conciliation ne peut représenter que des autorités concédantes adhérentes à 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.

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

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

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

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

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

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

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

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

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

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du contrat de concession du 26 janvier 2008 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au concessionnaire le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

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

Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1^{er} janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le concessionnaire 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 concessionnaire, 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 :

EDF Archipel Guadeloupe, rue Euvremont Gène – Bergevin – 97153 Pointe-à-Pitre

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 concessionnaire
 - 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 ;
- Annexes 2a, 2b et 2c relatives au diagnostic technique, au SDI ainsi qu'au 1er PPI 2024/2028 ;
- Annexe 2bis, relative au versement par le concessionnaire à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative aux catalogues des prestations et services du concessionnaire ;
- Annexes 6 et 6bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;

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

Les annexes 3, 4, 5, 6, 6bis, 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.

III. ANNEXE 1 : CONCESSION Sy.MEG

ANNEXE 1

ARTICLE 1 OBJET

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

ARTICLE 2 REDEVANCE DE CONCESSION

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

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

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

- les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
- les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
- l'accompagnement des écoquartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

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

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

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

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

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

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

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

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

- **L_C**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
- **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **ING₀**, valeur de l'index « ingénierie »² du mois de décembre de l'année 2007, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 26 janvier 2008, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
- **ING**, index « ingénierie »².

2.2.2. Montant de la part R1 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 :

$$R_{1_1} = (10,5 L_{C_1} + 0,23 P_{C_1}) \times (1 + P_{C_1}/P_{D_1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où **R_{1₁}** 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.

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

² Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

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

Le montant de $R1_1$ sera calculé, par application des valeurs suivantes :

- L_{C1} : longueur, au 31 décembre 2023, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km),
- P_{C1} : population municipale³ des communes de la concession au 31 décembre 2023,
- P_{D1} : population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession au 31 décembre 2023,
- D : 30 ans,
- ING_1 : index d'ingénierie du mois de décembre 2023,
- ING_0 : 96,2 index d'ingénierie du mois de décembre 2007.

où ING_1 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 :

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

où :

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

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année n , $R1_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de L_{C1} et de P_{C1} correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $R1_n$ de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant $R1$ calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter la valeur maximale suivante :

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

³ Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

Au titre des années suivantes, le montant R_1 calculé au titre de l'année n ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

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

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

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

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

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

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

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

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
 - **P_C**, population municipale¹ des communes de la concession ;
 - **P_D**, population municipale¹ desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;
 - **ING_n**, index « ingénierie »² du mois de décembre de l'année précédant l'année n^5 ;
 - **ING₂₀₂₁**, valeur de l'index « ingénierie »² du mois de décembre 2021, à savoir 123,2.
- **I**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses

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

⁵ Pour toute valeur de n supérieure à 1.

d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

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

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

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du concessionnaire 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 ou par tout dispositif de compensations des charges de service public de l'électricité ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité au terme I, l'autorité concédante et le concessionnaire conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ce terme.

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

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés³ et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au concessionnaire,
- 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 ce terme I : 4 euros ou $4 \text{ euros} \times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2021})$.

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme I au titre de l'année n n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient

compléter, en tant que ~~de besoin et à concurrence~~ de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année $n+1$.

2.3.2. Montant de la part R2 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 :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

ou

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

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.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

A la date de signature du présent contrat, l'autorité concédante opte pour la formule suivante :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_c / \mathbf{P}_d)] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

2.3.2.2. Part R2 à verser

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

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

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

Pour rappel, les montants des parts R2 au titre des quatre années précédant la signature du présent contrat sont égaux à 0.

Lorsque les montants des redevances des quatre années précédant la signature du contrat sont nuls, des modalités locales d'application du présent paragraphe peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, et EDF du 1^{er} mars 2022, la liste des investissements éligibles au terme I de la part R2 de la

redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

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

Pour chaque année calendaire n , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : $30\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{\text{contrat}})$ euros,

où :

- ING_n valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année n ;
- $\text{ING}_{\text{contrat}}$ valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur de ce contrat de concession.

Le montant de la part R1 à verser chaque année dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2, est majoré du montant en euros calculé ci-dessus. Le total ainsi obtenu correspond à la part R1 à verser à l'autorité concédante.

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

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

2.6. Avant le 30 mars, le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1^{er} juillet de ladite année par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le concessionnaire avant le 31 juillet de ladite année.

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

En cas de retard du concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

ARTICLE 4

INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

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

Le montant annuel de cette contribution est fixé d'un commun accord entre les parties, par convention conclue pour une durée qui ne peut excéder 4 ans, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

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

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

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

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

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :

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

b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou tout autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de [90] % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de [70] % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

ARTICLE 5**MAITRISE D'OUVRAGE****A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage**

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR et EDF le 1^{er} mars 2022, 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 ou zones communales comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes ou zones communales	
		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	EDF	Sy.MEG
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	EDF	EDF
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	EDF	Sy.MEG
	Sécurisation et fiabilisation des réseaux HTA	EDF	EDF
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement individuel d'une installation de consommation ou de production	EDF	EDF
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation collective (immeuble) hors ZA et ZI	EDF	Sy.MEG
	Extension HTA pour le raccordement d'un lotissement	EDF	Sy.MEG
	Extension HTA pour le raccordement d'une ZA et ZI	EDF	EDF
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation Y compris la dépose de réseau	EDF	Sy.MEG
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) (immeuble) hors ZA Y compris la dépose de réseau	EDF	Sy.MEG
	Extension BT pour le raccordement d'un lotissement – Hors/ET dans le terrain d'assiette Y compris la dépose de réseau	EDF	Sy.MEG
	Extension BT pour le raccordement d'une ZA et ZI Y compris la dépose de réseau	EDF	EDF
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation Y compris la dépose de réseau	EDF	Sy.MEG
	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 Y compris la dépose de réseau	EDF	Sy.MEG

	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production Y compris la dépose de réseau	EDF	EDF
Branchements	Branchement de toute installation de consommation	EDF	EDF
	Branchement de toute installation de production	EDF	EDF
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement BT et enfouissement BT Y compris la dépose de réseau	EDF ou Sy.MEG	Sy.MEG
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	EDF	EDF

B) Définitions

En cas de contradiction entre les définitions ci-dessous et les autres stipulations du contrat, ces définitions prévalent.

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.

Sécurisation et fiabilisation des réseaux HTA : travaux sur les réseaux HTA visant à améliorer la continuité de l'alimentation tels que : adaptation de la structure des réseaux, renouvellement, enfouissement, automatisation, rénovation ou travaux de bouclage, ...

Extension HTA : 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 : 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. Le raccordement est dit individuel lorsqu'il a pour objet de raccorder simultanément, au plus, deux points de raccordement.

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.

- Une installation est dite de production simultanément avec une installation individuelle de consommation lorsque le demandeur du raccordement pour la production a la même entité juridique que pour la consommation.
- La puissance maximale de production de l'installation doit être inférieure ou égale à 6 kVA.

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.

- Le bâtiment est dit de production et de consommation simultanée lorsque le demandeur du raccordement pour la production a la même entité juridique que pour la consommation.
↳ *Pour les cas d'autoconsommation individuelle, dans les conditions fixées par l'article L315-1 du code de l'énergie (mandat).*
- La puissance maximale de production de l'installation doit être inférieure ou égale à 36 kVA.

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 : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie.

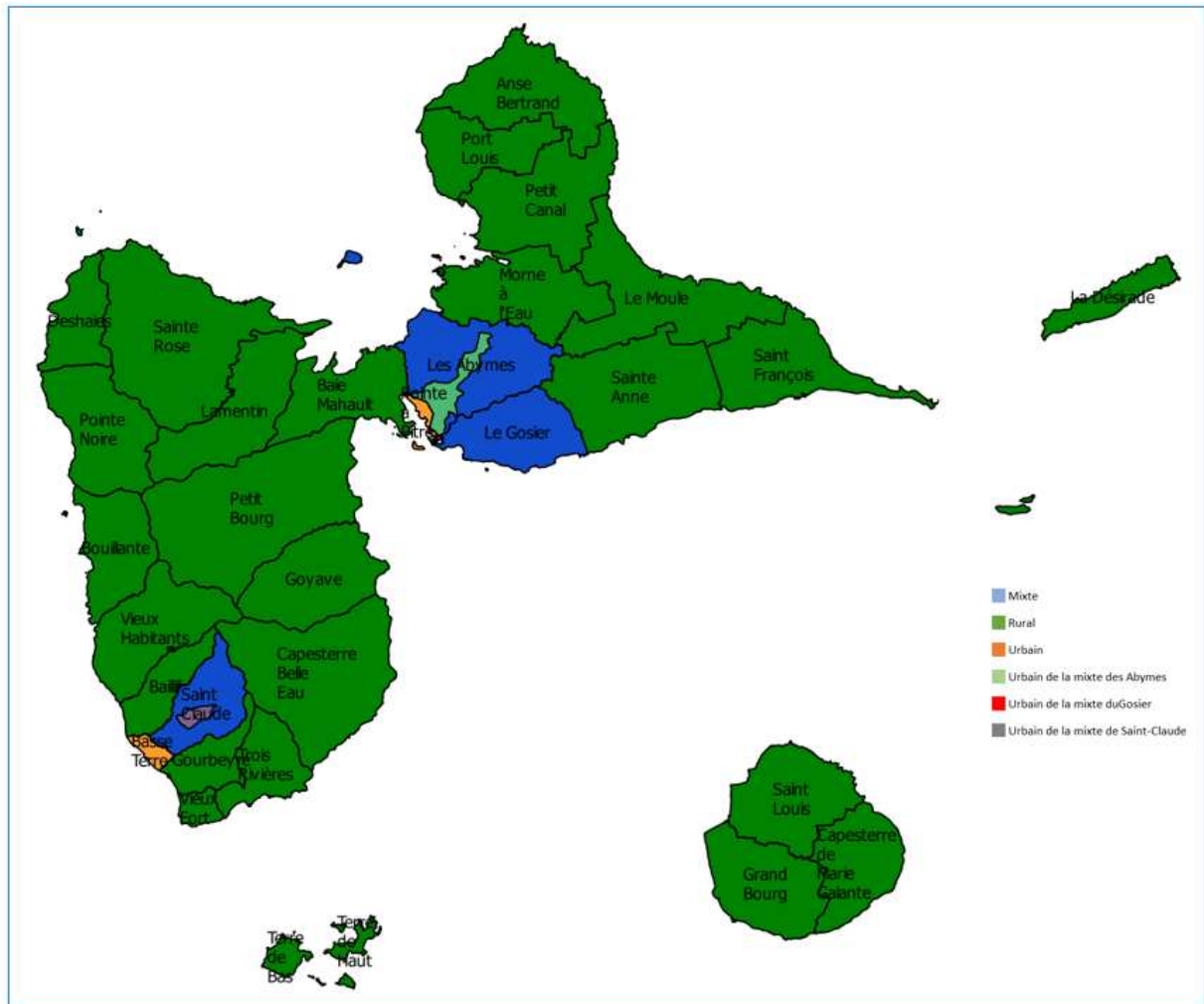
Effacement : travaux d'effacement des ouvrages de la concession dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles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

Dans le tableau ci-dessus de répartition de maîtrise d'ouvrage, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini, conformément à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT) et à l'arrêté préfectoral en vigueur à la date de signature qui fixe la liste des territoires communaux de Guadeloupe éligibles aux aides à l'électrification rurale de plein droit ou par dérogation, comme suit :

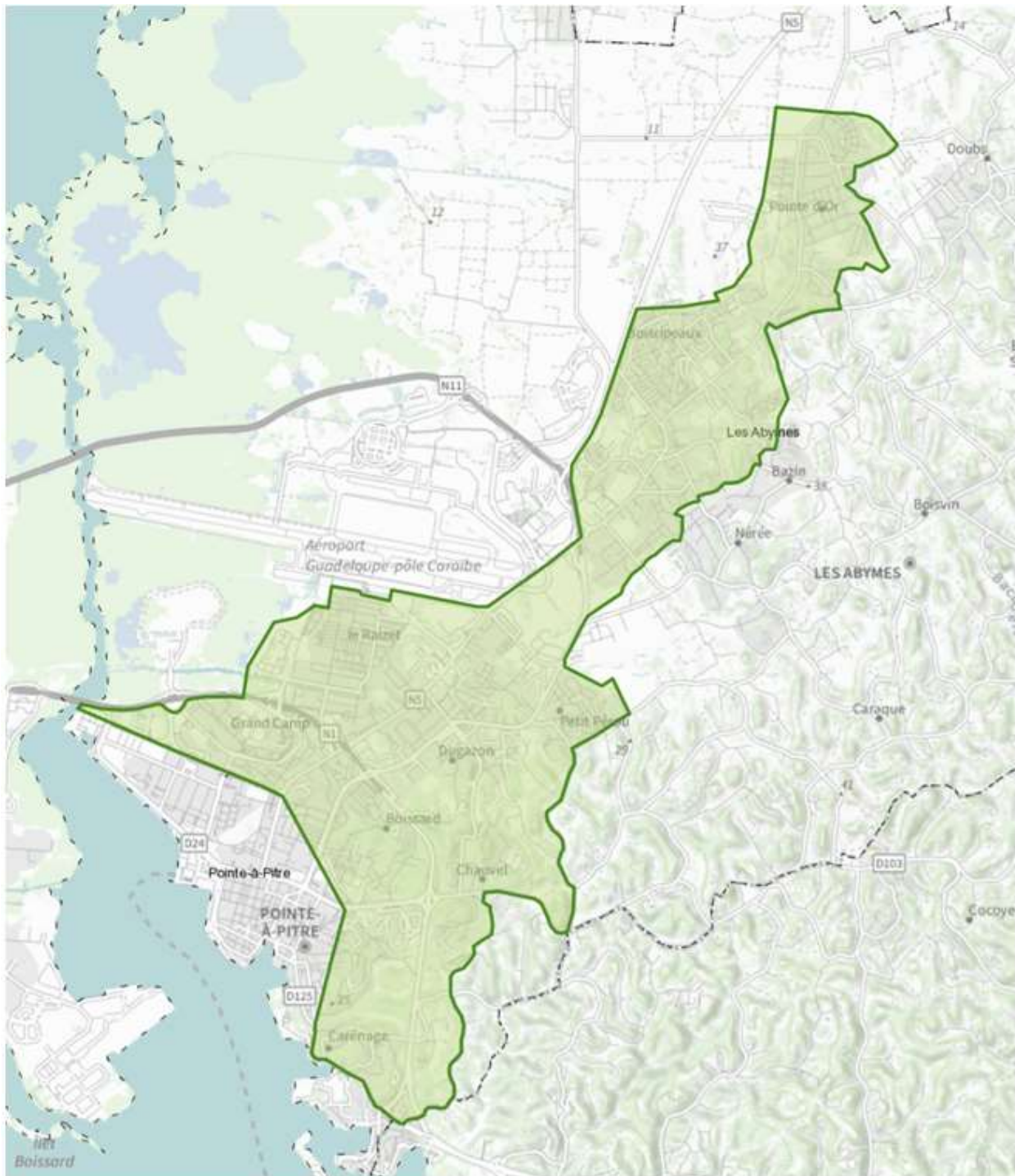
- Zone rurale : commune ou zone communale dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale ;
- Zone urbaine : toute autre commune ou zone communale de la concession.

↳ *Arrêté préfectoral de la région Guadeloupe du 26 novembre 2020 fixant la liste des territoires communaux de la Guadeloupe éligibles par dérogation aux aides à l'électrification rurale*

Conformément à l'arrêté en vigueur, pour information, ci-dessous les limites des zones rurales et urbaines :



Zoom sur les limites de la zone urbaine de la commune des Abymes :



Zoom sur les limites de la zone urbaine de la commune de Saint-Claude :



Zoom sur les limites de la zone urbaine de la commune du Gosier :



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

Chaque année, le concessionnaire 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 concessionnaire précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le concessionnaire de son programme prévisionnel de travaux.

En outre, le concessionnaire 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 concessionnaire à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée. Cette possibilité sera ouverte lorsque les compteurs numériques seront entièrement déployés sur le territoire de la concession.

ARTICLE 7**TRAVAUX SOUS TENSION**

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

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

ARTICLE 8**COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION**

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants. Ces indicateurs pourront être adaptés au regard d'évolutions constatées au niveau national, notamment en ce qui concerne les évolutions de la régulation incitative du TURPE et du Fonds de péréquation de l'électricité.

1. Indicateurs descriptifs des ouvrages de la concession :

Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA dont

- Longueur réseau aérien nu
- Longueur réseau aérien torsadé
- Longueur réseau souterrain

Taux d'enfouissement réseau HTA

Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont

- Longueur réseau aérien nu dont faibles sections ($\leq 14 \text{ mm}^2$ Cu et $\leq 22 \text{ mm}^2$ Alu)
- Longueur réseau aérien torsadé
- Longueur réseau souterrain

Taux d'enfouissement réseau BT

Nombre de postes HTA/BT

- Dont postes sur poteau
- Dont postes cabines hautes
- Dont postes cabines basses

Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)

Nombre moyen d'OMT par départ HTA aérien

Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrages

Nombre de compteurs numériques posés

Nombre d'installations de production

2. Indicateurs clientèle :

Nombre de clients actifs au tarif réglementé par tarif au 31 décembre de l'exercice

Energie facturée par tarif au cours de l'exercice

Recettes HT par tarif au cours de l'exercice

Recettes d'acheminement HT par tarif au cours de l'exercice

Ventilation des clients au tarif bleu par option, par puissance

Satisfaction des clients particuliers et professionnels à la maille du centre SEI

Satisfaction des clients entreprises et collectivités locales à la maille du centre SEI

Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre

Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre

Nombre de lettres de relance envoyées en cas d'impayés de factures, au cours de l'exercice

Nombre de déplacements pour impayés

Nombre de coupures effectives réalisées

Taux de coupures réalisées

Nombre de réclamations écrites reçues au cours de l'exercice

Répartition des réclamations écrites par typologie de réclamation

Nombre de chèques énergie encaissés

Nombre de conseils tarifaires dispensés au cours de l'exercice

3. Indicateurs relatifs à la qualité de l'électricité distribuée :

Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT

- Toutes causes confondues
- Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels
 - o Dont origine incident sur le réseau de distribution publique
 - o Dont origine travaux sur le réseau de distribution publique
 - o Dont autres origines

Nombre de clients BT

- Affectés par plus de 6 coupures longues (> à 3 min), toutes causes confondues
- Coupés pendant plus de 5 heures consécutives, toutes causes confondues

Nombre de clients BT mal alimentés

Taux de Clients Mal Alimentés (CMA) sur le territoire de la concession

Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau

- dont aérien

- dont souterrain

Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau

- dont aérien
- dont souterrain

Nombre de coupures sur incident réseau

- dont nombre de coupures longues (d'une durée supérieure à 3 mn)
- dont nombre de coupures brèves (d'une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes)

Nombre de coupures pour travaux

Fréquence des coupures longues (supérieures à 3 minutes), toutes causes confondues

Fréquence des coupures brèves (comprises entre 1 seconde et 3 minutes), toutes causes confondues

Taux de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté⁶

Taux 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

4. Indicateurs relatifs aux raccordements :

Nombre de raccordements de consommateurs, neufs réalisés

- en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA
- en BT de puissance supérieure à 36 kVA
- en HTA
- en collectif

Nombre de raccordements d'installations de production individuelles neuves de puissance inférieure ou égale à 36 kVA

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

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)

5. Indicateurs sur les éléments financiers :

- Produits liés à l'exploitation courante de la concession
- Charges liées à l'exploitation courante de la concession
- Contribution à l'équilibre

⁶ 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.

6. Indicateurs relatifs au patrimoine concédé :

Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :

- Valeur brute des ouvrages
- Amortissement cumulés
- Valeur nette comptable
- Provisions pour renouvellement cumulées
- Valeur de remplacement

Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :

- Valeur brute au 1^{er} janvier
- Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
- Retraits en valeur brute dans l'année
- Valeur brute au 31 décembre

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

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

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

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 3 mois⁷ 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 3 mois⁸.

B) Organisation de la mission de contrôle

À 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.

⁷ À compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à trois mois.

⁸ À compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

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 assermenté⁹ 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

À 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.

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 8 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.

Les délais précisés dans cet article correspondent à des opérations de contrôle périodiques portant sur une ou deux années au maximum.

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 des dispositions du code général des collectivités territoriales et 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 individuels ou collectifs non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant principalement de l'énergie renouvelable et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

⚡ Une alimentation collective est un micro réseau non raccordé à un réseau principal situé en Guyane ou à La Réunion dont le nombre de sites raccordés est au maximum de 150 et dont la part de production d'origine renouvelable est d'au moins 50 % (Décision du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental)

⁹ Conformément à la législation en vigueur

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. À cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante examine avec le gestionnaire de réseau 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 pour éviter une extension ou un renforcement 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. Cet engagement de prise en concession pourra préciser les conditions d'exploitation de l'installation.

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, générateur hydroélectrique ou thermique ;
- la batterie de stockage individuelle de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ou, dans le cas d'une alimentation collective, la ou les batteries mutualisées ainsi que les systèmes de management de l'énergie permettant d'optimiser les flux entre consommateurs et entre la production et le stockage ;
- 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 concerné 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, 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) Informations sur les moyens de desserte décentralisés

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

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

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile à partir de 2024.

En fonction des données disponibles et de la configuration des sites isolés, le compte-rendu d'activité de concession pourra être enrichi d'informations qualitatives et quantitatives sur le service rendu par le concessionnaire dans ces sites.

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

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

ARTICLE 12

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

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

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

ARTICLE 13

AUTRES ADAPTATIONS LOCALES DU CONTRAT

Conformément à l'accord-cadre entre EDF et la FNCCR du 1er mars 2022, les parties s'accordent à considérer que si la redevance R2 est nulle au titre des quatre années civiles précédant l'année de la signature du nouveau contrat, le lissage prévu à l'article 2.3.2.2. de l'annexe 1 du cahier des charges de concession sera mis en œuvre à partir de la 5ème année suivant la date d'entrée en vigueur du contrat renouvelé, soit pour le calcul de la redevance versée au titre de l'année 2028.

Ainsi, les quatre premières années du nouveau contrat, la R2 versée sera égale à la R2 calculée. Dès la 5ème année et pour la durée restante du contrat, le lissage sera mis en œuvre dans les modalités décrites à l'article 2.3.2.2 de l'annexe 1 du cahier des charges.

ATTESTATION n° : _____ (Réception par le préfet : 20/11/2023)
 PERIODE DU : _____ (une attestation par groupement d'affaires)
 _____ (une attestation globale par mois)

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

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :

Nom et adresse de l'autorité concédante

Représenté par *nom du président ou du maire*

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

EDF

Adresse de l'unité

IV – CONTRAT :

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

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

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

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

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

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

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

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître
d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

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

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire EDF (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

IV. ANNEXE 1bis : ATTESTATION D'INVESTISSEMENT SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION

ATTESTATION n° :

Réception par le préfet (pour le préfet d'affaires)

PERIODE DU :

(une attestation globale par mois)

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

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :

Nom et adresse de l'autorité concédante

Représenté par *nom du président ou du maire*

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

EDF

Adresse de l'unité

IV – CONTRAT :

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

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

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

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

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

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

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

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

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

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire EDF (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

V. ANNEXE 2 : MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DU SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET DU PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS

ANNEXE 2

Modalités de mise en œuvre du schéma directeur des investissements et du programme pluriannuel d'investissements

TABLE DES MATIERES

PREAMBULE	3
ARTICLE 1 – ELABORATION DU SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT ET DU PREMIER PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT	3
ARTICLE 2 – PRINCIPES GENERAUX DE LA DEMARCHE	3
TITRE I- LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE	4
ARTICLE 3 - CONTENU DU DIAGNOSTIC	4
ARTICLE 4 – MODALITES D'ACTUALISATION DU DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE	4
TITRE II- LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)	4
ARTICLE 5 – OBJET ET CONTENU DU SCHEMA DIRECTEUR	4
ARTICLE 6 - REVISION DU SCHEMA DIRECTEUR	4
TITRE III- LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)	5
ARTICLE 7 – OBJET	5
ARTICLE 8 – MODALITES DE SUIVI D'UN PROGRAMME PLURIANNUEL	5
ARTICLE 9 – MODALITES D'ACTUALISATION D'UN PROGRAMME PLURIANNUEL	5
ARTICLE 10 – ARTICULATION ENTRE LE BILAN DE FIN D'UN PPI ET L'ELABORATION DU PPI SUIVANT	5
ARTICLE 11 – MODALITES D'ETABLISSEMENT D'UN NOUVEAU PPI	6
ARTICLE 12 - DECLINAISON DES PROGRAMMES PLURIANNUELS EN PROGRAMME ANNUEL	6
TITRE IV – MODALITES DE SUIVI	6
ARTICLE 13 – COMITE DE SUIVI	6

PREAMBULE

La présente annexe détaille le dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages tel que prévu par l'article 11 du cahier des charges de la concession.

Ce dispositif est défini à partir :

- du schéma directeur d'investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision à long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession ;
- des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) constituant une déclinaison à moyen terme du schéma directeur par période de cinq ans ou sur la période de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) du territoire ;
- des programmes annuels des investissements respectifs du concessionnaire et de l'autorité concédante en déclinaison du programme pluriannuel.

La présente annexe vise à définir les règles générales applicables au diagnostic technique partagé (Titre I), au schéma directeur d'investissements (Titre II), et aux programmes pluriannuels d'investissement (Titre III) ainsi que les modalités de suivi (Titre IV).

Article 1 – Elaboration du schéma directeur d'investissement et du premier programme pluriannuel d'investissement

Les Parties ont élaboré, de façon concertée, le diagnostic technique partagé, le schéma directeur et le premier programme pluriannuel d'investissements, décrits dans les annexes suivantes :

- annexe 2A : le diagnostic technique partagé ;
- annexe 2B : le schéma directeur d'investissements ;
- annexe 2C : le programme pluriannuel d'investissements 2024-2028.

Article 2 – Principes généraux de la démarche

La démarche a pour objet de définir l'ambition pour le réseau à l'échéance du schéma directeur, afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité de la concession sur la durée du contrat.

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'élaboration du schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le concessionnaire et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte des étapes suivantes :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, 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 (notamment en termes de types d'ouvrages ou de zones géographiques concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

TITRE I- LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE

Article 3 - Contenu du diagnostic

Le diagnostic technique de la concession est établi par les Parties. Il correspond à une vision partagée de l'état du réseau de distribution publique d'électricité concédé au démarrage du contrat.

Il comprend un descriptif détaillé des ouvrages concédés, un état des lieux technique de ceux-ci notamment en termes de performance dans le temps.

Ce diagnostic est complété des orientations de développement du réseau public de distribution sur le territoire de la concession, s'appuyant principalement sur les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie et les projets significatifs sur le territoire.

Article 4 – Modalités d'actualisation du diagnostic technique partagé

Le diagnostic pourra être actualisé de façon concertée entre les Parties dans les cas suivants :

- A l'élaboration de chaque nouveau PPI, les Parties se rencontreront pour convenir de l'actualisation ou non du diagnostic partagé ;
- A la survenance d'un événement majeur extérieur aux Parties (par exemple événement climatique, évolution réglementaire importante affectant les ouvrages, ...) et de nature à modifier ou amender sensiblement les ambitions du SDI et/ou ses leviers d'actions prioritaires, avec pour conséquence, par exemple, la réorientation des investissements prioritaires.

Le diagnostic actualisé fera l'objet d'un avenant au contrat de concession.

TITRE II- LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)

Article 5 – Objet et contenu du schéma directeur

Le schéma directeur des investissements s'appuie sur les conclusions du diagnostic technique détaillé et partagé. Il est établi pour la durée du contrat. Il définit, en lien avec les enjeux identifiés par les Parties, les ambitions propres à la concession et les valeurs repères associées qui peuvent se décliner par exemple en termes d'amélioration de la qualité du service public de la distribution d'électricité ou de fiabilisation des ouvrages. Les Parties identifieront les leviers constituant les moyens de réaliser ces ambitions.

Les ambitions et les valeurs repères orientent les choix d'investissements sur le réseau de distribution électrique concédé déclinés dans les programmes pluriannuels.

Article 6 - Révision du schéma directeur

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 du diagnostic actualisé par rapport au diagnostic technique initial ou en cas d'évolution significative des orientations de développement du territoire ;
- En cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession ;
- En cas de survenance d'un événement important extérieur aux Parties et de nature à modifier ou amender significativement l'état du réseau ;
- En tant que de besoin, chaque fois que les Parties, d'un commun accord, le jugeront utile.

Le schéma directeur révisé fera l'objet d'un avenant au contrat de concession.

TITRE III- LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)

Article 7 – Objet

A partir du diagnostic, des ambitions et valeurs repères portés par le schéma directeur ainsi que des leviers associés, le concessionnaire et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels de travaux par période de cinq ans ou sur la période de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) du territoire, et ce jusqu'au terme normal du contrat de concession.

Chaque programme pluriannuel d'investissements (PPI) définit les priorités de la période portant sur des objets et/ou sur des zones géographiques.

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel intègre des travaux de l'autorité concédante, en particulier si ceux-ci peuvent être coordonnés avec les actions du concessionnaire.

Les investissements sont exprimés en quantités prévisionnelles (linéaires HTA, BT...).

L'engagement financier du concessionnaire mentionné dans l'article 11 du cahier des charges porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements. Sur demande de l'autorité concédante, le concessionnaire pourra préciser de manière indicative les estimations financières du PPI par type de finalités.

Article 8 – Modalités de suivi d'un programme pluriannuel

Les parties conviennent de suivre l'avancement du programme pluriannuel d'investissements à partir d'indicateurs d'éclairage définis pour chaque PPI. Les indicateurs d'éclairage porteront sur l'avancement des réalisations et seront mesurés chaque année.

Des éléments d'éclairage sur le suivi financier pourront être fournis chaque année. L'évaluation de l'engagement financier global du concessionnaire au titre du PPI est réalisée au terme de ce dernier.

Article 9 – Modalités d'actualisation d'un programme pluriannuel

Conformément à l'article 11 du cahier des charges de concession, chacun des programmes pluriannuels d'investissements peut faire l'objet d'une actualisation en tant que de besoin, à l'initiative du concessionnaire ou de l'autorité concédante, après concertation entre les parties, afin de tenir compte notamment de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun telles que :

- de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages ;
- une variation significative en matière de travaux de raccordement ;
- un évènement climatique important.

Le programme pluriannuel d'investissements pourra si nécessaire et après accord des parties être actualisé en cas de révision du schéma directeur intervenant avant le terme de ce dernier.

Les programmes pluriannuels d'investissements actualisés feront l'objet d'un avenant.

Article 10 – Articulation entre le bilan de fin d'un PPI et l'élaboration du PPI suivant

Les parties se réunissent la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours, afin d'établir le bilan provisoire des investissements effectivement réalisés et d'évaluer leur contribution à la réalisation des ambitions du SDI.

Ce bilan provisoire est établi sur la base des premières années de réalisation du programme pluriannuel et de l'avancement du programme annuel en cours.

Ce bilan quantitatif est réalisé sur la base des indicateurs d'éclairage du programme pluriannuel d'investissements. Il est accompagné d'éléments permettant d'illustrer la contribution des investissements réalisés à la réalisation des ambitions décrites dans le SDI.

Ce bilan doit permettre d'élaborer le programme pluriannuel suivant.

Le bilan définitif est réalisé l'année suivant la fin du PPI concerné.

Au plus tard le 30 septembre précédant la fin de chaque PPI, l'autorité concédante et le concessionnaire se rencontreront pour établir le programme de travail permettant d'élaborer le PPI suivant.

Article 11 – Modalités d'établissement d'un nouveau PPI

Les programmes pluriannuels ultérieurs au premier programme pluriannuel seront établis de manière concertée entre les Parties, en s'appuyant sur le diagnostic technique partagé élaboré conformément à l'article 3, actualisé si besoin, et sur la base du bilan provisoire des investissements décrit à l'article précédent.

Le nouveau programme est in fine adopté par voie d'avenant, au plus tard le 30 juin de l'année suivant le précédent programme pluriannuel d'investissements.

Article 12 - Déclinaison des programmes pluriannuels en programme annuel

Chaque programme pluriannuel d'investissements est décliné en programmes annuels indiquant la liste des travaux prévus au cours de l'exercice considéré. Ces programmes annuels peuvent faire l'objet d'échanges entre le concessionnaire et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

TITRE IV – MODALITES DE SUIVI

Article 13 – Comité de suivi

Un comité de suivi composé de représentants de l'autorité concédante et du concessionnaire est mis en place au démarrage du contrat.

Ce comité se réunit *a minima* une fois par an afin de :

- Suivre l'état d'avancement du SDI et de chacun des PPI, notamment :
 - dans le cadre du suivi décrit à l'article 8 ;
 - afin d'établir les bilans provisoires, préparer les PPI successifs, valider les bilans définitifs conformément aux dispositions des articles 10 et 11.
- Constituer un lieu d'échanges sur les évolutions éventuelles du diagnostic technique, du SDI et des PPI.

VI. ANNEXE 2a : DIAGNOSTIC TECHNIQUE EDF SEI-Sy.MEG



ANNEXE 2A
Diagnostic partagé pour la concession du Sy.MEG

SOMMAIRE

Préambule	4
Description de la concession	5
1.1. Les clients de la concession	5
1.1.1. La zone de desserte	5
1.1.2. Les postes sources	6
1.1.3. Les clients en soutirage	7
1.1.4. Les clients en injection (producteurs)	13
1.1.5. État d'avancement du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des énergies renouvelables (S3REnR)	17
2. Description du réseau de distribution de la concession	20
2.1. Description générale	20
2.2. Description du réseau moyenne tension HTA de la concession	21
2.2.1. Constitution des réseaux	21
2.2.2. Age des réseaux	24
Les réseaux HTA CPI	27
2.3. Postes HTA/BT	29
2.3.1. Poste HTA/BT par type	32
2.3.2. Les transformateurs HTA/BT	33
2.4. Description du réseau BT	34
2.4.1. Constitution des réseaux	34
2.4.2. Age du réseau BT	37
2.4.3. Les réseaux BT aérien	38
2.5. Description des compteurs numériques	40
2.6. État d'avancement du déploiement du compteur numérique	40
3. Analyse technique de la qualité de fourniture	41
3.1. Analyse de la continuité et des incidents	41
3.1.1. Le temps moyen de coupure	41
3.1.2. Fréquence de coupure	44
3.2. Continuité d'alimentation	45
3.3. Tenue de la tension	46
3.3.1. Départs en contrainte de tension	49
4. Analyse technique du réseau	51
4.1. Fiabilité des ouvrages	51
4.1.1. Fiabilité des ouvrages HTA	51
4.1.2. Fiabilités des ouvrages BT	61
4.2. Réactivité du réseau HTA	65
4.3. Analyse des risques pouvant affecter le réseau	67
4.3.1. Résilience face au risque d'inondation et de submersion marine	67
4.3.2. Résilience face au risque d'aléa climatique	68

5. Orientation de développement du territoire	73
5.1. La dynamique des raccordements.....	73
5.2. Objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	76
5.3. Grands projets du territoire	78
6. Analyse risques/opportunités de la concession.....	81
Annexes.....	82
Annexe n°1 : Ossatures aériennes HTA exposées aux risques cycloniques	82
Annexe n°2 : Postes Distribution Public exposés aux risques forts climatiques	84
Annexe n°3 : Ossatures souterraines HTA incidentogènes	88
Annexe n°4 : Antennes HTA impactant la réactivité du réseau	90

Préambule

La présente annexe constitue le diagnostic technique de la concession. Il décrit l'état technique de la concession et précise les atouts et facteurs de risques pour la construction du Schéma Directeur de la concession et du premier Plan Pluriannuel des Investissements (PPI) associé. La construction du diagnostic technique partagé de la concession est la phase préalable et déterminante pour l'élaboration du schéma directeur de la concession ainsi que du premier PPI.

Ce diagnostic entend correspondre à une description physique du réseau concédé. Il en résulte d'analyses menées par le concédant et le concessionnaire et les conclusions sont partagées par les parties.

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

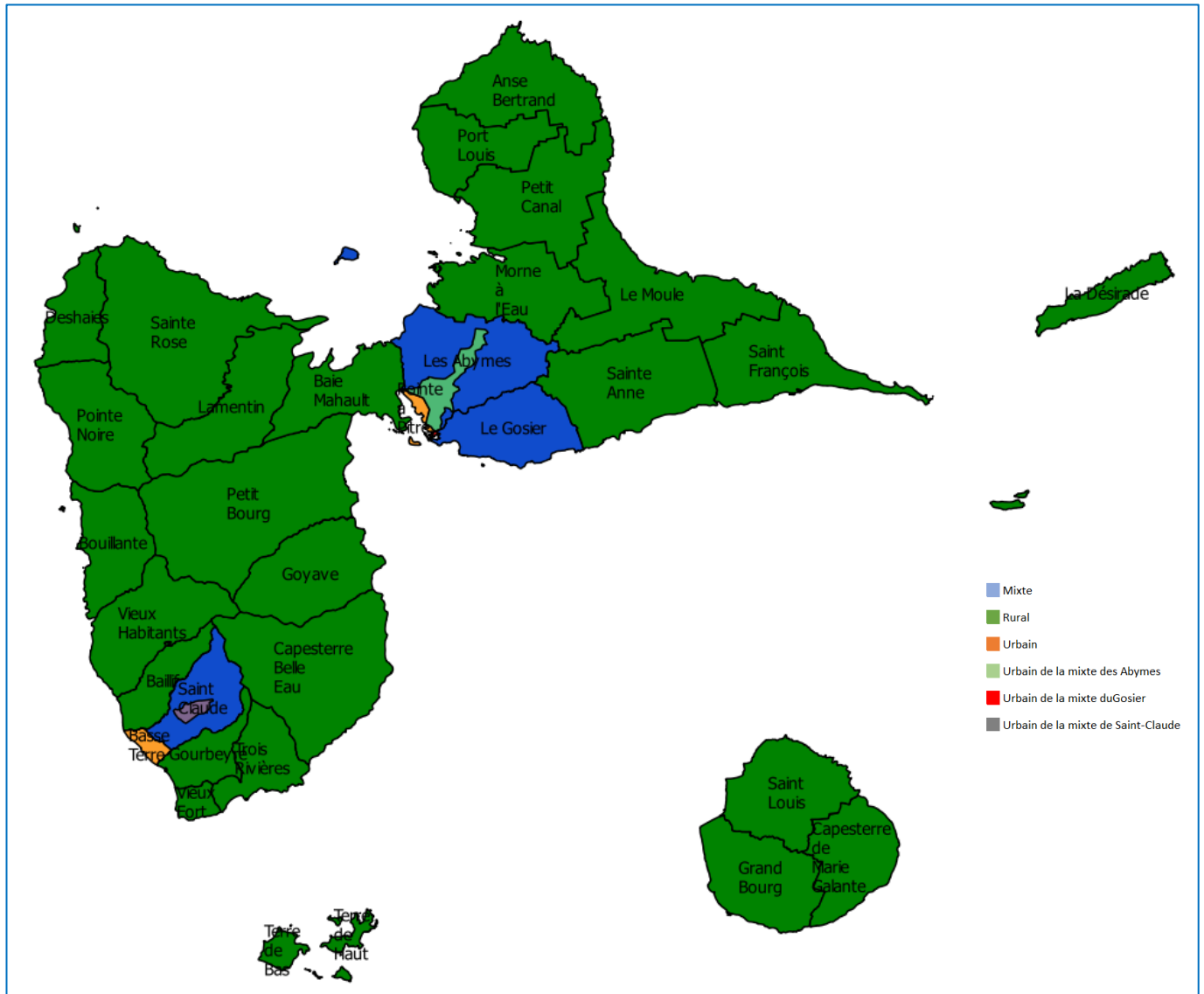
Le diagnostic s'appuie sur une chronique de données allant de 2017 à 2021 extraites prioritairement des CRAC.

Description de la concession

1.1. Les clients de la concession

1.1.1. La zone de desserte

La zone de desserte de la concession est la suivante avec la répartition des communes rurales, urbaines et mixtes :



Les zones urbaines et rurales des territoires sont définies conformément à la réglementation, complétées de l'arrêté préfectoral du 26/11/2020.

Seules les communes de Basse-Terre et de Pointe-à-Pitre sont en zone urbaine. Les Abymes, le Gosier et Saint-Claude sont en zone Mixte. Le reste des communes de la Guadeloupe est en zone rurale.

Les liaisons sous-marines HTA ne font pas partie de la concession.

Pointe-à-Pitre

1.1.2. Les postes sources

Les consommateurs et producteurs d'électricité situés sur le territoire de la concession sont desservis par 15 postes sources.



Source edf.opendata.fr

Nom PS	P installée (MVA)	Tranformateurs HTB/HTA	Nb départs HTA	% Clients BT	% Clients HTA	Capacité réservée au titre du S3RENr (MW)
Baie-Mahaut	72	2x36 MVA	11	9,3%	9,1%	1
Besson	72	2x36 MVA	8	5,2%	8,1%	0,1
Blanchet	72	2x36 MVA	14	12,5%	6,6%	9,6
Bouillante	20	2x10 MVA	2	3,6%	1,5%	12,3
Capesterre	72	2x36 MVA	6	10,3%	5,9%	10,9
Gardel	40	2x20 MVA	4	1,7%	1,5%	11,1
Jarry Sud	108	3x36 MVA	14	2,9%	15,2%	20,6
Petit Bourg	72	2x36 MVA	4	2,8%	1,7%	0
Petit Pérou	72	2x36 MVA	14	14,2%	15,2%	1
Raizet	72	2x36 MVA	10	6,7%	11,0%	1
Rivière Sens	72	2x36 MVA	10	10,4%	13,5%	1
Saint François	40	2x20 MVA	8	5,2%	3,9%	0
Sainte Anne	56	1x20 MVA 1x36 MVA	6	5,8%	3,2%	0,2
Sainte Rose	40	2x20 MVA	9	8,1%	2,9%	11,7
Trois Rivières	72	2x36 MVA	4	1,2%	0,7%	0,1

Le S3RENr, détaillé plus bas, prévoit des modifications du réseau de transport d'électricité.

Commentaires :

La construction du poste source de Petit-Bourg est terminée. Sa mise en service est effective depuis janvier 2023.

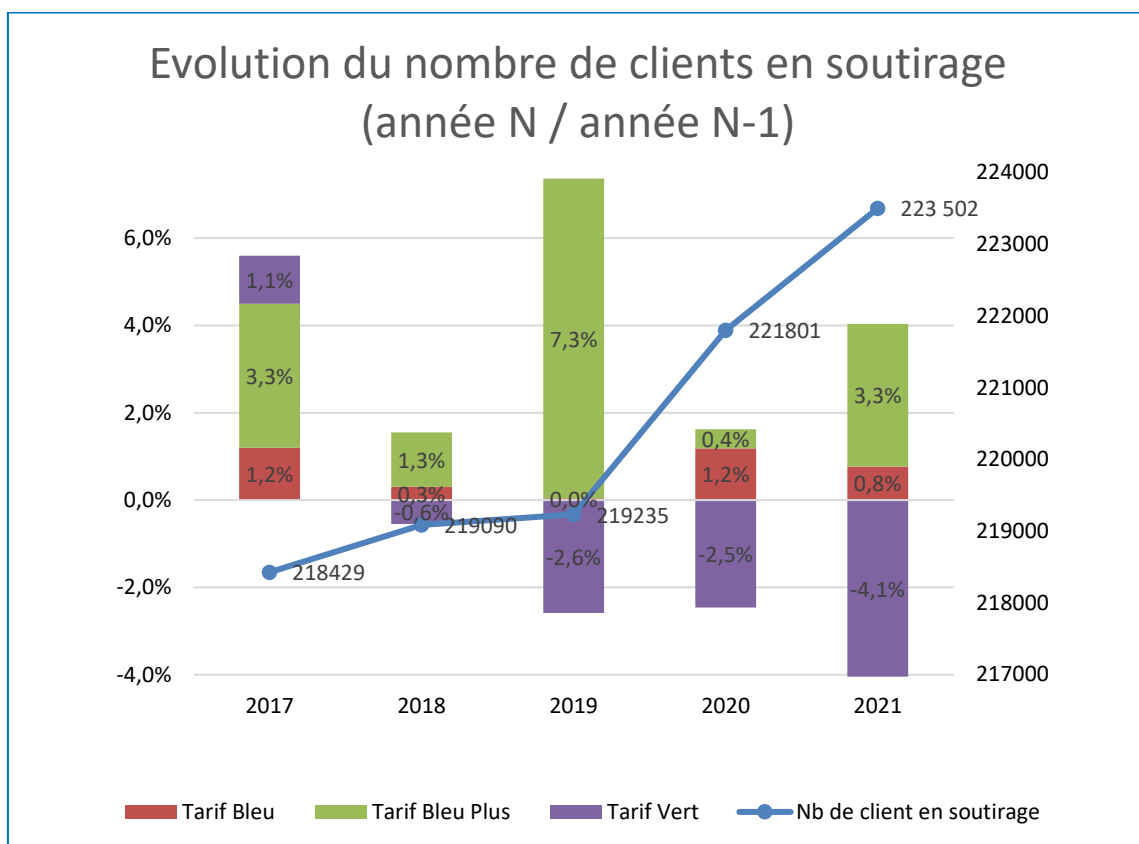
Le poste de Marie-Galante est un poste de répartition.

1.1.3. Les clients en soutirage

Clients aux Tarifs Réglementés		Tension	Niveau de puissance
Contrats	Prestations couvertes		
Tarif Vert	Acheminement + Fourniture	HTA	> 250 kW
			< 250 kW
Tarif Bleu +		BT	> 36 kVA
Tarif Bleu			≤ 36 kVA

- Tableau de répartition du nombre de clients en soutirage par niveau de tension entre 2017 et 2021 :

Répartition des clients en soutirage	Tarif Bleu (BT)	Tarif Bleu+ (BT)	Tarif Vert (HTA)	Total
Au 31/12/2021	221 838	1 170	494	223 502
Au 31/12/2020	220 153	1 133	515	221 801
Au 31/12/2019	217 579	1 128	528	219 235
Au 31/12/2018	217 497	1 051	542	219 090
Au 31/12/2017	216 846	1 038	545	218 429

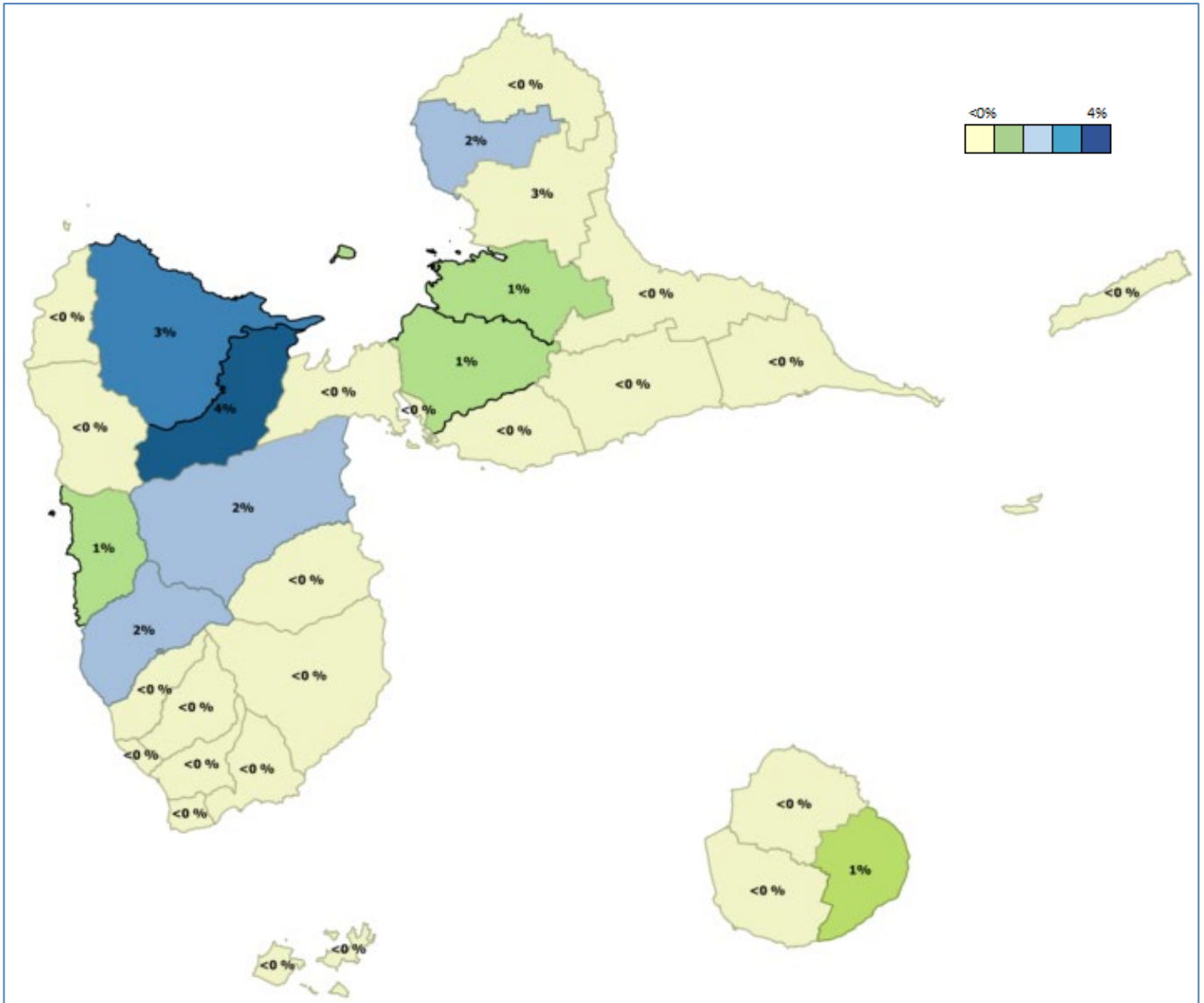


L'augmentation globale du nombre de clients, de 2018 à 2021, est de 2%.

Les nombres de clients en tarif bleu et bleu plus ont augmenté respectivement de 2% et de 11 % entre 2018 et 2021.

Le nombre de clients en tarif vert diminue de 9% depuis 2018. Cette diminution s'explique par le basculement de certains contrats sur une autre offre tarifaire (Bleu ou Bleu+) ou des résiliations suite notamment à la crise COVID.

- Carte de la variation de la consommation entre 2019 et 2021 en % :



La consommation augmente sur les communes du Lamentin, Sainte-Rose, Petit-Bourg, Vieux-Habitants, de Morne-À-L'eau, Port-Louis, les Abymes, Bouillante et Capesterre de Marie-Galante.

Il est possible de visualiser les valeurs des consommations par communes dans le tableau ci-dessous pour les années de 2019 à 2021.

Ci-après, le tableau de la variation des consommations (en kWh) par commune sur la période 2019 – 2021.

Libellé commune	2019	2020	2021	Variation 19-21
VIEUX FORT	3684	2841	3096	< 0%
POINTE À PITRE	107487	101508	96919	< 0%
DESHAIES	17081	16094	15481	< 0%
POINTE NOIRE	17614	16832	16320	< 0%
GRAND BOURG	18191	18089	17073	< 0%
TERRE DE BAS	2072	2073	1961	< 0%
ST LOUIS	7092	6980	6727	< 0%
BASSE TERRE	54378	53612	51733	< 0%
TROIS RIVIERES	17607	17371	16758	< 0%
GOYAVE	17627	17380	16795	< 0%
TERRE DE HAUT	6954	6850	6634	< 0%
ST CLAUDE	28421	27918	27120	< 0%
LE GOSIER	108893	108780	105370	< 0%
ST FRANCOIS	62865	66008	61241	< 0%
BAIE MAHAULT	256773	256498	250296	< 0%
LA DESIRADE	3927	4074	3861	< 0%
CAPESTERRE BELLE EAU	44507	45037	43898	< 0%
STE ANNE	66531	67644	65869	< 0%
LE MOULE	79964	80385	79416	< 0%
ANSE BERTRAND	10830	10696	10824	< 0%
BAILLIF	17187	17133	17230	< 0%
GOURBEYRE	22688	23232	22798	< 0%
CAPESTERRE DE MARIE GALANTE	8123	7934	8175	1%
LES ABYMES	215280	217396	216855	1%
MORNE A L'EAU	40220	43558	40597	1%
BOUILLANTE	18227	18642	18470	1%
PORT LOUIS	15499	16327	15754	2%
PETIT BOURG	71110	73888	72652	2%
VIEUX HABITANTS	15105	15287	15457	2%
PETIT CANAL	17920	18752	18422	3%
STE ROSE	50005	52592	51726	3%
LAMENTIN	42449	44640	44236	4%
TOTAL	1 466 311	1 476 051	1 439 764	< 0%

Commentaires :

Le nombre de clients en soutirage en 2021 est de 223 502 clients. Il a globalement augmenté de 2% entre 2019 et 2021. De 2019 à 2021 on enregistre une augmentation du nombre de contrats actifs pour les communes du Lamentin, du Gosier, de Baie-Mahault, des Abymes et de Petit-Bourg (>250 clients BT). À l'inverse la consommation d'électricité a diminué globalement sur l'ensemble de la concession.

1.1.4. Les clients en injection (producteurs)

- Tableaux des répartitions du nombre de clients en injection (producteurs) par niveau de puissance et par typologie :

Répartition des clients en injection	BT <= 36 kVA		HTA (>250 kVA)		Total	
	Nb Clients	Puiss installée	Nb Clients	Puiss installée	Nb Clients	Puiss installée
Au 31/12/2021	1 606	32 866 kW	64	164 066 kW	1 670	196 932 kW
Au 31/12/2020	1 592	31 215 kW	62	122 361 kW	1 654	153 576 kW
Au 31/12/2019	1 583	30 840 kW	57	125 160 kW	1 640	156 000 kW
Au 31/12/2018	1 587	25 985 kW	57	104 539 kW	1 634	130 524 kW
Au 31/12/2017	1 611	26 775 kW	57	110 094 kW	1668	136 870 kW

Nombre de producteurs par puissance hors HTB (Métier)

La majorité des producteurs produisent dans une gamme de puissance dite BT < 36 kVA (environ 80%). De 2018 à 2021 le nombre de producteurs augmente globalement de 2%.

Répartition du nombre de contrats en injection sur la concession	Dont origine hydraulique		Dont origine photovoltaïque		Dont origine éolienne		Dont autres (biomasse, biogaz,...)	
	Nb	Puiss (kW)	Nb	Puiss (kW)	Nb	Puiss (kW)	Nb	Puiss (kW)
Au 31/12/2021	14	10 520	1 640	86 455	9	51 575	7	48 382
Au 31/12/2020	14	10 520	1 626	85 419	9	43 055	5	14 582
Au 31/12/2019	14	10 520	1 611	81 337	8	34 055	7	29 900
Au 31/12/2018	14	10 520	1 609	68 014	9	22 110	2	29 900
Au 31/12/2017	14	10 520	1 639	70 210	11	26 260	2	29 900

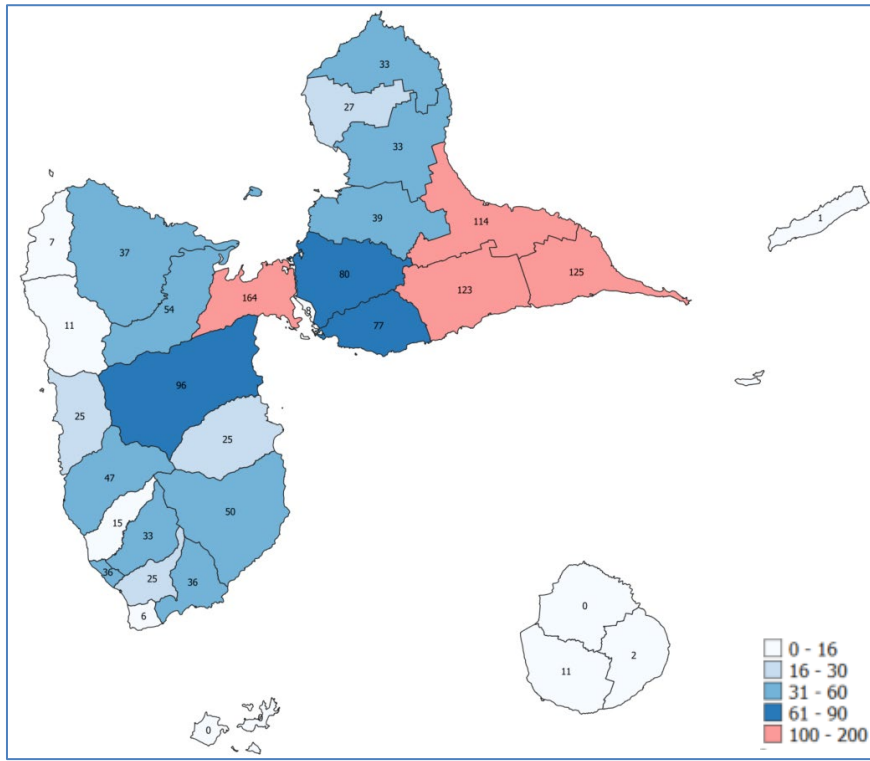
Nombre de producteurs par catégorie hors HTB

On retrouve un mix énergétique d'origine renouvelable très varié avec des sources d'origine biomasse, biogaz, hydraulique, éolienne et photovoltaïque.

La principale filière de production en termes de nombre de producteurs est le photovoltaïque.

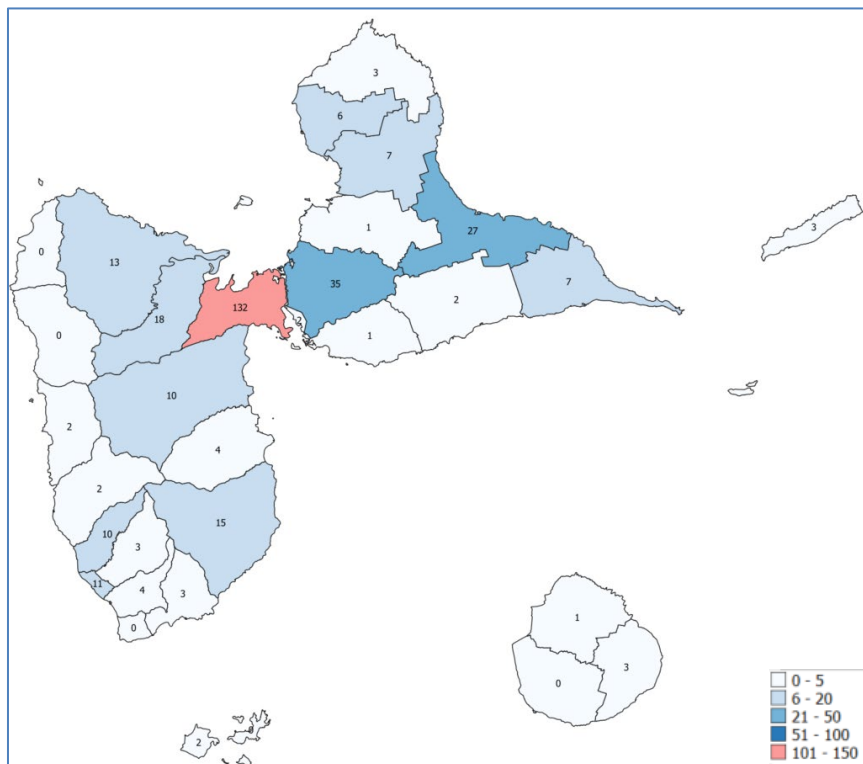
- Carte de répartition des sites de production par commune à fin 2021 :

→ Producteurs raccordés en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA



Les producteurs BT sont principalement localisés à l'est de la Grande Terre et à Baie-Mahault.

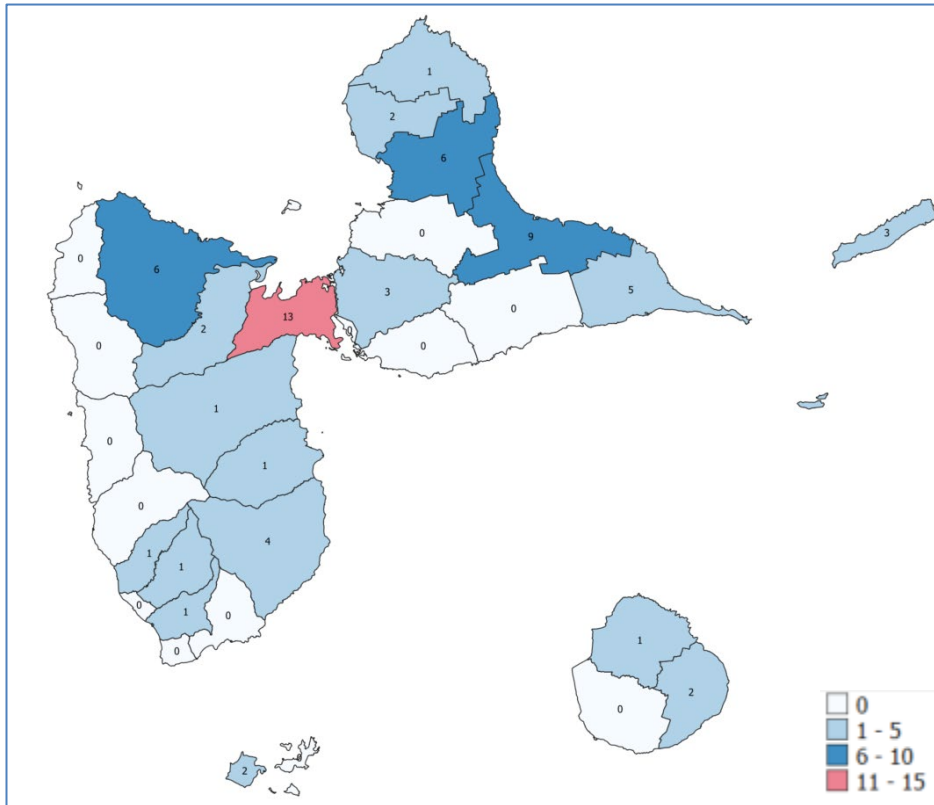
→ Producteurs raccordés en BT de puissance supérieure à 36 kVA



Les producteurs BT>36 kVA sont principalement localisés à Baie-Mahault, à Morne-À-L'eau, au Lamentin et au Moule.

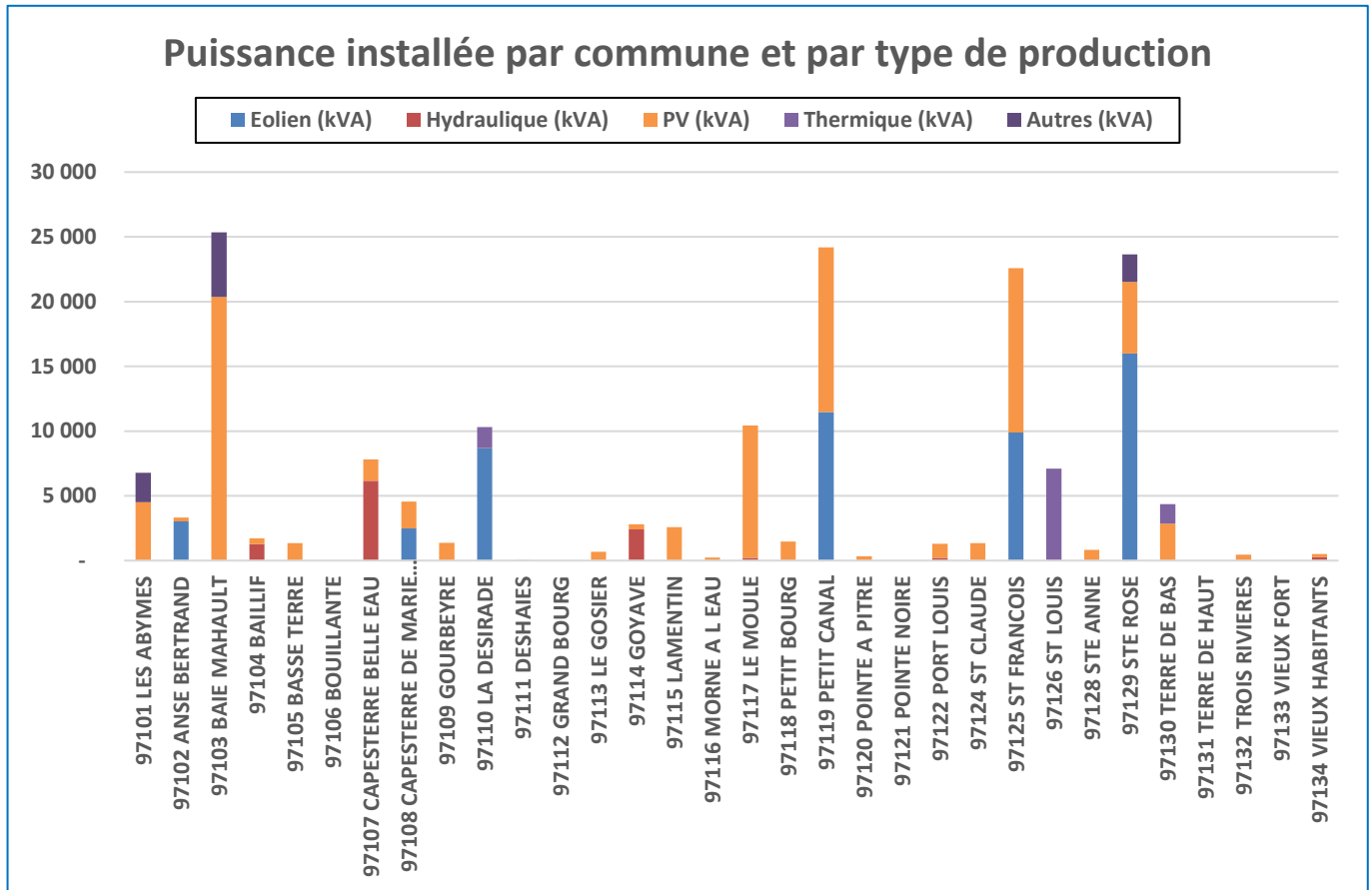
*Eu égard aux contraintes liées aux ICS (Informations Commercialement Sensibles) et DCP (Données à Caractère Personnel) certaines données fournies lors des contrôles sont anonymisées, ce qui ne permet pas une comparaison avec ce graphe.

→ Producteurs raccordés en HTA



Les producteurs HTA sont principalement localisés à Baie-Mahault, au Moule à Petit-Canal et à Sainte-Rose.

- La représentation par commune de la puissance installée des producteurs raccordés au réseau de distribution :



Commentaires :

Le nombre de client en injection a augmenté de 2% depuis 2018. Les producteurs BT sont principalement localisés dans la région pointoise notamment dans la commune de Baie-Mahault et leur source est d'origine photovoltaïque.

En HTA, les installations de grande puissance sont localisées à Sainte-Rose, à Petit-Canal, à Saint-François, à la Désirade et à Marie-Galante.

Des projets de production en HTA sont prévus dans les années à venir. Parmi eux, un projet de centrale solaire au Lamentin, de nouvelles tranches de production à la centrale géothermique de Bouillante et le projet Sinnoval de combustion de déchets dans la commune du Gosier.

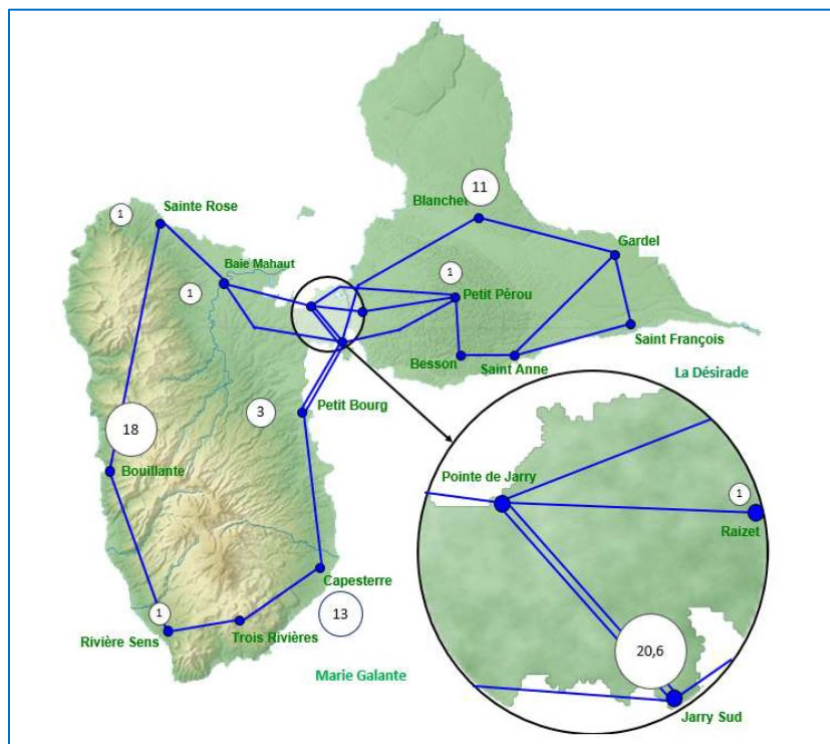
Cette dynamique s'accéléra à court et à moyen terme avec la publication de la PPE.

1.1.5. État d'avancement du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des énergies renouvelables (S3REnR)

Le projet de S3REnR de Guadeloupe a été approuvé le 01/07/2021 par le préfet de Guadeloupe. Ce schéma met à disposition des projets de production EnR d'une capacité d'accueil de 74 MW.

Il prévoit pour cela des investissements sur le réseau (hors concession) à hauteur de 4 M€ correspondant à l'ajout d'un transformateur HTB/HTA de 36 MVA dans le poste de Blanchet et à la modification de la structure du poste pour accueillir ce nouveau transformateur.

- Carte de l'organisation du réseau de transport et des capacités réservées à l'horizon 2023*



Données S3REnR

(*) À L'état initial du S3REnR de la Guadeloupe prend en compte :

- Le projet de poste électrique de Petit Bourg.
- La construction d'une liaison souterraine entre les postes de Jarry Sud et Petit Bourg.
- Le renforcement des liaisons Blanchet-Jarry et Besson-Sainte Anne permettant un passage de l'IMAP de 680 A à 800 A.

L'ensemble de ces travaux est à la seule charge du gestionnaire de réseau.

- Évolution de la production d'énergie renouvelable

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma	Au 1 ^{er} janvier 2022
En file d'attente	104 MW	122,5 MW
En service	216 MW (Dont 59 MW bagasse/charbon)	221,5 (Dont 59 MW de bagasse/ charbon)
Total	320	344
État d'avancement du S3REnR		32%

Données « Bilan technique et financier du S3REnR »

Depuis la date d'approbation du schéma et le 1er janvier 2022, 24 MW de projets EnR sont entrés en file d'attente dans le cadre du S3REnR et ont utilisé de la capacité réservée. Ces projets concernent des installations éoliennes ainsi que photovoltaïques avec et sans stockage.

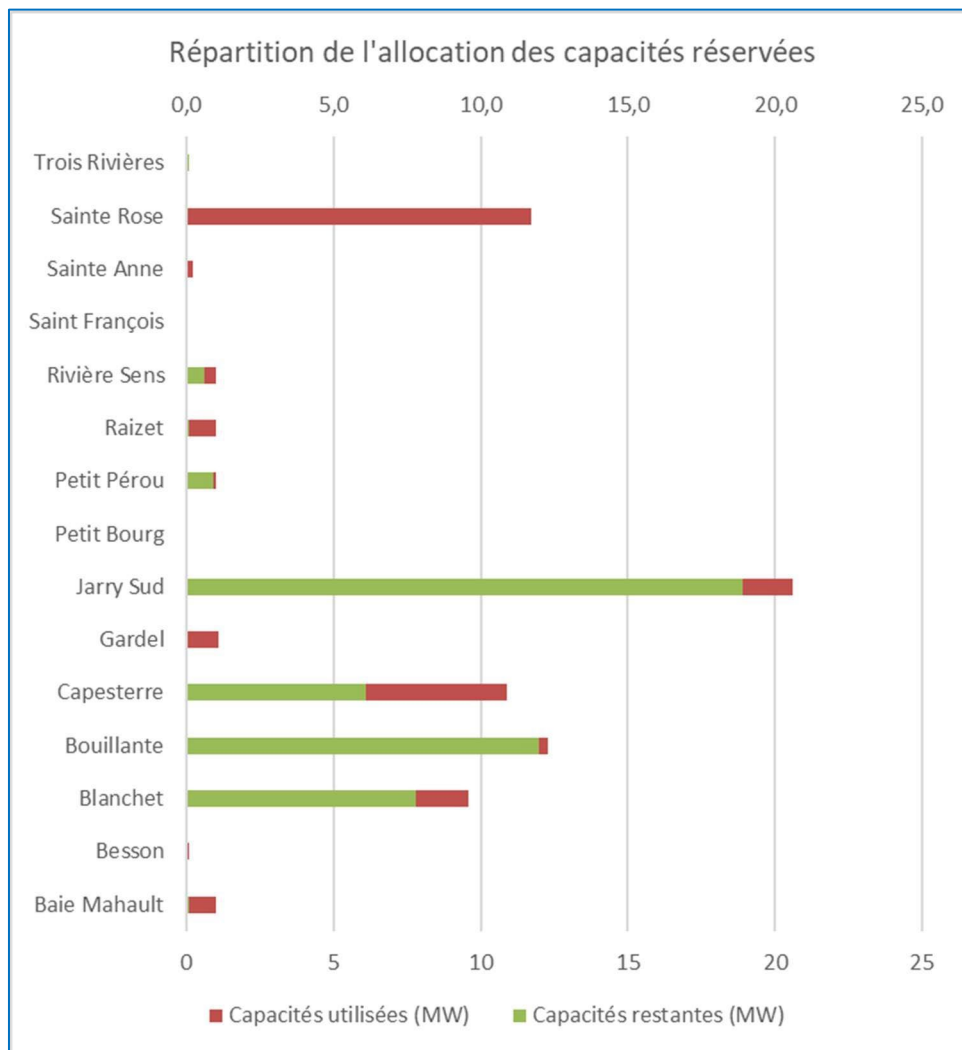
	Capacités initiales réservées (MW)	Capacités totales après transferts (MW)	Capacités restantes (MW)	Pourcentage d'avancement
Baie Mahault	1	1	0,1	90%
Besson	0	0,1	0	0%
Blanchet	11	9,6	7,8	29%
Bouillante	18	12,3	12	33%
Capesterre	13	10,9	6,1	53%
Gardel	0	1,1	0	0%
Jarry Sud	20,6	20,6	18,9	8%
Petit Bourg	3	0	0	100%
Petit Pérou	1	1	0,9	10%
Raizet	1	1	0,1	90%
Rivière Sens	1	1	0,6	40%
Saint François	0	0	0	NC
Sainte Anne	0	0,2	0	0%
Sainte Rose	1	11,7	0	100%
Trois Rivières	0	0,1	0,1	0%
Total	69,6	69,6	46,5	32%

Données « Bilan technique et financier du S3REnR »

En Conclusion, au 1er janvier 2022 environ un tiers des capacités réservées ont été affectées. La dynamique des demandes de raccordement EnR est soutenue. Toutefois, l'activité est fortement conditionnée par le lancement de nouveaux appels d'offres CRE ZNI, ainsi que par la mise à jour des ambitions de la PPE Guadeloupe 2028 sur le développement des autres filières qui entrainera très certainement la révision du schéma actuel.

Le seuil de déclenchement des travaux prévus au poste de Blanchet n'a pas encore été atteint.

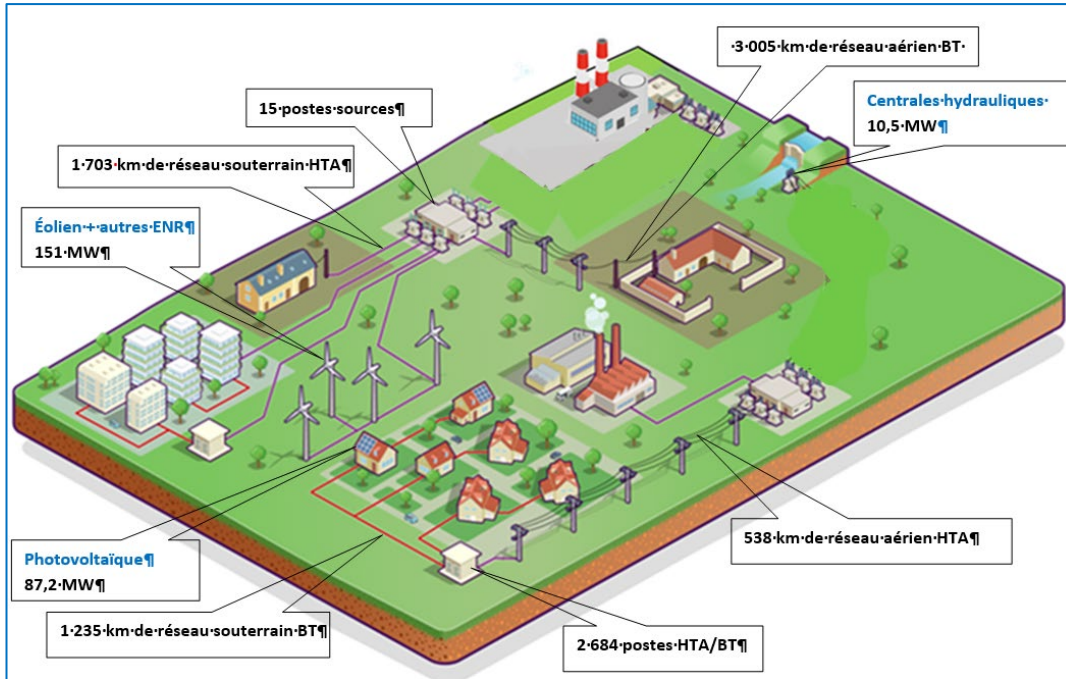
À ce jour, le mécanisme de transfert des capacités réservées a été utilisé et a permis de prendre en compte les besoins des producteurs en termes de localisation et de volume de leurs projets d'installations EnR sans difficulté. Plusieurs postes ne disposent plus ou presque plus de capacité réservée. Ainsi le recours au mécanisme de transfert devrait s'amplifier.



2. Description du réseau de distribution de la concession

2.1. Description générale

En 2021, le réseau était structuré de la manière suivante :



Données CRAC 2021

- 15 Postes sources
- Réseau HTA
 - 2240 km
 - 76,0 % souterrain
- Réseau BT
 - 4240 km
 - 29,1 % souterrain
- 2684 Postes HTA/BT
- 223 502 Clients
 - 494 HTA
 - 223 008 BT
- 1670 Installations de production (hors HTB)

Commentaires :

Pour rappel le poste de Marie-Galante n'est pas considéré comme un poste source car sa tension primaire est à 30 kV (domaine HTA).

2.2. Description du réseau moyenne tension HTA de la concession

En 2021 la concession est alimentée par 120 départs HTA de tension 20 kV issus des 15 postes sources cités précédemment.

La longueur cumulée de ces départs est de 2 240 km.

Les départs sous-marins reliant les îles du Sud ne sont pas pris en compte car ils ne font pas partie de la concession.

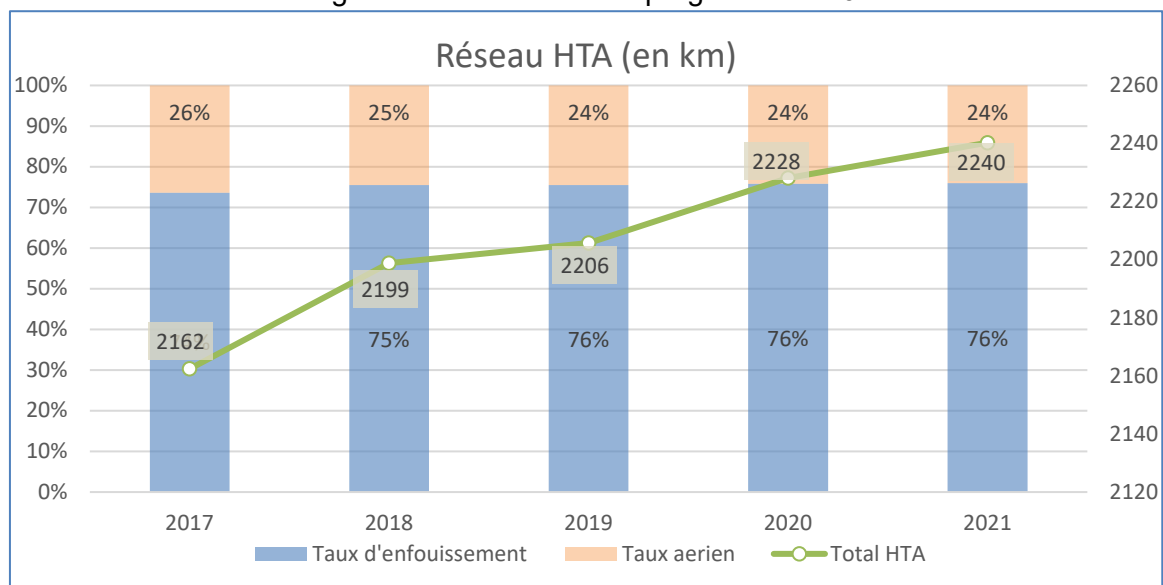
2.2.1. Constitution des réseaux

	Réseau aérien (km)				Réseau souterrain (km)			Total réseau HTA (km)
	Nu	Torsadé	Dont faible section	Total aérien	Total souterrain	Dont câbles papier	% souterrain	
2021	533	5	0	538	1 703	145	76,0%	2240
2020	535	5	0	539	1 689	146	75,8%	2228
2019	536	4	0	540	1 666	148	75,5%	2206
2018	535	4	0	540	1 659	153	75,5%	2199
2017	566	4	0	570	1 592	154	73,6%	2162
Variation 2017-2021	-5,8%	25%	-100%	-5,6%	7,0%	-5,8%	2.4pt	3,6%

L'analyse du réseau par année de pose illustre l'augmentation constante de la part de souterrain dans le réseau HTA de la concession. Le taux d'enfouissement atteint 76 % fin 2021.

Par ailleurs, il est à noter qu'il n'y a plus de faible section aérienne HTA.

La longueur du réseau HTA a progressé de 104 km

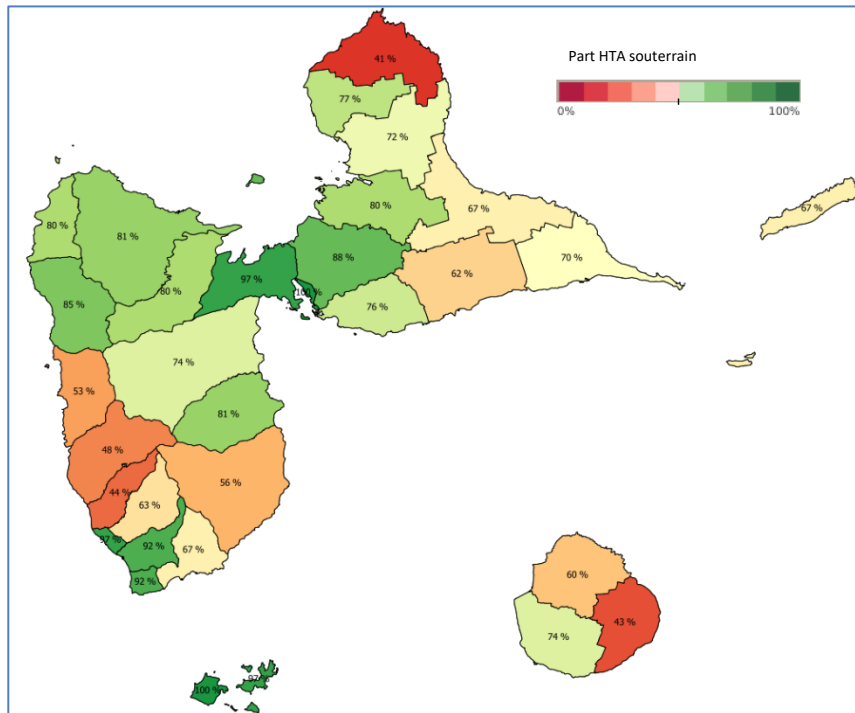


Cet accroissement est lié notamment au raccordement des producteurs HTA et à la modernisation du réseau.

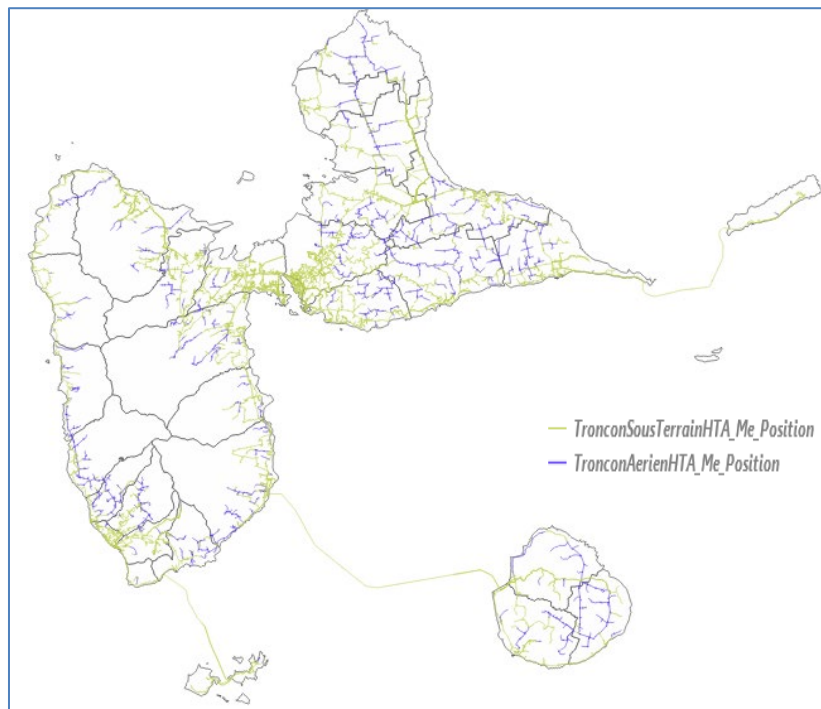
Linéaire de réseau HTA par commune et type de réseau (données SIG au 31/12/2021)

Commune	Aérien nu (m)	Torsadé (m)	Souterrain (m)
Anse-Bertrand	27 706	-	19 305
Baie-Mahault	6 430	-	187 876
Baillif	16 970	136	13 256
Basse-Terre	1 188	-	37 265
Bouillante	16 109	91	18 101
Capesterre-Belle-Eau	30 487	408	69 958
Capesterre-de-Marie-Galante	29 427	28	21 956
Deshaies	5 504	88	22 167
Gourbeyre	4 648	90	55 252
Goyave	7 405	5	31 998
Grand-Bourg	18 687	-	53 335
La Désirade	745	-	21 036
Lamentin	13 168	837	55 649
Le Gosier	25 072	-	77 912
Le Moule	52 049	1 048	109 045
Les Abymes	26 205	-	191 032
Morne-à-l'Eau	18 048	-	73 455
Petit-Bourg	28 329	748	81 218
Petit-Canal	22 617	-	57 135
Pointe-à-Pitre	-	-	36 509
Pointe-Noire	4 555	950	30 565
Port-Louis	8 878	-	29 151
Saint-Claude	14 534	-	24 956
Sainte-Anne	47 172	70	76 285
Sainte-Rose	23 063	14	96 186
Saint-François	28 978	8	84 651
Saint-Louis	21 065	-	40 311
Terre-de-Bas	-	-	10 587
Terre-de-Haut	612	-	21 167
Trois-Rivières	14 848	16	29 850
Vieux-Fort	748	-	8 867
Vieux-Habitants	17 783	-	16 724
Total général	533 030	4 537	1 702 759

- Carte de répartition par commune du taux de réseau HTA souterrain est la suivante :



Un taux d'enfouissement HTA très élevé en zones urbaines et périurbaines

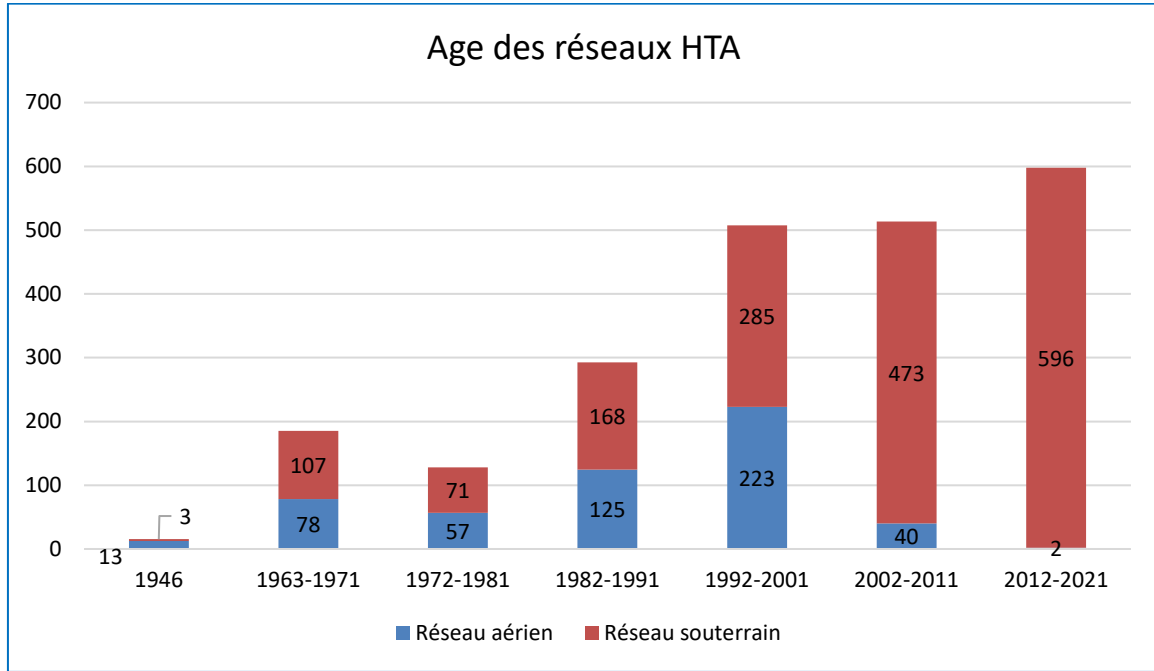


La carte ci-dessus nous montre bien que la majorité du réseau HTA aérien est localisée en Grande-Terre même si le taux d'enfouissement de cette zone reste élevé.

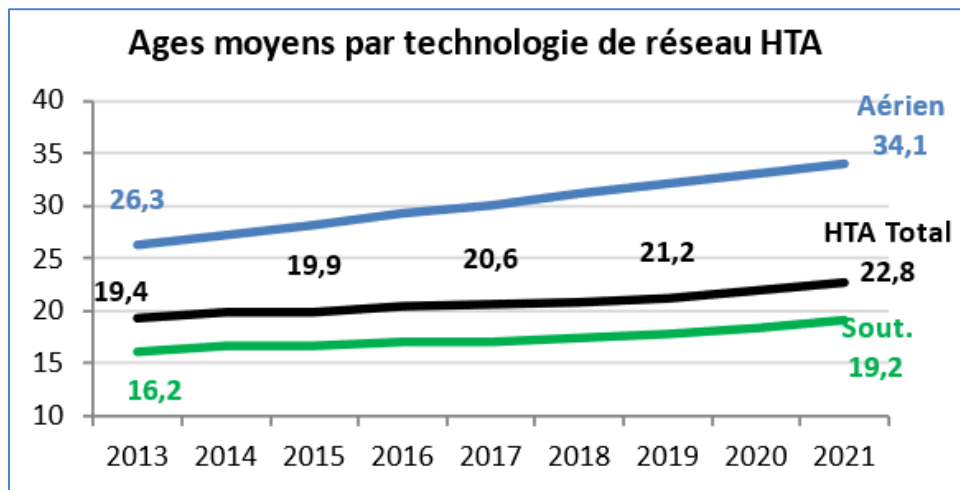
2.2.2. Age des réseaux

A fin 2021, la répartition du réseau HTA souterrain / aérien par année de pose est la suivante :

- Linéaire de réseau HTA par décennie de pose et type de réseau (données SIG au 31/12/2021)



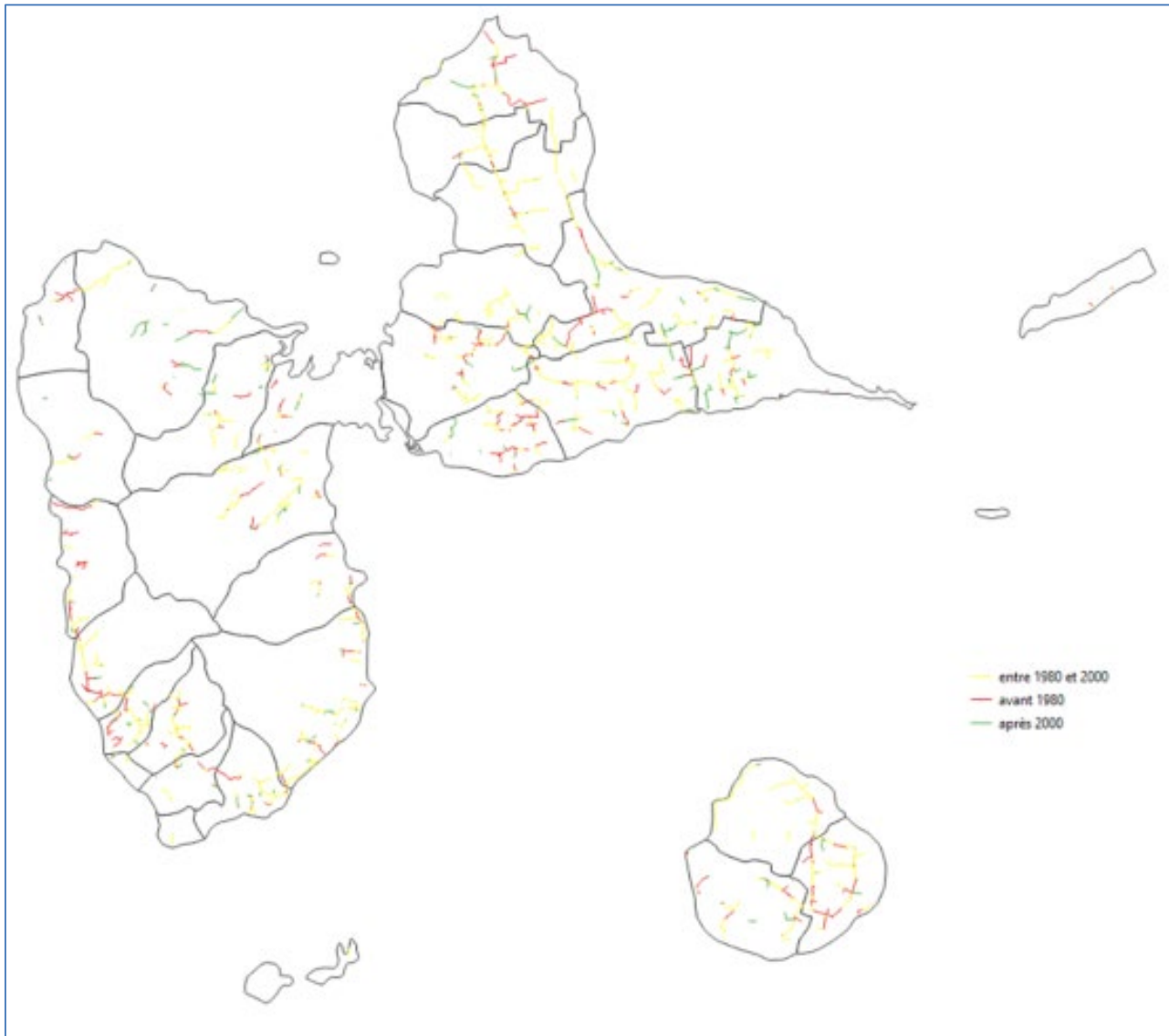
L'Age moyen du réseau HTA est de 23 ans ce qui en fait un réseau jeune. Depuis 2009, la quasi-totalité du réseau HTA mis en service est souterrain.



Réseaux aériens HTA

À fin 2021 le réseau HTA aérien représente 538 km, avec un âge moyen de 33 ans composé essentiellement de câbles nus (533.km).

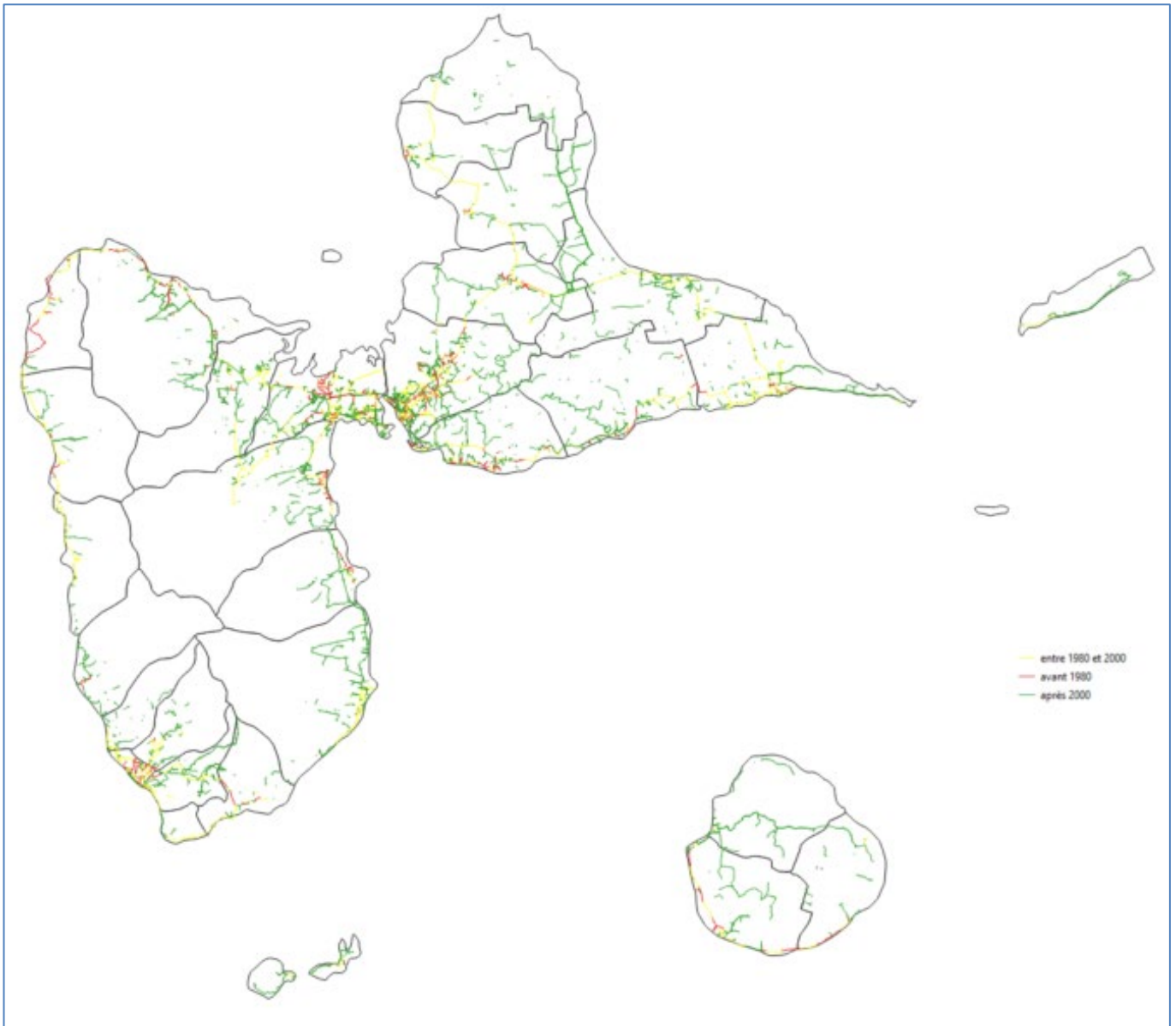
Carte précisant la localisation du réseau aérien HTA par tranche d'âge



Il n'y a plus de câbles de faible section sur la concession depuis l'année 2016.

Réseaux HTA souterrains

Carte précisant la localisation du réseau souterrain HTA par tranche d'âge



Deux typologies de câble coexistent sur le réseau de la Guadeloupe :

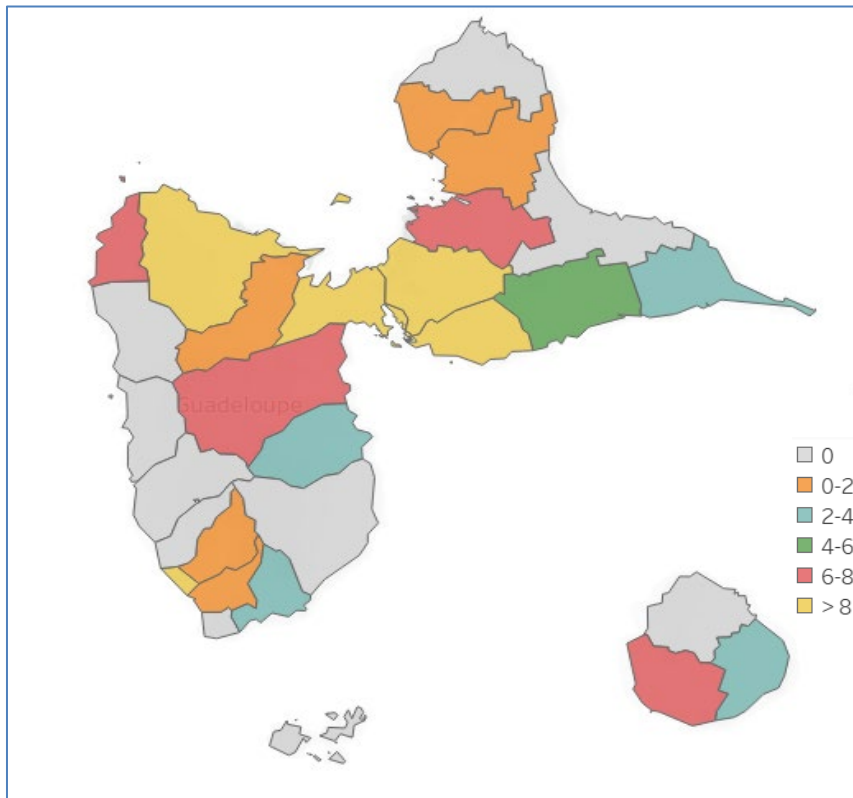
- Les câbles en papier imprégné (CPI)
- Les câbles synthétiques

Les réseaux HTA CPI

Les câbles CPI sont des câbles d'ancienne génération, en général les câbles posés avant 1980.

Les réseaux souterrains HTA composés de câbles à « papier imprégné » (CPI) totalisent un linéaire de 145 km à fin 2021 sur le territoire de la concession. Ils représentent environ 6% du linéaire global souterrain HTA.

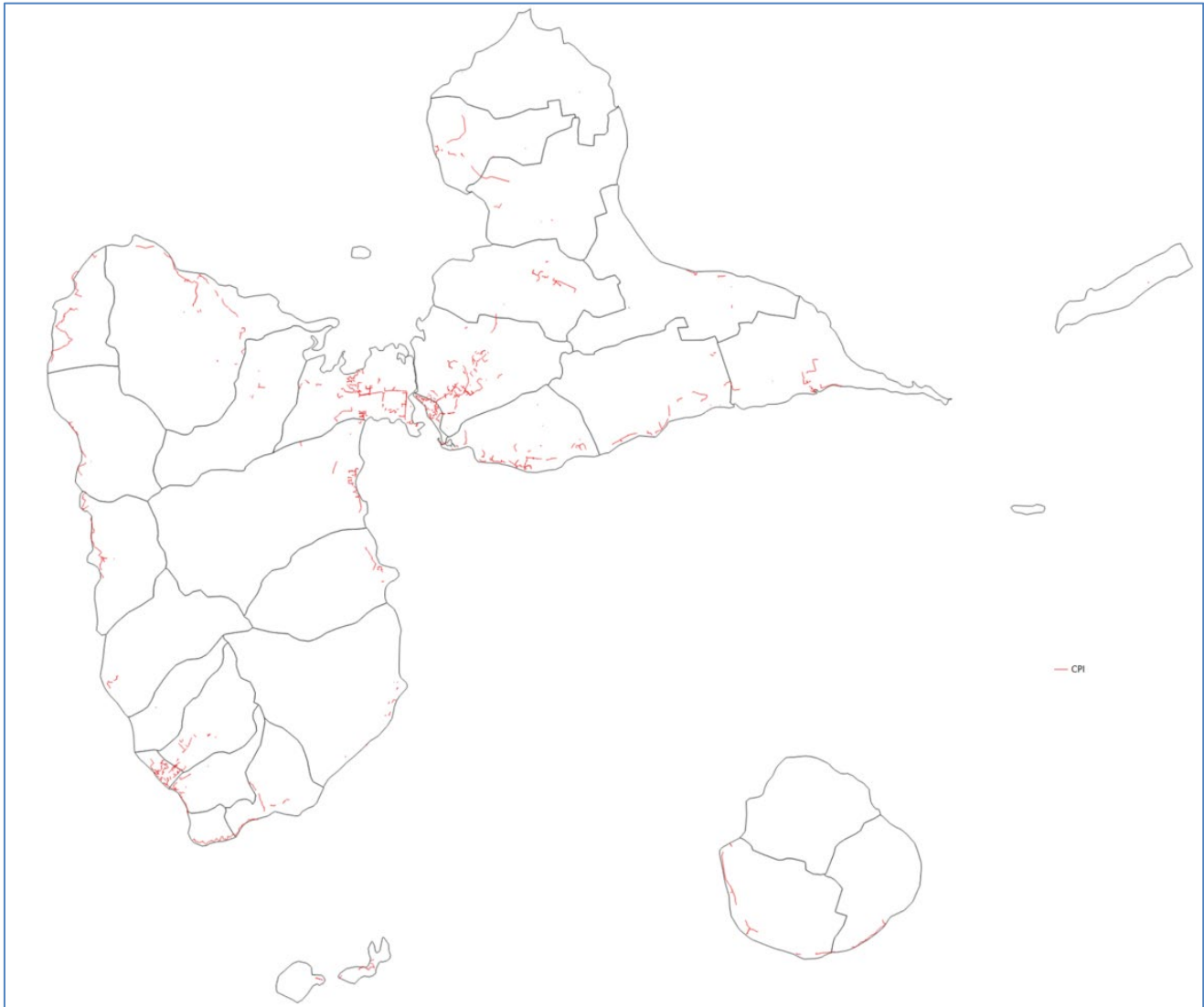
Répartition par commune



Données 2021

Nous retrouvons en jaune et rouge les communes ayant plus de 6 km de linéaire CPI sur leur réseau. Parmi elles, il y a la région pointoise, le Gosier, Sainte-Rose, Basse-Terre, Petit-Bourg, Deshaies, Morne-à-l'eau et Grand-Bourg.

Carte précisant la localisation du réseau HTA CPI



Commentaires :

Le réseau HTA de la concession du Sy.MEG s'étend sur 2240 km. Le réseau sous-marin reliant les îles du sud à la Guadeloupe continentale ne fait pas partie de la concession du Sy.MEG.

Le taux de réseau HTA en souterrain est de 76% sur toute la concession dont 6% correspondent au linéaire CPI. Seules Terre-de-Bas et Pointe-à-Pitre ont un taux d'enfouissement de 100%. Les communes telles que Baillif, Capesterre de Marie-Galante, Anse-Bertrand et Vieux-Habitant ont des taux d'enfouissement inférieurs à 50%. Depuis 2009, le réseau HTA mis en service est souterrain.

Le réseau HTA est relativement jeune. Son âge moyen est de 23 ans.

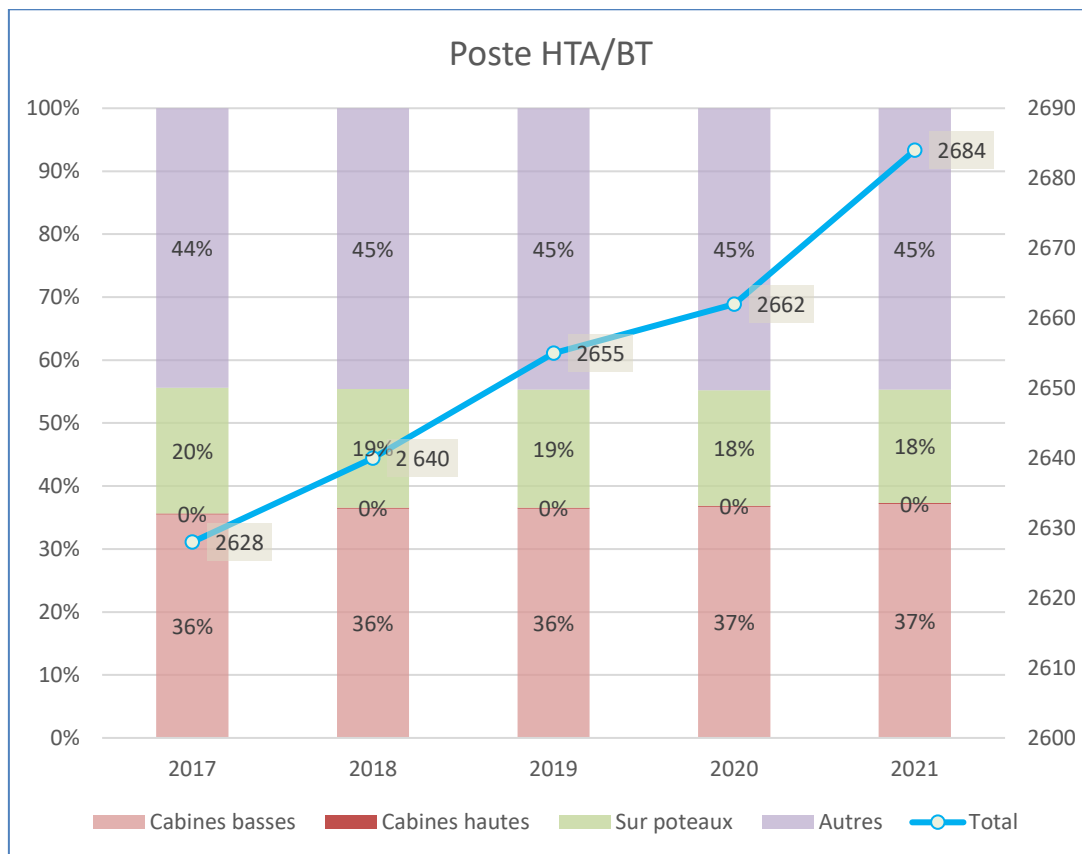
2.3. Postes HTA/BT

Photo d'illustration des différents types de poste

Poste Cabine Haute (CH)	Poste Rural Socle (RS)	Poste Rural Compact Simplifié (PRCS)	Poste au Sol Simplifié type A (PSSA)	Poste au Sol Simplifié type B (PSSB)
Postes préfabriqués			Poste Haut de poteau (H61)	Poste Génie Civil (GC)

Poste HTA/BT par type

- Tableau de présentation du nombre de postes par type de poste de 2017 à 2021

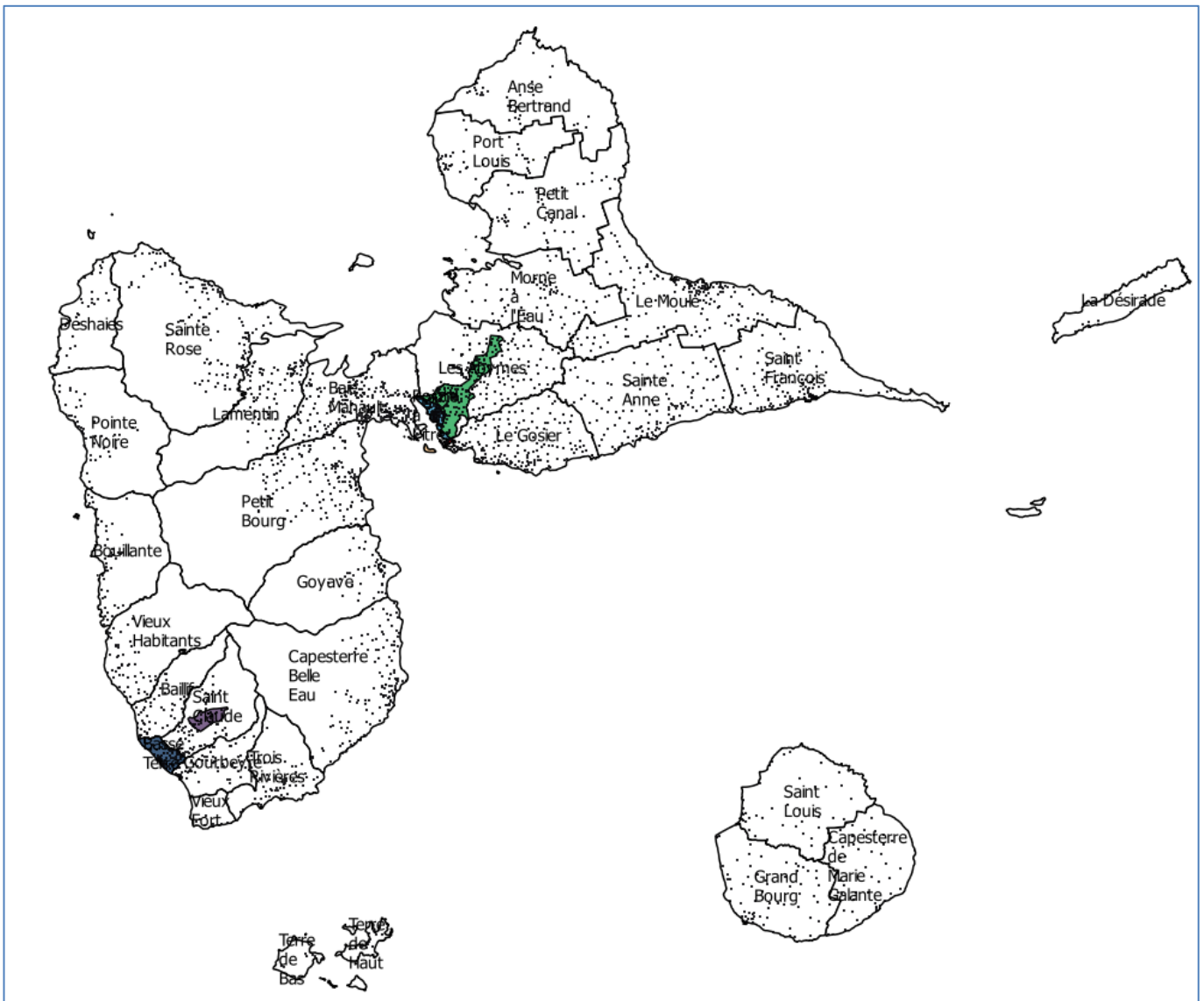


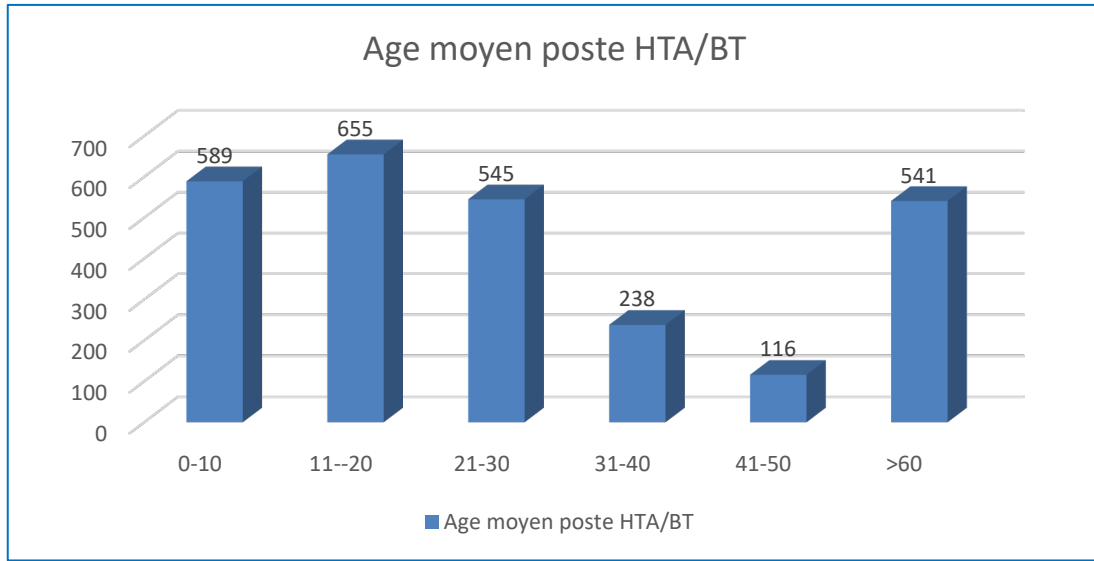
Le nombre de postes HTA/BT s'élève à fin 2021 à 2 684 dont 358 en urbain, il augmente de manière régulière de +2.1% entre 2017 et 2021.

La majorité des postes sont de types cabines basses maçonnées.

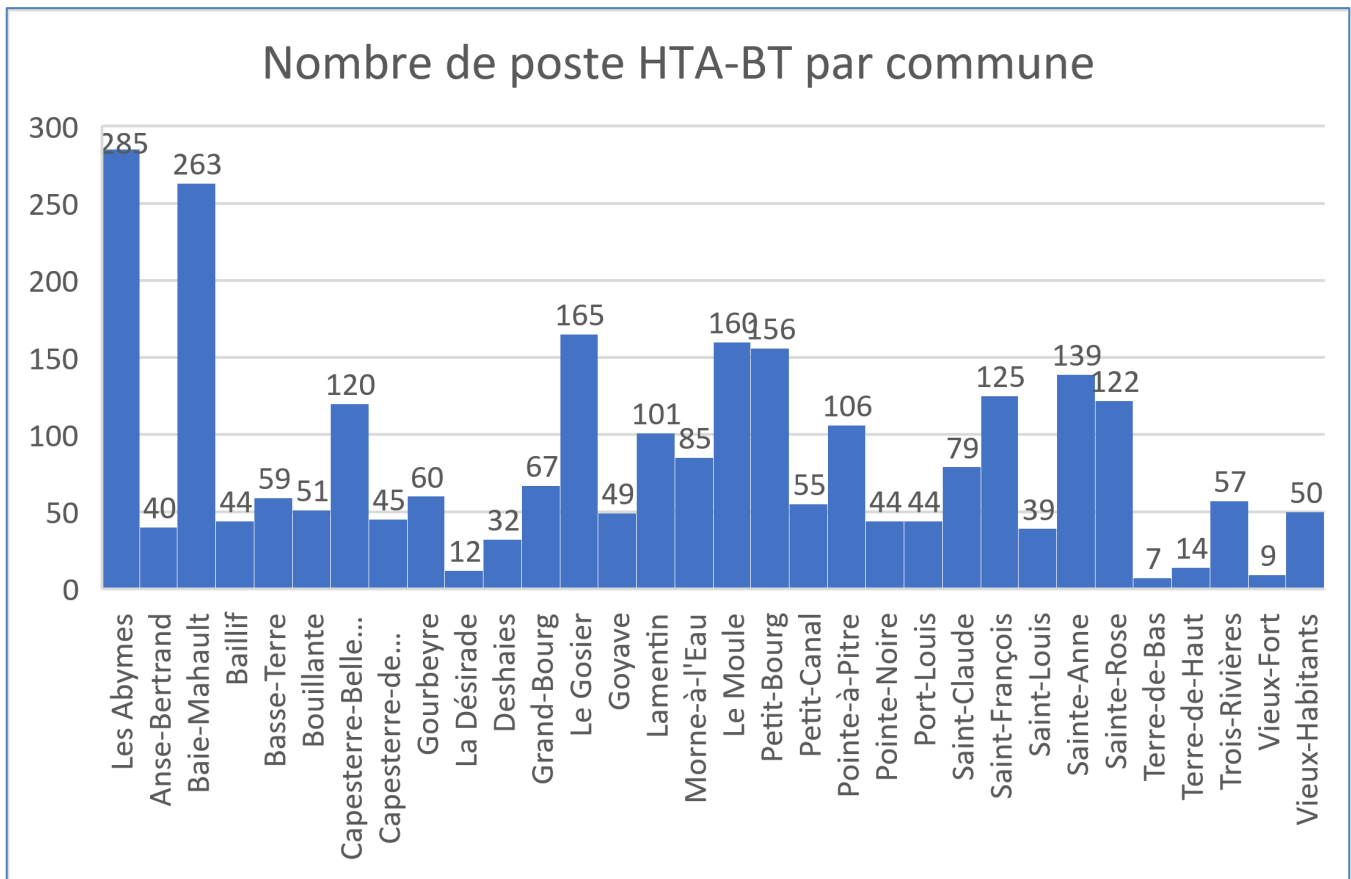
Avec le développement de structures de réseau HTA souterraines, les choix d'investissement sur la concession conduisent à réduire le nombre de postes DP sur poteaux et à l'inverse d'installer des postes en cabines basses.

- Répartition des postes HTA/BT sur la concession du Sy.MEG





La moyenne d'âge des poste HTA/BT est de 30,8 ans



2.3.1. Poste HTA/BT par type

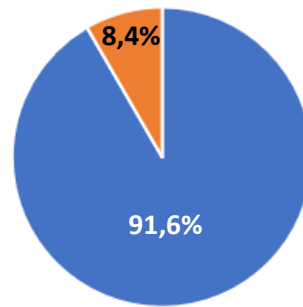
Liste des postes de distribution publique par commune et par type

COMMUNE	CABINE BASSE	CABINE HAUTE	EN IMMEUBLE	H61	POSTE AU SOL TYPE A ou B	POSTE COMPACT (Urbain ou Rural)	RURAL SOCLE	Total général
Anse-Bertrand	8			11	19	2		40
Baie-Mahault	159		8	7	21	68		263
Baillif	4			18	11	11		44
Basse-Terre	35		10	1	2	11		59
Bouillante	12	2		16	10	11		51
Capesterre-Belle-Eau	50		2	30	27	10	1	120
Capesterre-de-Marie-Galante	6			27	7	5		45
Deshaies	9			6	8	8		32
Gourbeyre	24		1	1	19	14	1	60
Goyave	17			4	18	10		49
Grand-Bourg	22			22	14	9		67
La Désirade	7			1	1	3		12
Lamentin	41		2	12	24	22		101
Le Gosier	55		6	23	47	33	1	165
Le Moule	52		1	44	49	14		160
Les Abymes	147	1	30	30	38	38	1	285
Morne-à-l'Eau	28			21	18	16	2	85
Petit-Bourg	57			23	47	29		156
Petit-Canal	9			18	17	10	1	55
Pointe-à-Pitre	33		59		0	14		106
Pointe-Noire	11	1		3	18	10	1	44
Port-Louis	15			8	6	15		44
Saint-Claude	22		1	23	16	16	1	79
Sainte-Anne	41			41	37	18	2	139
Sainte-Rose	43			20	27	32		122
Saint-François	47		3	26	22	25	2	125
Saint-Louis	13			10	16	0		39
Terre-de-Bas	3				2	2		7
Terre-de-Haut	4			1	7	2		14
Trois-Rivières	11			14	11	19	2	57
Vieux-Fort				1	3	5		9
Vieux-Habitants	12			22	13	3		50
Total général	997	4	123	484	575	485	16	2684

2.3.2. Les transformateurs HTA/BT

On dénombre, sur le territoire de la concession, 2 714 transformateurs HTA/BT, avec des puissances assignées échelonnées jusqu'à 1000 kVA pour les plus importants.

91,6% des transformateurs sont de type 410 V (transformateurs construits après 1980) autorisant des réglages de prises à vide de 0% ; 2,5% et 5%.



■ 410 V ■ 400 V

Données EDF

Commentaires :

En 2021 la concession Sy.MEG dénombre 2 684 postes de distribution publique.

L'augmentation du nombre de postes DP est de 2,1% depuis 2017 Avec le développement de structures de réseau HTA souterraines, EDF a pour stratégie d'augmenter le nombre de cabines basses et de retirer les postes sur poteaux.

L'Age moyen des postes DP (postes et transformateurs) est de 30,8 ans.

Les transformateurs de puissance sont des ouvrages par nature fiables et d'une durée de vie importante. Afin d'accompagner le développement des consommations et productions raccordées en aval, la puissance des transformateurs est adaptée à la charge, en procédant si besoin à des mutations.

Pour les postes des anciens paliers comme le transformateur sur poteau (H61), le poste Cabine Haute (CH), le poste Rural Compact (RC) et le poste Rural Socle (RS), il n'y a pas de plan de dépose prévu. Ils seront éventuellement à remplacer lors des évolutions du réseau. On notera :

- poste Rural Compact (RC) et poste Rural Socle (RS) pourront être conservés sur les structures souterraines ;
- transformateur sur poteau (H61) et poste Cabine Haute (CH) s'insèrent mal dans les structures souterraines et seront fréquemment remplacés.

2.4. Description du réseau BT

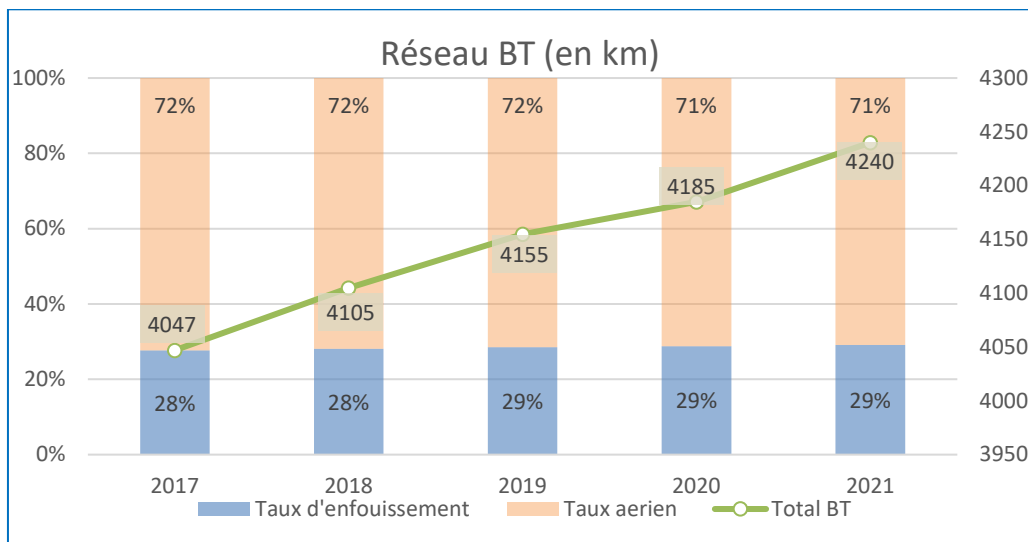
La concession est alimentée par 9 117 départs BT. La longueur moyenne de ces départs est de 467 m.

2.4.1. Constitution des réseaux

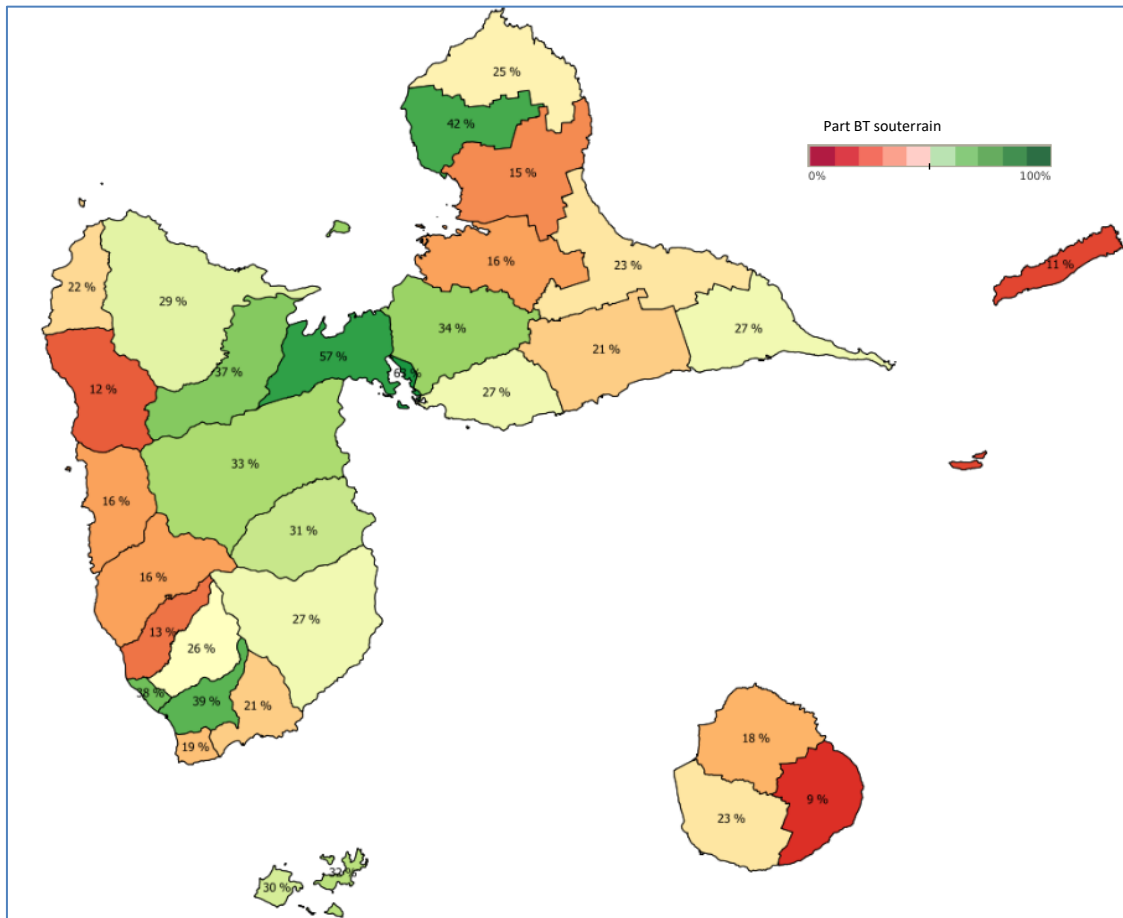
	Réseau aérien (km)					Réseau souterrain (km)		Total réseau BT (km)
	Nu	dont faible section	% Nu sur total aérien	Torsadé	Total aérien	Total souterrain	% souterrain	
2021	42	0	1,4%	2963	3005	1235	29,1%	4240
2020	43	0	1,4%	2937	2980	1205	28,8%	4185
2019	43	0	1,4%	2927	2970	1185	28,5%	4155
2018	43	0	1,4%	2907	2950	1155	28,1%	4105
2017	44	0	1,5%	2883	2928	1120	27,7%	4047
Variation 2016-2021	-4,5%		-6,7%	2,8%	2,6%	10,3%	5,1%	4,8%

L'analyse du réseau par année de pose illustre une quasi stabilité dans la part de souterrain dans le réseau BT de la concession. Le taux d'enfouissement atteint 29 % fin 2021.

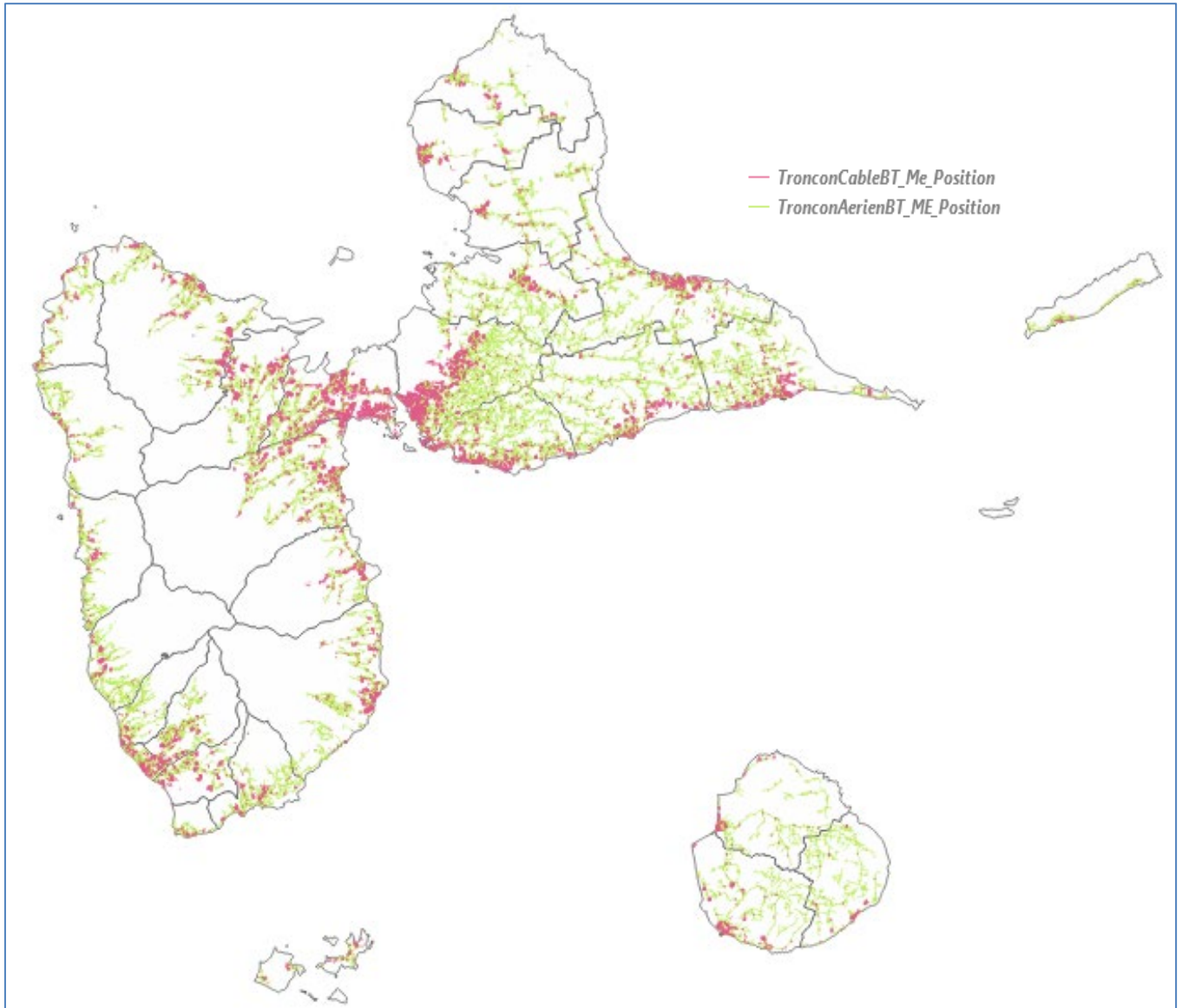
À noter, qu'il n'y a presque plus de fil nu (1,4%) et plus du tout de câble de faible section.



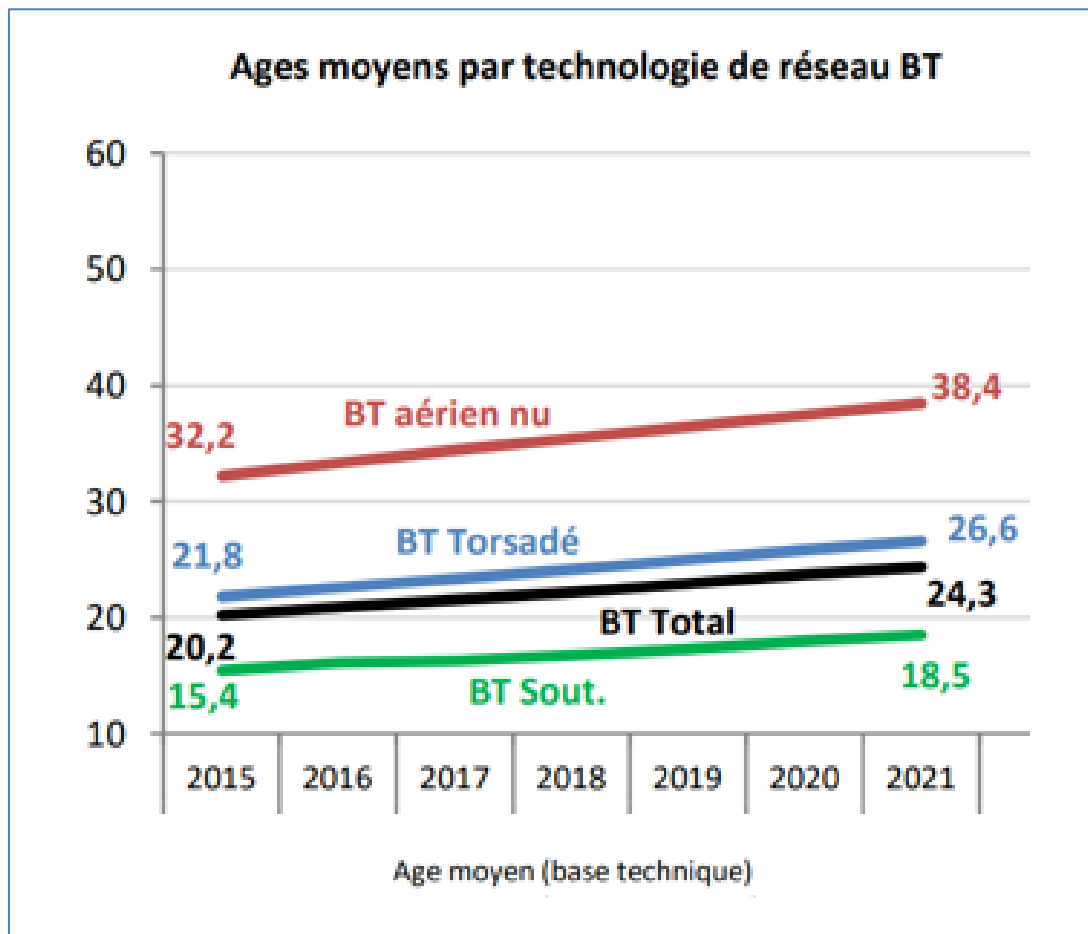
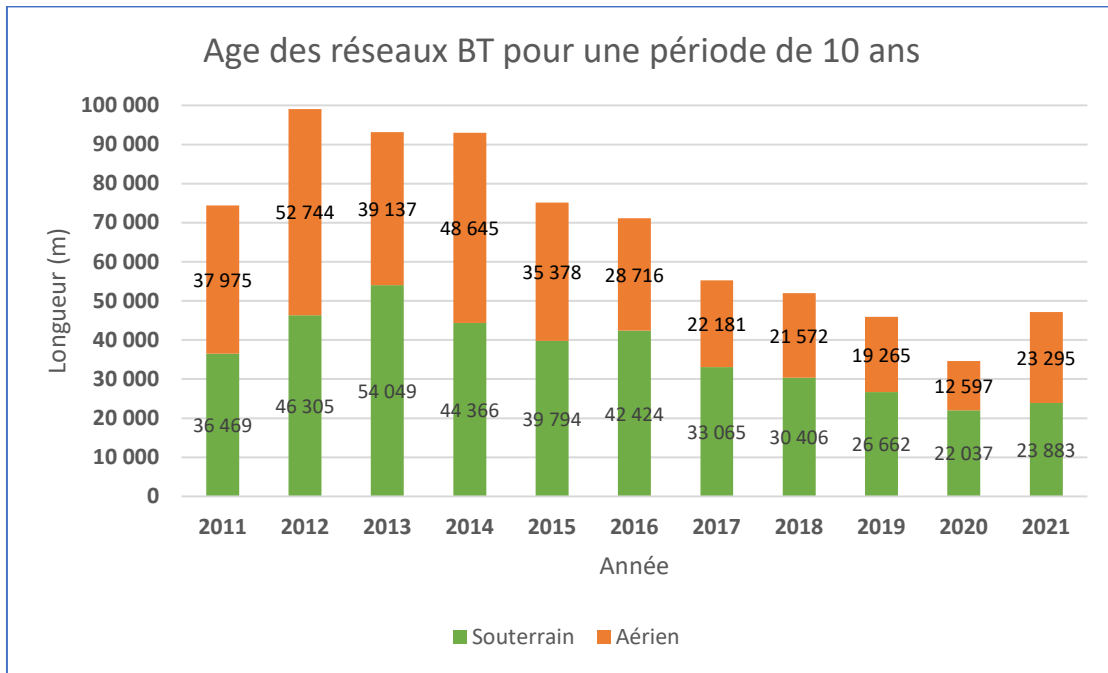
La répartition par commune du taux de réseau BT souterrain est la suivante :



Répartition spatiale du réseau BT aérien et souterrain



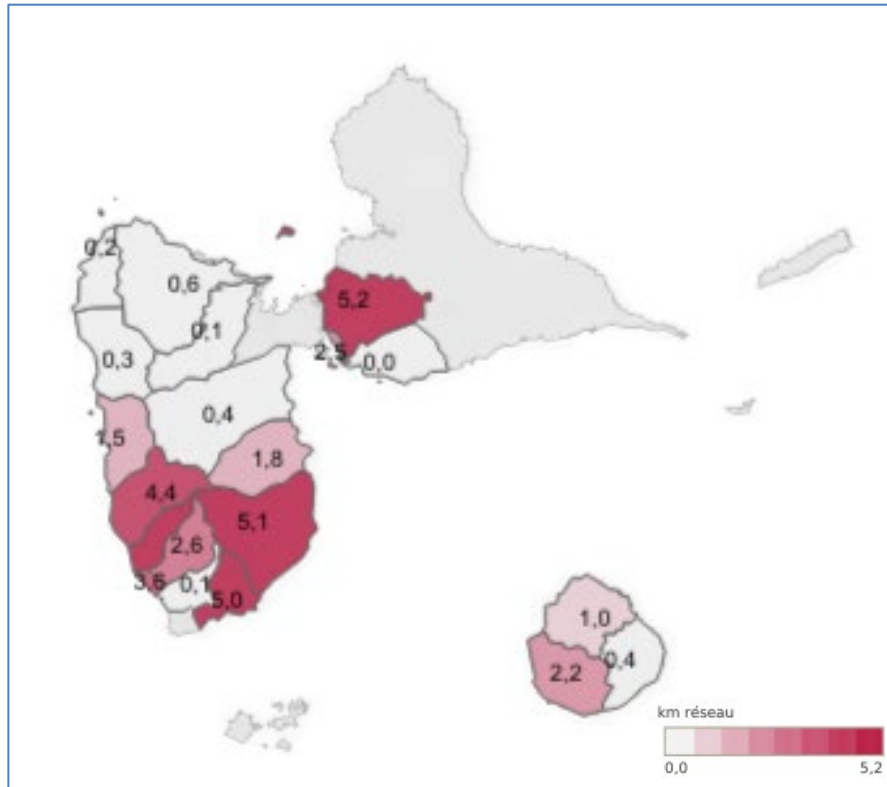
2.4.2. Age du réseau BT



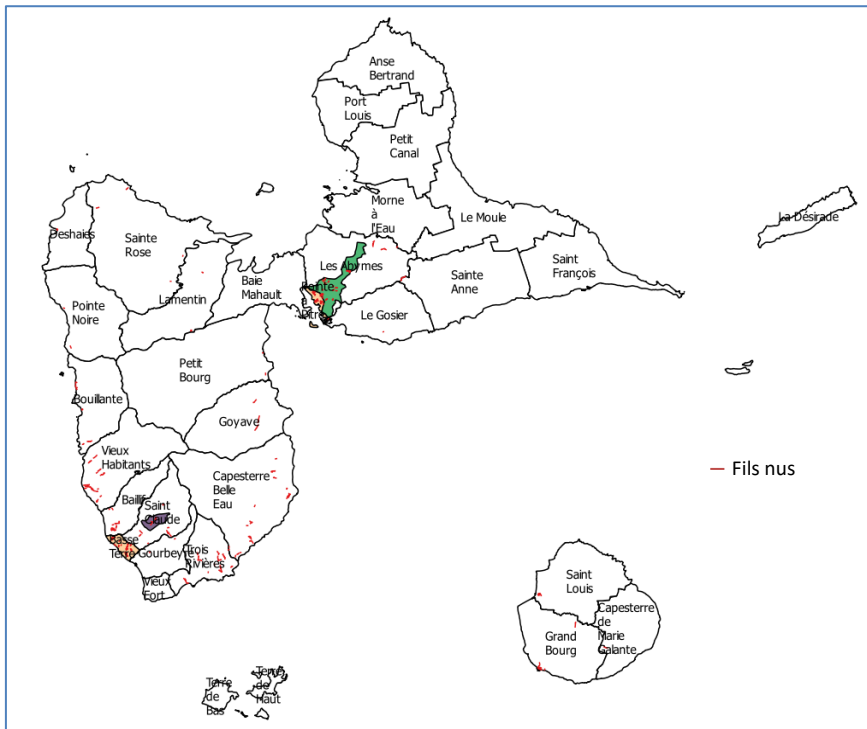
2.4.3. Les réseaux BT aérien

En aérien, le réseau BT est constitué essentiellement de torsadé.

Les réseaux aériens fils nus totalisent un linéaire de 42 km à fin 2021 sur le territoire de la concession (dont environ 23% en zone urbaine). Ils représentent environ 1,4% du linéaire global aérien BT. Sa répartition par commune est la suivante :



Données EDF



Commune	AERIEN NU (km)
Les Abymes	5,2
Baillif	4,8
Basse-Terre	3,6
Bouillante	1,5
Capesterre-Belle-Eau	5,1
Capesterre-de-Marie-Galante	0,4
Gourbeyre	0,1
Deshaies	0,2
Grand-Bourg	2,2
Goyave	1,8
Lamentin	0,1
Petit-Bourg	0,4
Pointe-à-Pitre	2,5
Pointe-Noire	0,3
Saint-Claude	2,6
Saint-Louis	1,0
Sainte-Rose	0,6
Trois-Rivières	5,0
Vieux-Habitants	4,4
Total	42,0

Le réseau aérien fils nus faible section n'est pas présent sur la concession du Sy.MEG.

Commentaires :

La concession du Sy.MEG dénombre 4 240 km de linéaire BT.

Le réseau BT a augmenté de 3,3% depuis 2018. Le taux d'enfouissement est de 29,14%.

La part de fils nus est en constante diminution par rapport à 2018 (-2,3%). A l'inverse la part de réseau torsadé (+1,9%) et de réseau souterrain (+6,9%) est en augmentation.

L'âge moyen du réseau du Sy.MEG est de 24,8 ans, ce qui en fait un réseau plutôt jeune.

Il n'y a pas de réseau fils nus en Grande Terre, à la Désirade et aux Saintes.

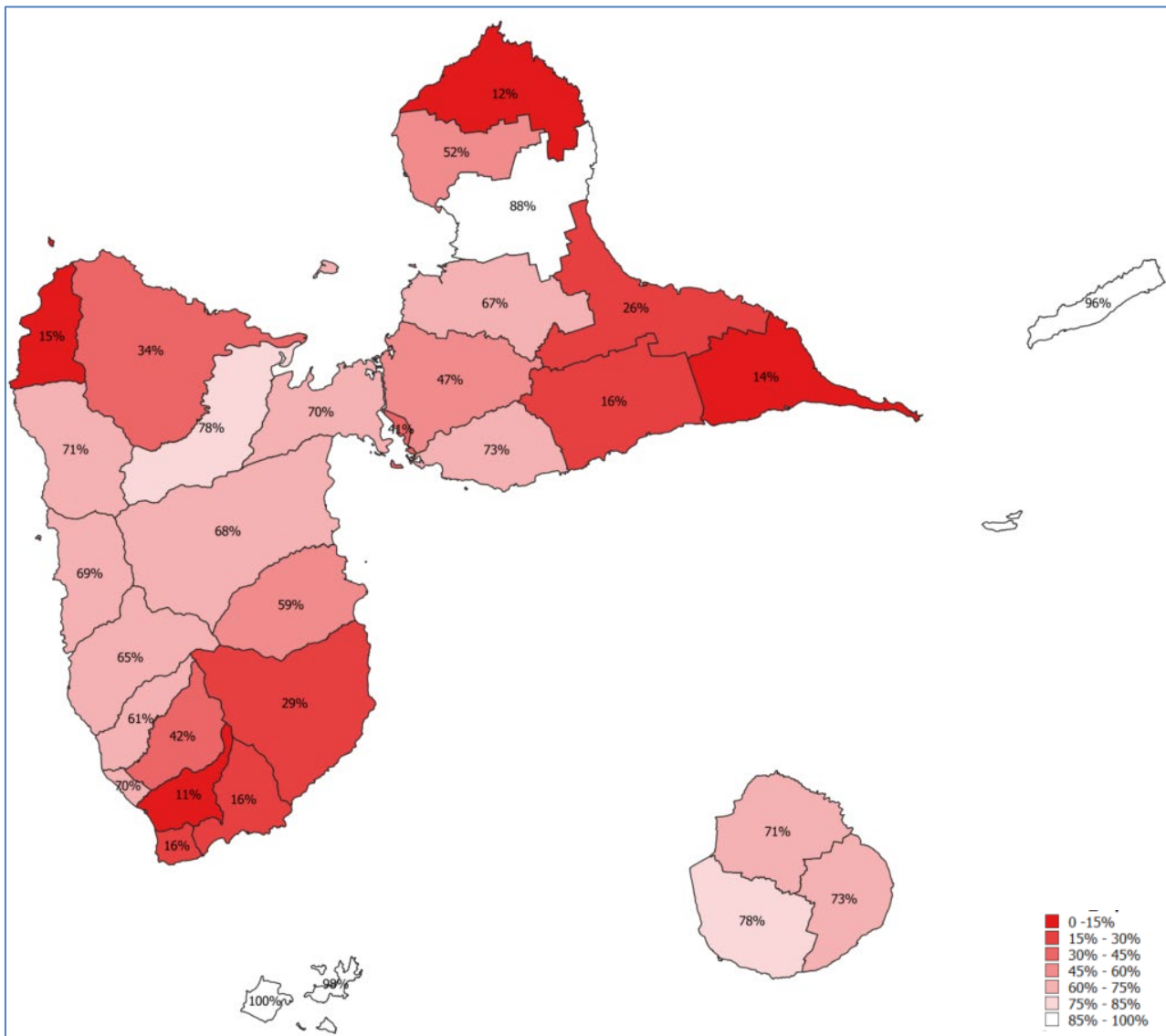
Les Abymes, Capesterre, Trois-Rivières, Saint-Claude et Vieux-Habitants sont les communes possédant le plus de km de fils nus sur leur réseau BT.

2.5. Description des compteurs numériques

2.6. État d'avancement du déploiement du compteur numérique

À fin 2021, le taux de déploiement du compteur numérique sur le territoire de la concession est de 52,4%, soit 117 029 compteurs posés dont 103 407 compteurs ouverts aux services (communicants).

Le déploiement par commune sur le territoire est le suivant :



Le déploiement du compteur numérique va continuer jusqu'en 2024 afin d'apporter à la grande majorité de nos clients une amélioration de la qualité du service rendu (facturation au plus juste, opérations à distance, consommation quotidienne...)

3. Analyse technique de la qualité de fourniture

La performance du réseau de distribution se mesure à partir de plusieurs indicateurs notamment :

- La qualité de l'énergie distribuée, (continuité de l'alimentation et Tenue de tension)
- La fiabilité des ouvrages HTA et BT,
- La réactivité du réseau HTA,

La qualité de l'énergie distribuée est définie par les dispositions des articles D322-2 à D322-8 du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 et s'évalue selon deux critères : la continuité d'alimentation et la tenue de la tension.

3.1. Analyse de la continuité et des incidents

3.1.1. Le temps moyen de coupure

Il s'agit d'un moyen d'évaluation de la qualité moyenne de l'alimentation électrique.

L'impact de chaque incident est mesuré par le nombre de clients coupés multiplié par leur temps de coupure. Cette donnée est rapportée au nombre de clients total de la maille analysée (commune, concession...) et correspond donc à un temps moyen de coupure exprimé en min. Par exemple, un incident survenant en tête d'un départ HTA desservant 2000 clients BT sur une durée de 30 min, génère un temps moyen de coupure pour la concession de $2000 \times 30 \text{ min} / 223\,502$, soit 0,27 min.

Il permet ainsi d'appréhender le temps moyen de coupure par client. Il peut être décomposé selon le fait générateur de la coupure (travaux ou incident) et/ou de son origine (Production, HTB, PS, HTA, BT).

Cet indicateur est communément analysé suivant deux variantes :

- « Toutes Causes Confondues » (TCC),
- et « Hors Incidents exceptionnels » (HIX)

Le critère B est le temps moyen de coupure par client hors incidents exceptionnels et hors incidents d'origine production.

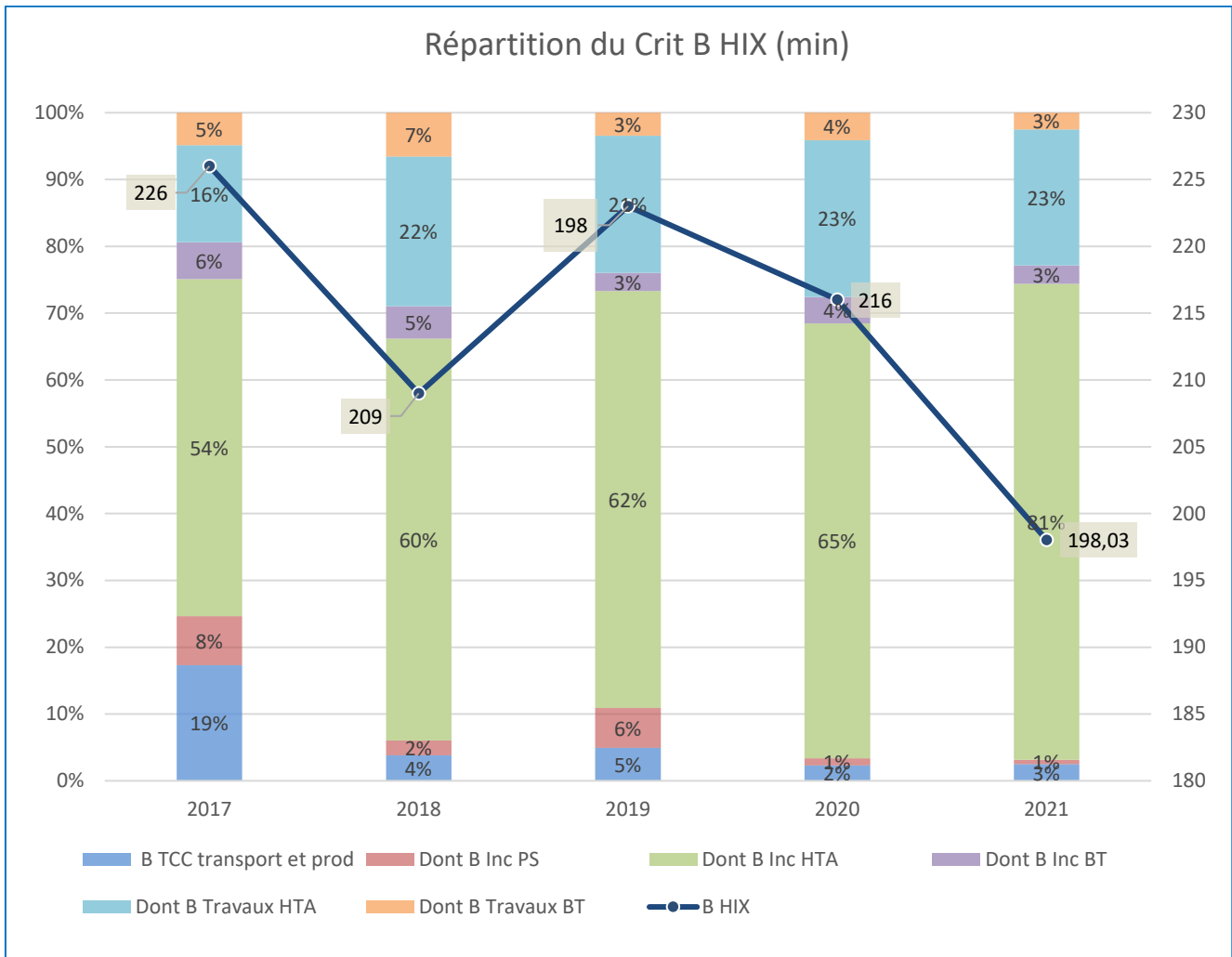
Sur le territoire de la concession, l'évolution de la durée moyenne annuelle de coupure cumulée par client en minutes est la suivante :

	Temps moyen de coupure TCC	temps moyen de coupure HIX	temps moyen de coupure HIX distribution	temps moyen de coupure HIX transport et prod	temps moyen de coupure exceptionnel
2021	225,6	198	192,5	5,6	27,6
2020	216	216	211,00	5,00	0,00
2019	223	223	212,00	11,00	0,00
2018	209	209	201,00	8,00	0,00
2017	3983	226	183,00	42,00	3756,48*

*Lié aux évènements IRMA et MARIA

La répartition par type d'interruption et par niveau de tension sur le réseau de distribution hors événement exceptionnel est la suivante :

	B HIX Distribution	Dont B Inc PS	Dont B Inc HTA	Dont B Inc BT	Dont B Travaux HTA	Dont B Travaux BT
2021	192,5	1,5	133,2	6,3	45,9	5,7
2020	211,40	2,25	140,90	8,55	50,75	8,93
2019	212,10	13,32	139,19	6,05	45,86	7,66
2018	201,60	4,68	126,04	10,25	46,88	13,79
2017	183	17,83	122,49	13,42	35,29	11,80



Sur ce graphique, on constate que le B inc HTA représente la part la plus importante du critère B (60 à 80%). Les actions visant à améliorer le critère B doivent donc être ciblées principalement sur ce réseau.

3.1.2. Fréquence de coupure

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

Il est calculé « Toutes Causes Confondues » afin de mesurer le niveau réel de continuité de fourniture, y compris donc pendant les événements climatiques.

	Fréquence CL Incidents + Travaux TCC toute origine	Fréquence CL Incidents TCC toute origine
2021	4,03	3,75
2020	4,02	3,66
2019	5,62	5,29
2018	4,19	3,84
2017	6,73	6,43

Commentaires :

Le temps de coupure moyen hors incidents exceptionnels est en constante diminution depuis 2019 et atteint 198 min en 2021. Il est principalement lié à des incidents HTA.

La fréquence de coupures longues reste constante entre 2020 et 2021.

3.2. Continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est évaluée selon deux critères : le nombre de Coupures Longues (Nb CL) et la durée cumulée de Coupures Longues (durée CL) :

- Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.
- Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ».

Les tableaux et graphiques ci-dessous communiquent des informations sur le nombre de clients BT qui subissent :

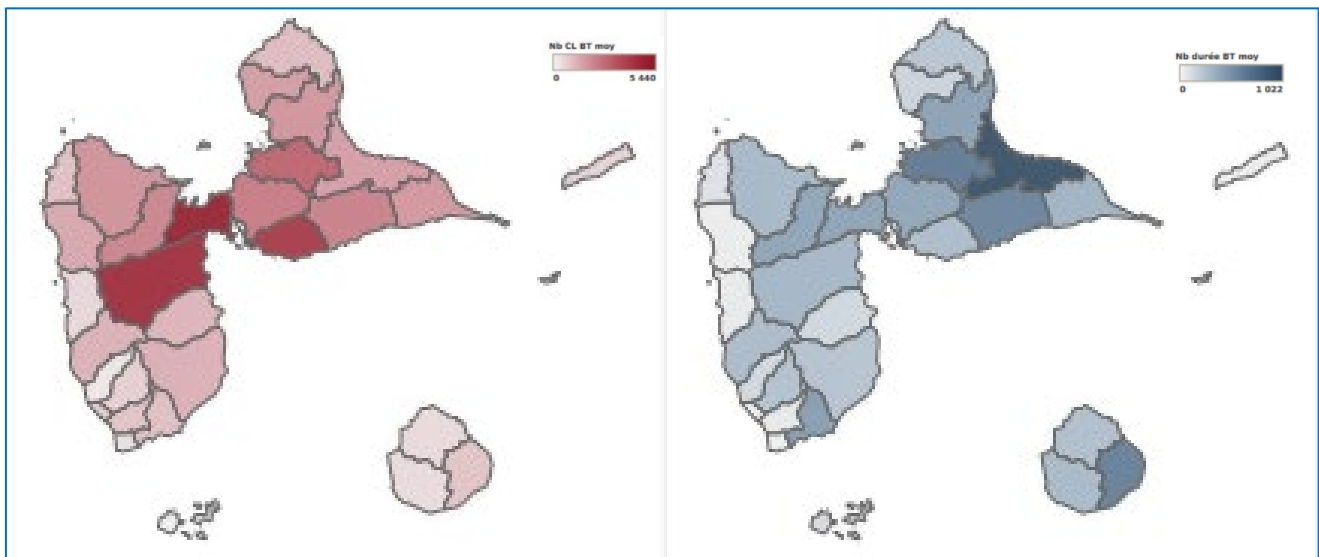
- plus de 6 CL par an ;
- plus de 13h de coupures longues par an.

Nombre de clients	Clients BT ayant eu une durée cumulée de CL de plus de 13h	Clients BT ayant subi plus de 6 CL
2021	10 875	32 088
2020	9 241	37 364
2019	9 307	78 214
2018	6 421	34 728
2017	9 083	69 755

Continuité de fourniture à la maille communale :

Nombre de clients BT avec plus de 6 CL (moyenne 2017 - 2021)

Nombre de clients BT avec une durée cumulée de CL de + de 13h (moyenne 2017 - 2021)



Commentaires :

Les clients BT de Baie-Mahault, Petit-Bourg, Le Gosier et Morne-à-l'Eau, ont été les plus touchés par le nombre de coupures longues.

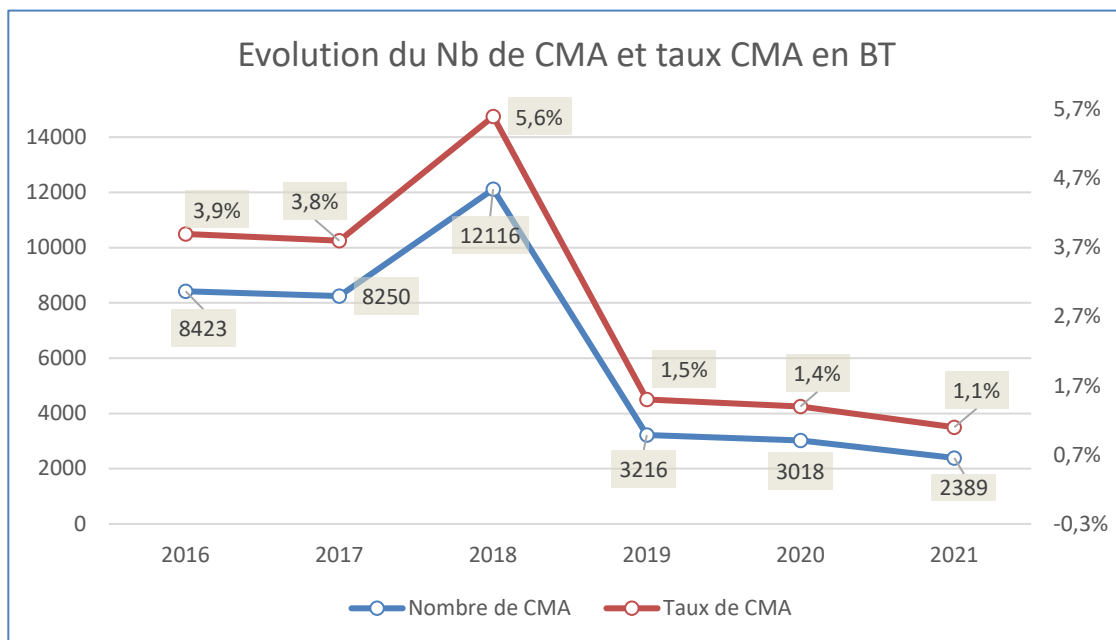
C'est sur les communes du Moule, de Morne-à-l'Eau, de Sainte-Anne et de Capesterre de Marie-Galante que l'on dénombre le plus grand nombre de client BT ayant subi + de 13h de coupure.

3.3. Tenue de la tension

Un « Client est Mal Alimenté » au sens de la tenue de tension si ses points de connexion connaissent au moins une fois dans l'année, hors circonstances exceptionnelles, une tension BT ou HTA à l'extérieur de la plage de variation contractuelle à savoir 230V + 10% - 10%.

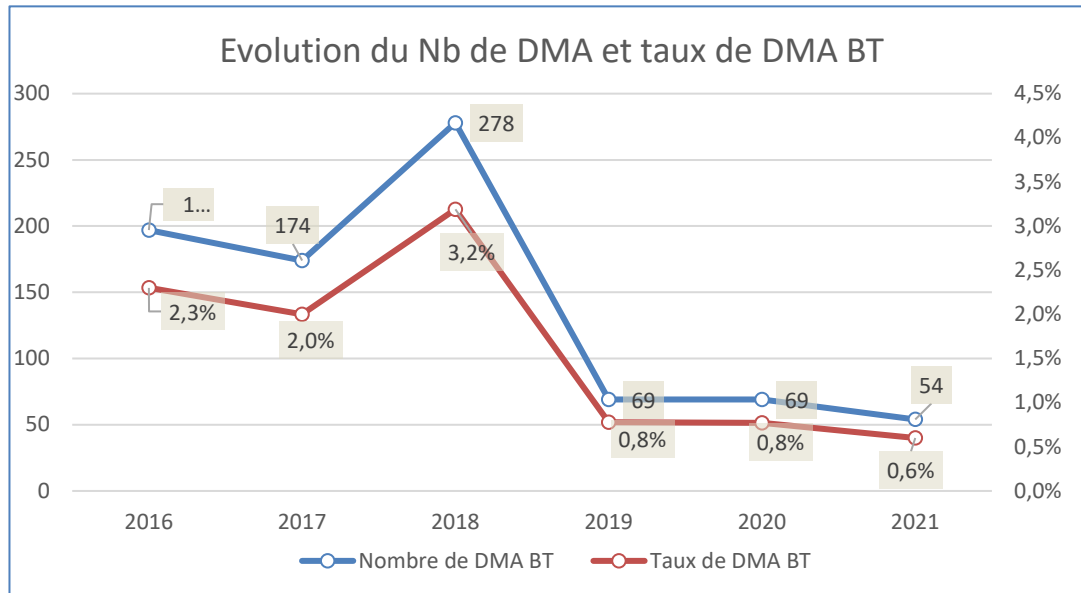
Un client est considéré mal alimenté si la tension à son point de livraison moyennée sur 10 minutes sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise (hors circonstances exceptionnelles).

La plage de variation admise est de + 10 ou – 10% par rapport à la tension nominale (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 Volts et 253 Volts en basse tension pour les branchements monophasés. Pour évaluer la tension par le calcul, EDF 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 les situations défavorables du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.



3.3.1. Départs en contrainte de tension

Un départ BT est considéré en contrainte de tension lorsque la chute de tension calculée dans des conditions de puissance dépasse 10%.



Selon la documentation technique de référence d'EDF SEI, les départs HTA en chute de tension de + de 7% font partie des départs à étudier.

	Nombre de départs HTA	Nombre de départs HTA avec chute de tension >7%	Taux
2021	120	1	0,83%
2020	118	1	0,84%
2019	116	1	0,86%
2018	111	1	0,90%
2017	108	1	0,92%

Ci-dessous la liste des 10% de départ HTA de 2017 - 2021 (12 départs) enregistrant les chutes de tension les plus élevées :

2021		
Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ
Blanchet	PT-CAN	7,29%
Sainte Rose	DESHAI	6,86%
Baie-Mahault	VELODR	5,19%
Blanchet	BLANCH	5,18%
Baie-Mahault	LAMENT	4,48%
Blanchet	CAMPEC	4,37%
Petit Pérou	DOTHEM	3,92%
Baie-Mahault	CHANTI	3,84%
Blanchet	MOULE	3,60%
Petit Pérou	SFELIX	3,44%
Baie-Mahault	MONTI	3,40%
Capesterre	DOYON	3,36%

2020		
Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ
Blanchet	PT-CAN	7,18%
Sainte Rose	DESHAI	6,86%
Baie-Mahault	VELODR	5,19%
Blanchet	BLANCH	5,17%
Baie-Mahault	LAMENT	4,47%
Blanchet	CAMPEC	4,19%
Baie-Mahault	CHANTI	3,84%
Petit Pérou	DOTHEM	3,83%
Blanchet	MOULE	3,75%
Petit Pérou	SFELIX	3,44%
Baie-Mahault	MONTI	3,40%
Capesterre	DOYON	3,36%

2019		
Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ
Blanchet	PT-CAN	7,08%
Sainte Rose	DESHAI	6,70%
Baie-Mahault	VELODR	6,11%
Blanchet	BLANCH	5,72%
Baie-Mahault	LAMENT	5,65%
Baie-Mahault	CHANTI	4,28%
Blanchet	MOULE	4,24%
Petit Pérou	DOTHEM	3,92%
Blanchet	CAMPEC	3,82%
Baie-Mahault	MONTI	3,66%
Capesterre	DOYON	3,64%
Petit Pérou	SFELIX	3,34%

2018		
Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ
Blanchet	PT-CAN	7,08%
Sainte Rose	DESHAI	6,68%
Blanchet	BLANCH	5,48%
Baie-Mahault	LAMENT	5,16%
Baie-Mahault	VELODR	4,48%
Blanchet	MOULE	4,05%
Petit Pérou	DOTHEM	3,93%
Baie-Mahault	CHANTI	3,88%
Blanchet	CAMPEC	3,80%
Baie-Mahault	MONTI	3,44%
Capesterre	DOYON	3,37%
Petit Pérou	SFELIX	3,34%

2017		
Nom Poste Source	Nom Départ HTA	Chute de tension par départ
Blanchet	BLANCH	9,24%
Blanchet	PT-CAN	7,25%
Baie-Mahault	VELODR	6,63%
Sainte Rose	DESHAI	6,54%
Capesterre	DOYON	5,93%
Baie-Mahault	LAMENT	5,13%
Blanchet	MOULE	4,01%
Petit Pérou	DOTHEM	3,94%
Baie-Mahault	CHANTI	3,88%
Blanchet	CAMPEC	3,80%
Baie-Mahault	MONTI	3,44%
Rivières Sens	GOURBE	3,44%

4. Analyse technique du réseau

4.1. Fiabilité des ouvrages

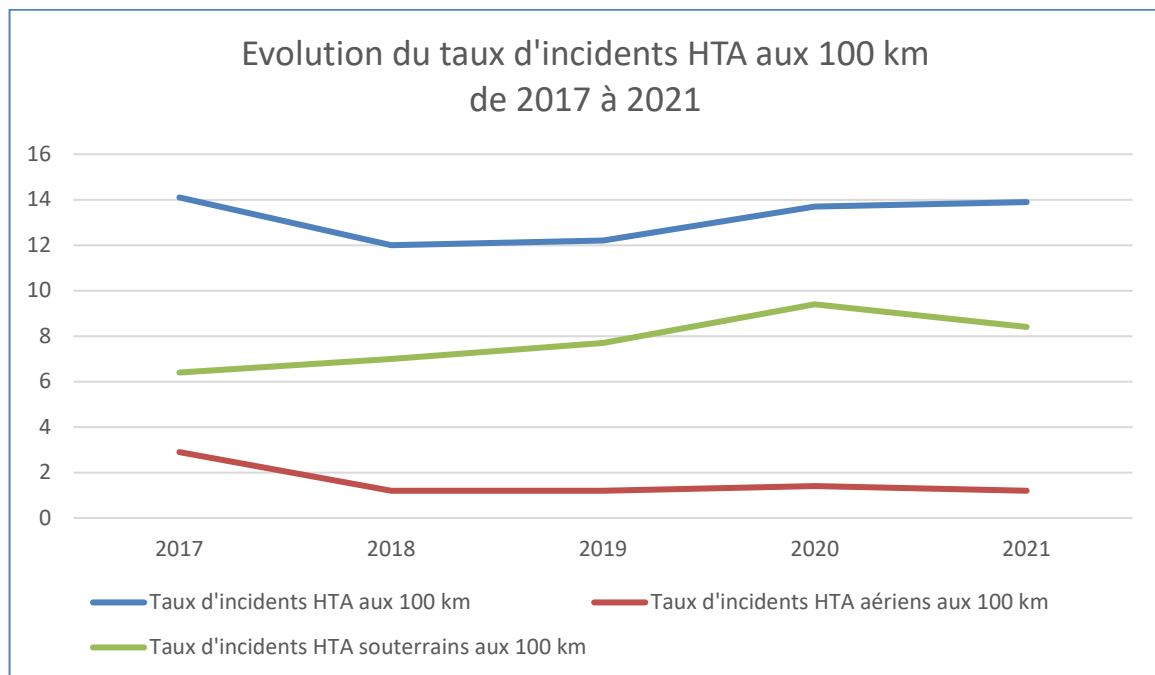
4.1.1. Fiabilité des ouvrages HTA

La fiabilité des ouvrages est évaluée par leur taux d'incidents par an pour 100 km de réseau. Les incidents avec dégâts comptabilisés sont les coupures longues ayant pour origine un incident. Les incidents retenus sont « Toutes Causes Confondues ».

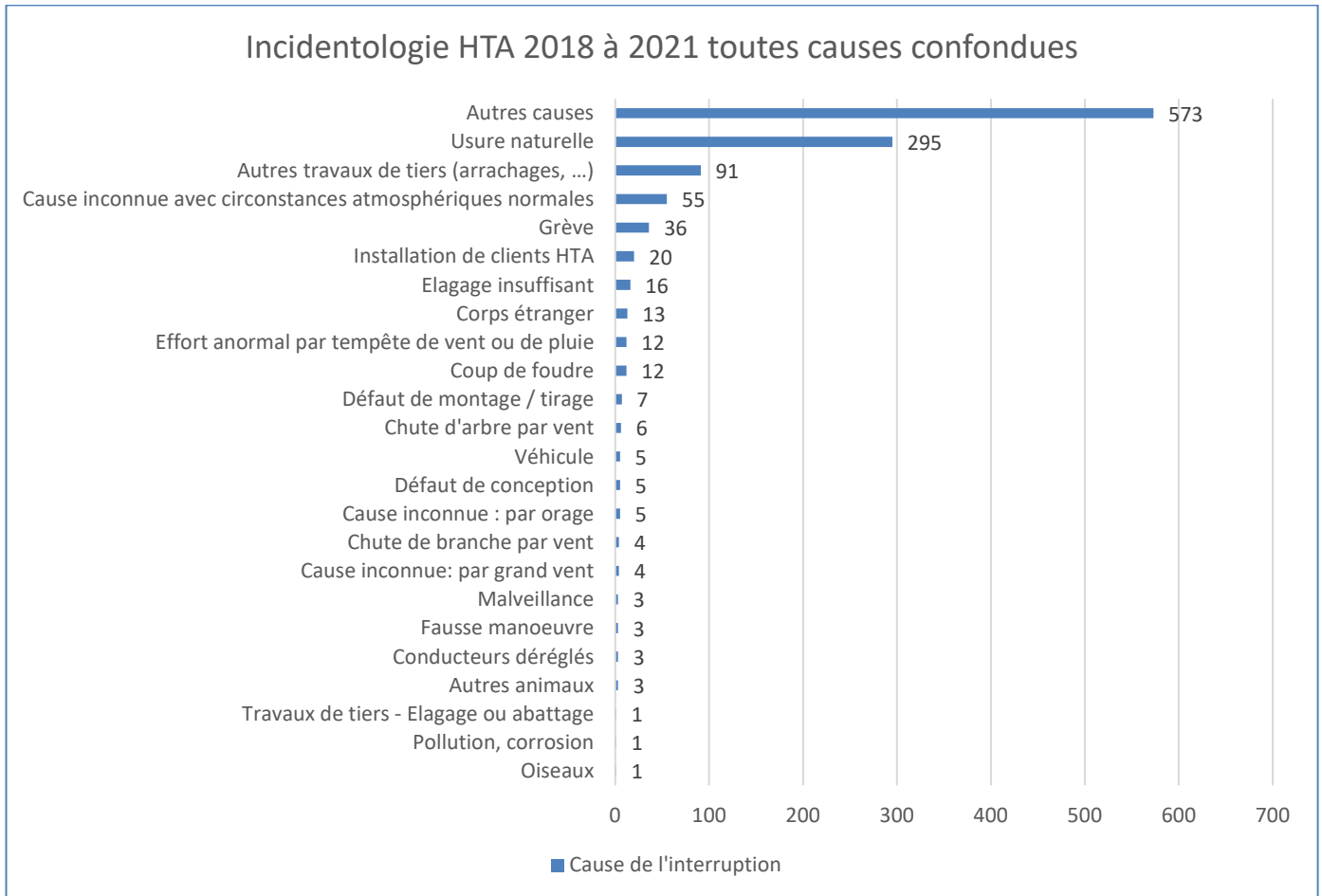
Exercice	Nombre d'incidents HTA	Nombre d'incidents HTA aériens	Nombre d'incidents HTA souterrains	Taux d'incidents HTA aux 100 km	Taux d'incidents HTA aériens aux 100 km	Taux d'incidents HTA souterrains aux 100 km
2017	304	63	138	14,1	2,9	6,4
2018	264	27	154	12	1,2	7
2019	275	28	173	12,2	1,2	7,7
2020	312	31	213	13,7	1,4	9,4
2021	317	27	192	13,9	1,2	8,4

Le nombre d'incidents sur les réseaux HTA tend à augmenter depuis 2018 avec une prépondérance des incidents HTA souterrains avec néanmoins une baisse de ces derniers en 2021.

- Taux de fiabilité par typologie de réseau HTA aux 100 km de 2017 à 2021 :



- Analyse des causes de l'incidentologie du réseau HTA de 2018 à 2021 :

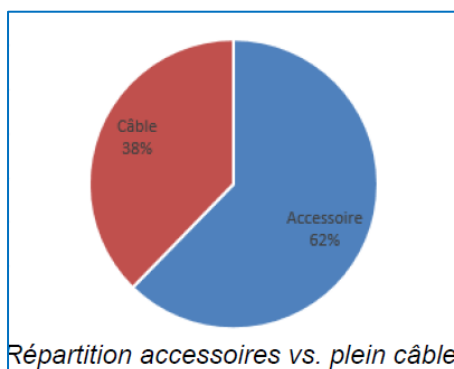


On dénombre 1 174 incidents HTA sur la concession du Sy.MEG de 2018 à 2021 toutes causes confondues. Il s'agit principalement (nombre) d'incidents survenus sur du réseau souterrain (62%).

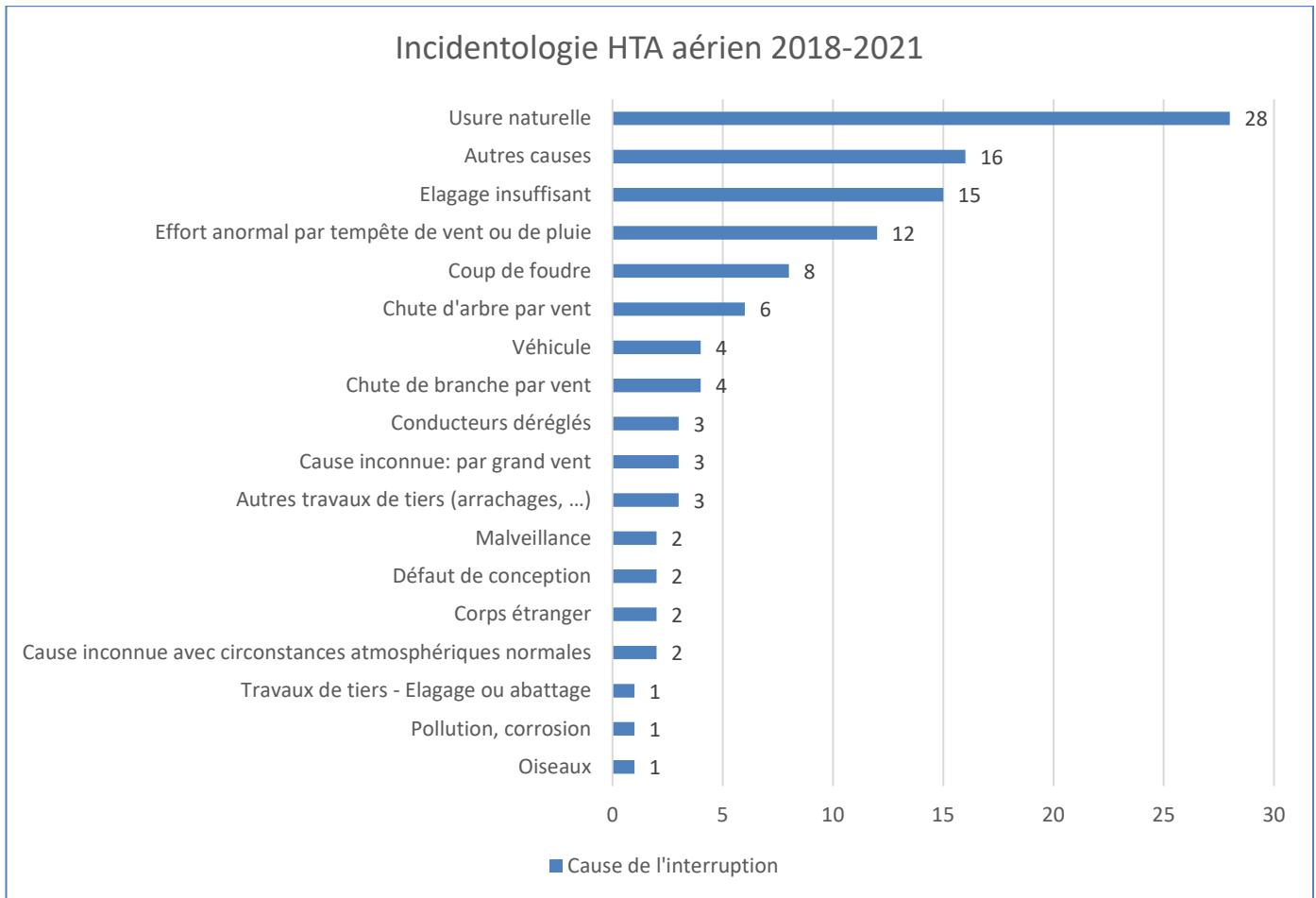
Les 3 premières causes d'incidents sur la concession du Sy.MEG durant cette période sont : de nature inconnue (autres causes), l'usure naturelle et les travaux de tiers survenus principalement sur du réseau souterrain.

Les autres causes correspondent à des incidents furtifs qui n'ont pas pu être identifiés et qui ont disparu à la suite à des manoeuvres systèmes

On dénombre 113 incidents sur réseau aérien de 2018 à 2021 et 731 incidents sur réseau souterrain. Des actions ont été menées comme la formation des câbliers.



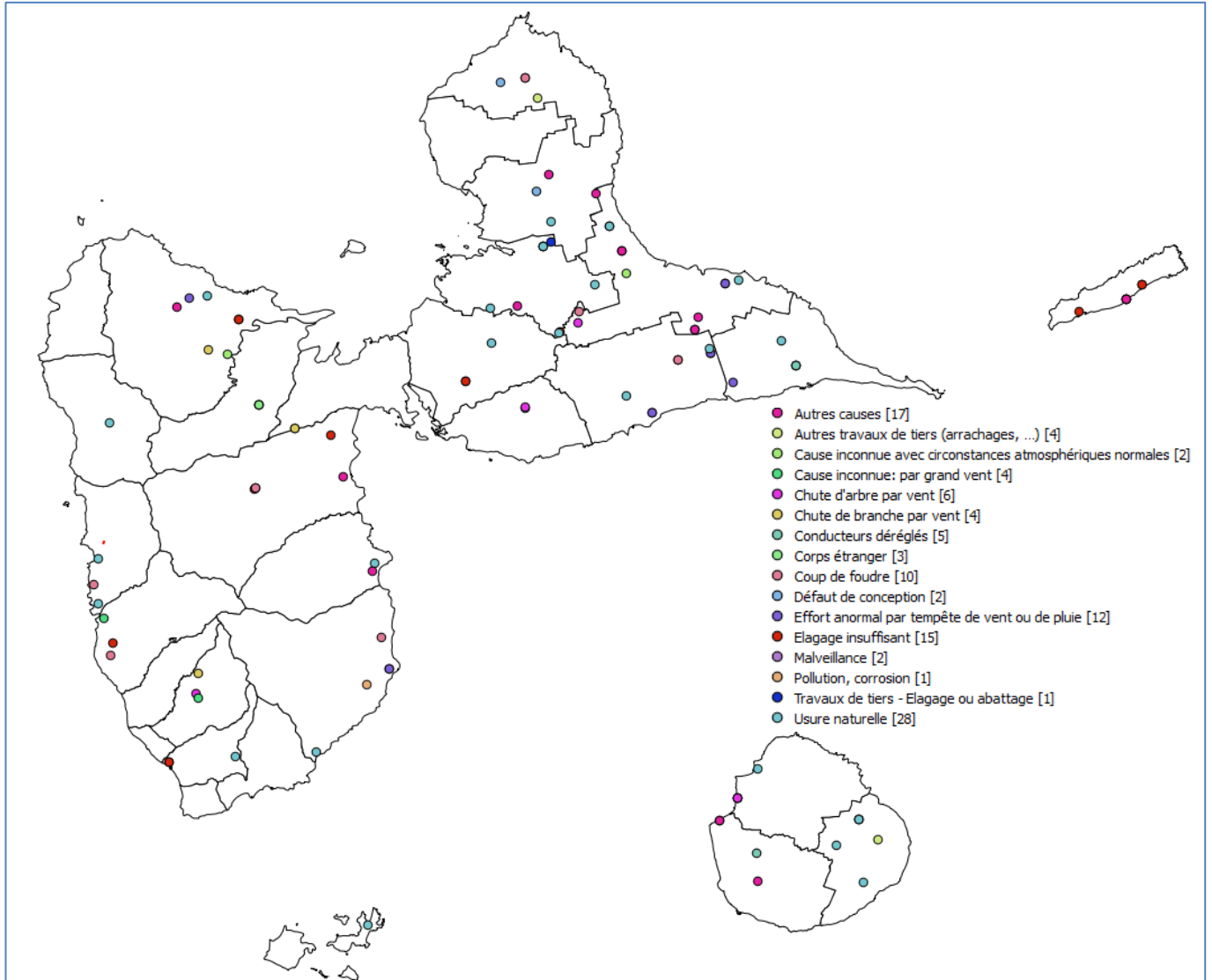
- Analyse de l'incidentologie du réseau HTA en aérien de 2018 à 2021 :



Sans tenir compte des incidents inconnus (autres causes), la grande majorité des incidents survient du fait de l'exposition du réseau au vent ou à l'usure naturelle. Afin de fiabiliser le réseau HTA, il faut poursuivre l'enfouissement des portions de réseau ciblées (notamment celles qui sont exposées aux aléas climatiques) et rénover les tronçons pérennes, moins exposés.

- Répartition communale des incidents survenus de 2018 à 2021 sur tronçon HTA aérien

On décompte sur l'intervalle de temps 2018-2021 un total de 113 incidents sur ligne aérienne HTA. Leur répartition sur la concession du Sy.MEG selon leur cause est présentée ci-dessous :

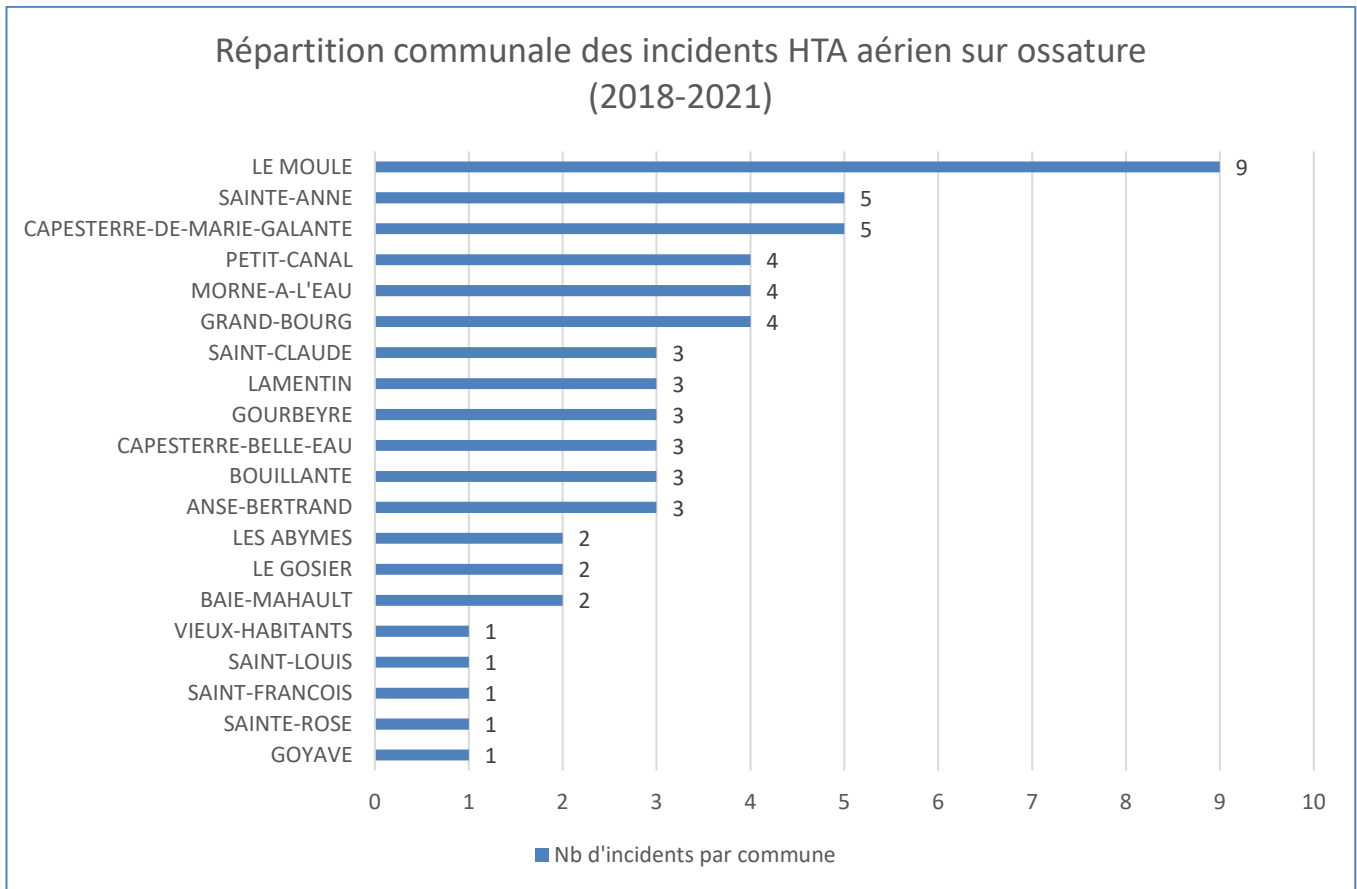


- Liste des incidents HTA aérien avec dégâts localisés sur l'ossature du réseau HTA

On dénombre un total de 66 incidents HTA aérien avec dégâts sur réseau en ossature (structure principale du réseau) de 2018 à 2021. En ne tenant pas compte des causes tels que accidents de circulations, malveillance, des travaux de tiers et des oiseaux on obtient un total de 60 incidents.

Leur répartition par départ HTA et par communes est la suivante :

Libellé commune	Nb incidents
LE MOULE	9
CAPESTERRE-DE-MARIE-GALANTE	5
SAINTE-ANNE	5
GRAND-BOURG	4
MORNE-A-L'EAU	4
PETIT-CANAL	4
ANSE-BERTRAND	3
BOUILLANTE	3
CAPESTERRE-BELLE-EAU	3
GOURBEYRE	3
LAMENTIN	3
SAINT-CLAUDE	3
BAIE-MAHAULT	2
LE GOSIER	2
LES ABYMES	2
GOYAVE	1
SAINTE-ROSE	1
SAINT-FRANCOIS	1
SAINT-LOUIS	1
VIEUX-HABITANTS	1
TOTAL :	60



Le kilométrage des tronçons HTA aériens en ossature sur les départs incidentogènes relevé depuis 2018 en kilomètres est le suivant :

Le diagnostic ci-dessus n'intègre pas les départs situés en zones littorales exposées aux risques climatiques (24,5 km)

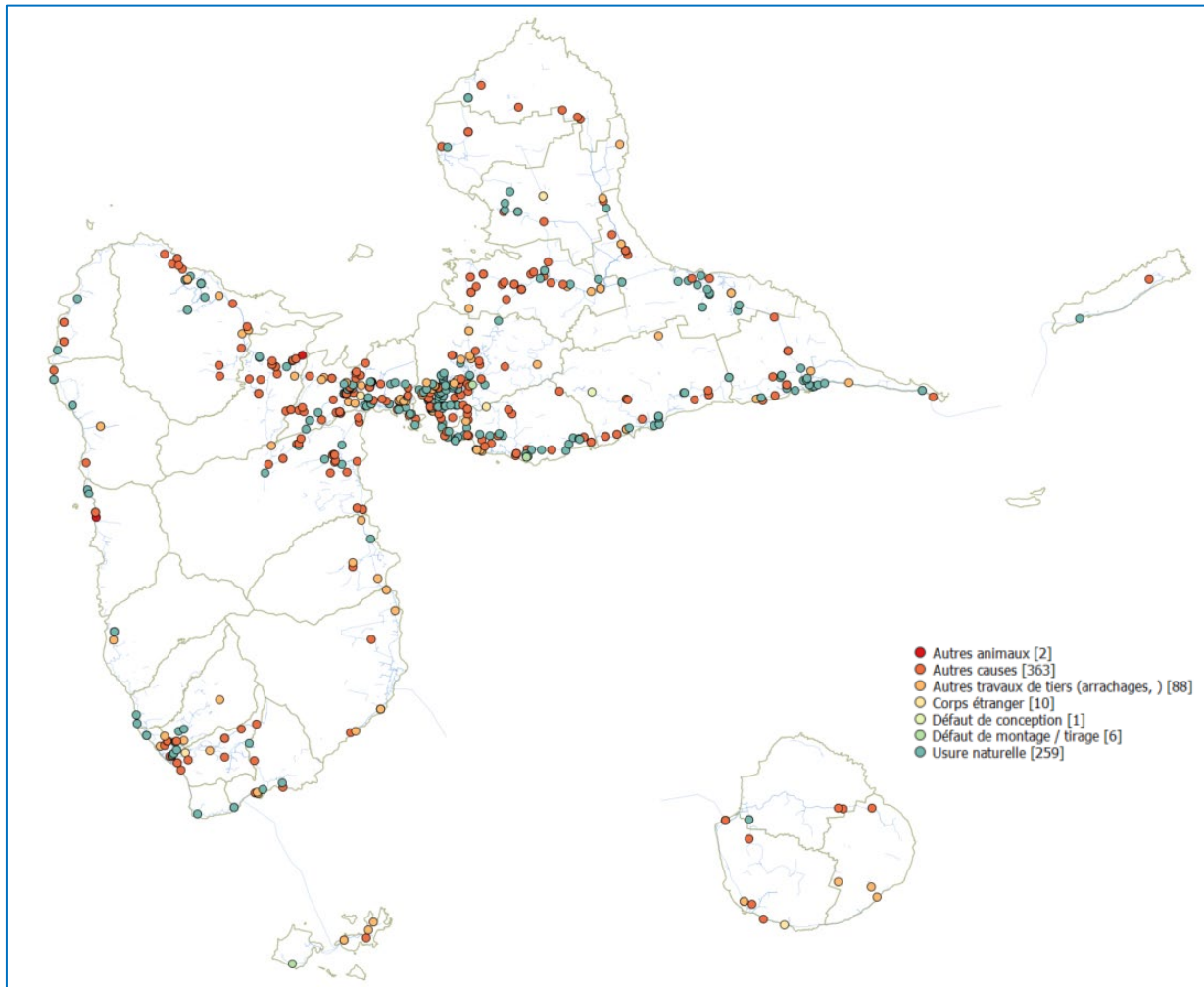
Sur les 29 départs HTA ayant subi des incidents aériens, on ne compte que 22 départs en ayant subi sur l'ossature du réseau. La longueur totale de réseau candidate à l'enfouissement est d'environ 161,2 km (hormis les 24,5 km). Il faut enfouir ces portions aériennes afin de rendre le réseau plus résilient aux aléas climatiques et sécuriser la continuité de la fourniture

Le kilométrage des tronçons HTA aériens en ossature par commune sur les 22 départs incidentogènes en mètre est le suivant :

Libellé communes	Longueur élec en ossature
LE MOULE	20
SAINTE-ANNE	13,3
CAPESTERRE-DE-MARIE-GALANTE	14,7
MORNE-A-L'EAU	4,8
PETIT-CANAL	14,6
GRAND-BOURG	10,5
CAPESTERRE-BELLE-EAU	12,3
GOURBEYRE	1,2
LAMENTIN	1,8
SAINT-CLAUDE	6,7
ANSE-BERTRAND	9,6
BOUILLANTE	3,3
LE GOSIER	7,3
LES ABYMES	12,5
SAINT-FRANCOIS	8,9
SAINTE-ROSE	4,3
GOYAVE	3,7
SAINT-LOUIS	1,4
VIEUX-HABITANTS	10,3
Total général	161,2

Les communes du Moule, de Petit-Canal, de Saint-Anne et Capesterre de Marie-Galante sont les communes recensant les plus grandes longueurs de réseau HTA en ossature à enfouir.

- Liste des incidents HTA souterrains sur le réseau HTA de 2018 à 2021 :



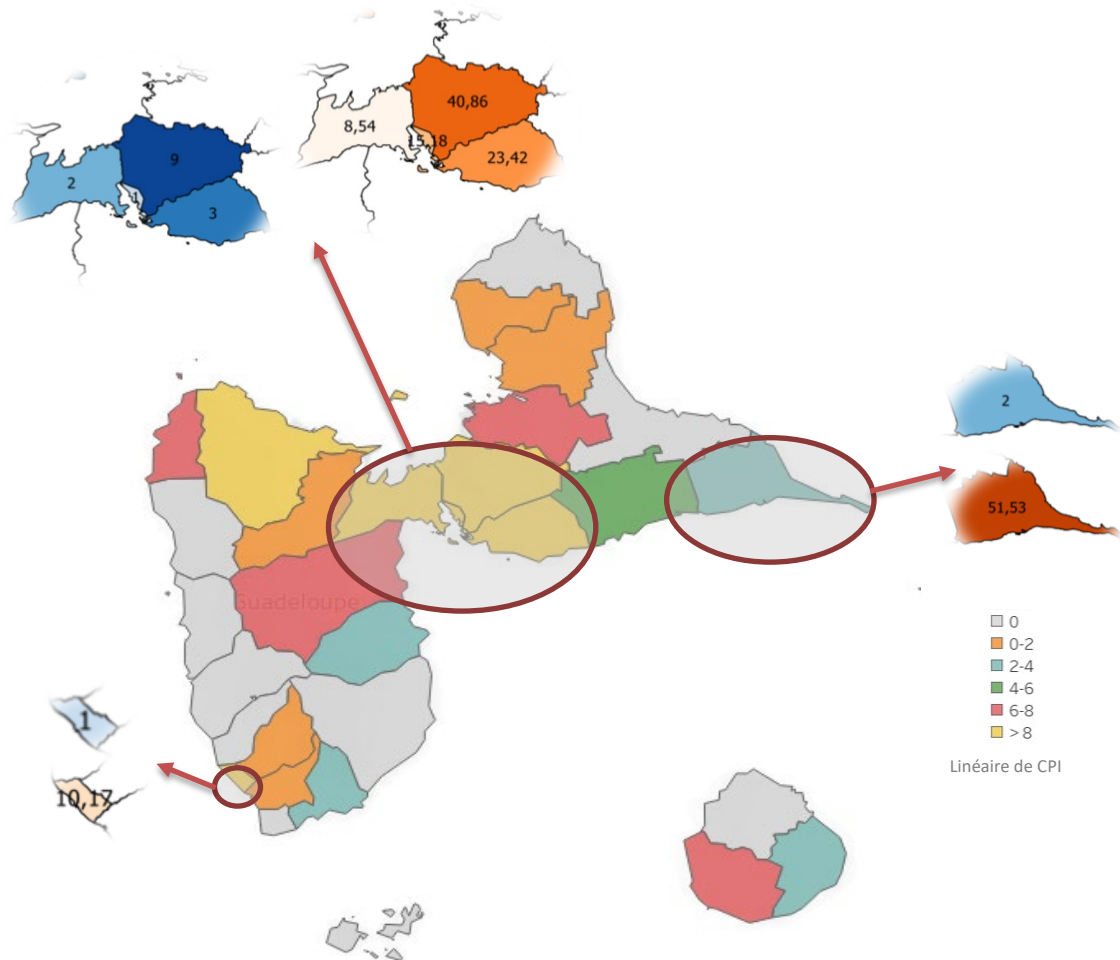
On compte un total de 729 incidents souterrains sur réseau HTA, répartis sur 97 départs HTA.

Les 10 départs présentant le plus d'incidents HTA en souterrain sur réseau HTA sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Nom du départ HTA	Nb d'incidents
GRANDE SAVANE	30
LAMENTIN	24
VIEUX-BOURG	22
PETIT-CANAL	21
DURIVAGE	21
SAINT FELIX	20
DESBONNES	20
R.N.5	17
CHANTILLY	16
LABROUSSE	16

Le départ VIEUX-BOURG est un départ souterrain en antenne. Il a été perturbé par 22 incidents depuis 2018.

Répartition du nbre d'incidents CPI et du taux incidents CPI au 100 km par commune en 2021 :



Les incidents CPI sont trop peu nombreux (3%) pour être représentatifs et expliquer l'incidentologie globale. Le CPI ne constitue pas le point noir du réseau HTA souterrain pour la concession du Sy.MEG. Il ne sera pas prioritaire comme argument pour la stratégie d'aménagement du réseau de distribution. La grande majorité des défauts n'est pas liée au câble papier, mais au câble à isolation synthétique.

Commentaires :

L'incidentologie sur réseau HTA provient principalement du réseau souterrain (60% en 2021) du fait du fort taux d'enfouissement sur la concession.

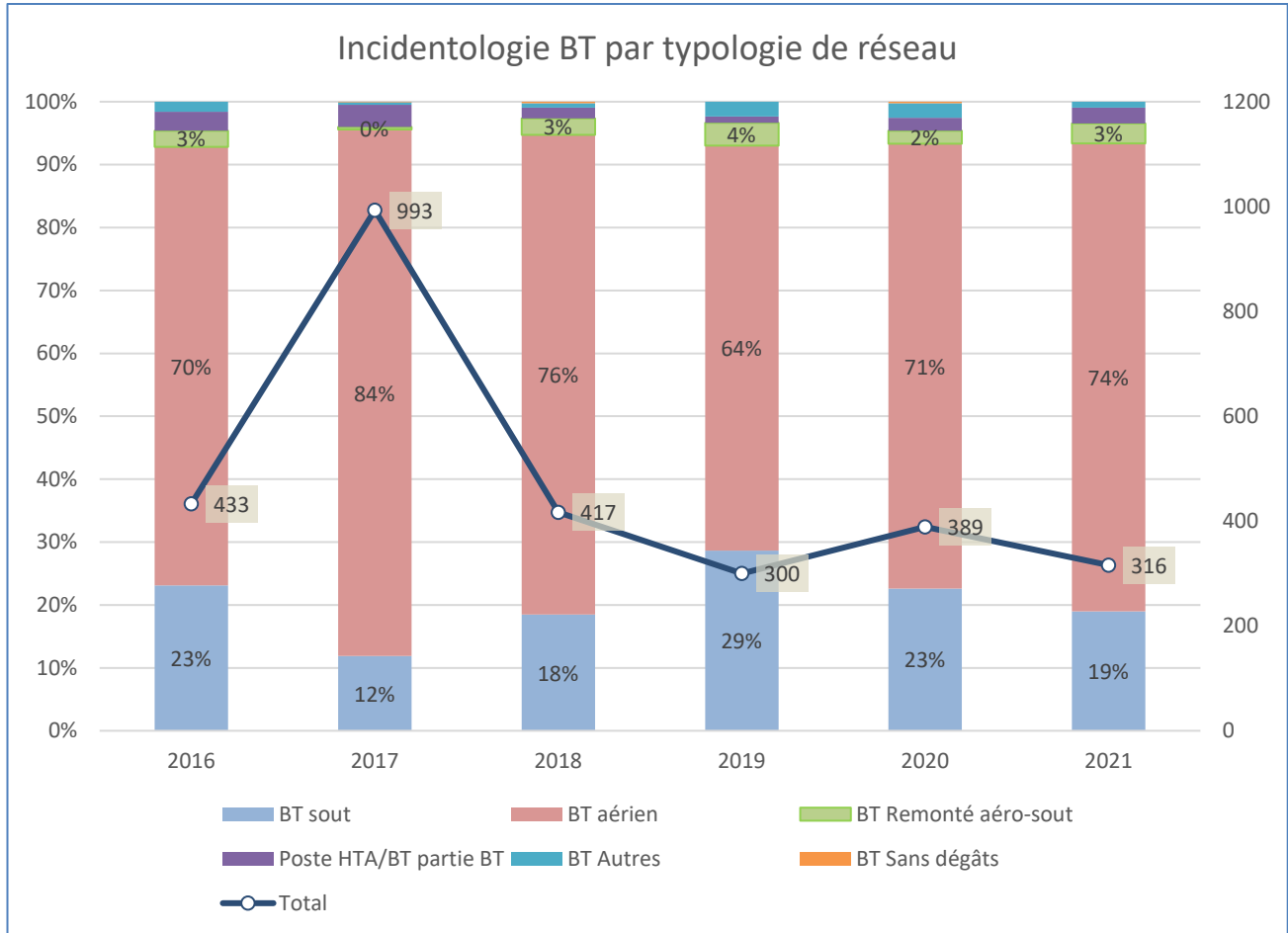
Les incidents HTA souterrains surviennent principalement dans la zone dite urbaine dense (Abymes - Baie-Mahaut - Gosier et Pointe-à-Pitre et le Gosier). Les incidents aériens prennent naissance dans le nord-Grande-Terre (Morne-À-L'eau, Le moule et Petit-Canal).

60 incidents ont été localisés sur ossature aérienne pour un kilométrage total de 187 km intégrant les tronçons en zones littorales exposées aux risques climatiques. L'ensemble de ces tronçons aériens sont concernés par les politiques d'enfouissement (annexe 1).

123 tronçons souterrains ont subi plus de 2 incidents depuis 2018 ce qui correspond à un kilométrage de 104 km à rénover (annexe 3).

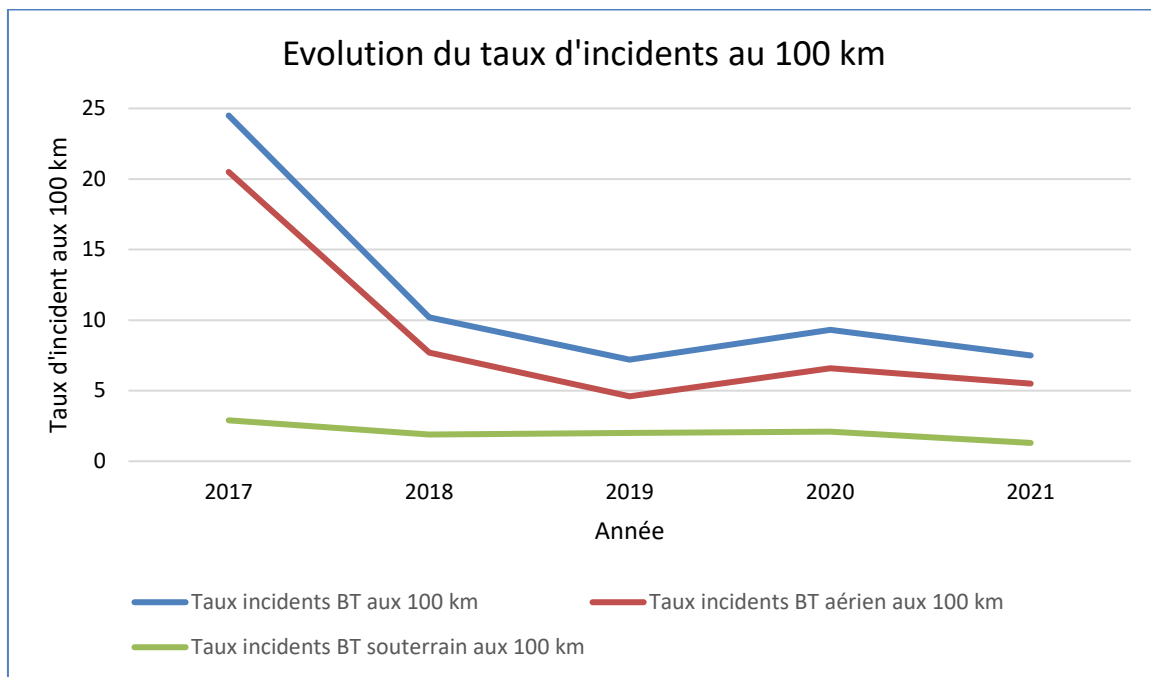
4.1.2. Fiabilités des ouvrages BT

- Nombre d'incidents par typologie de réseau :



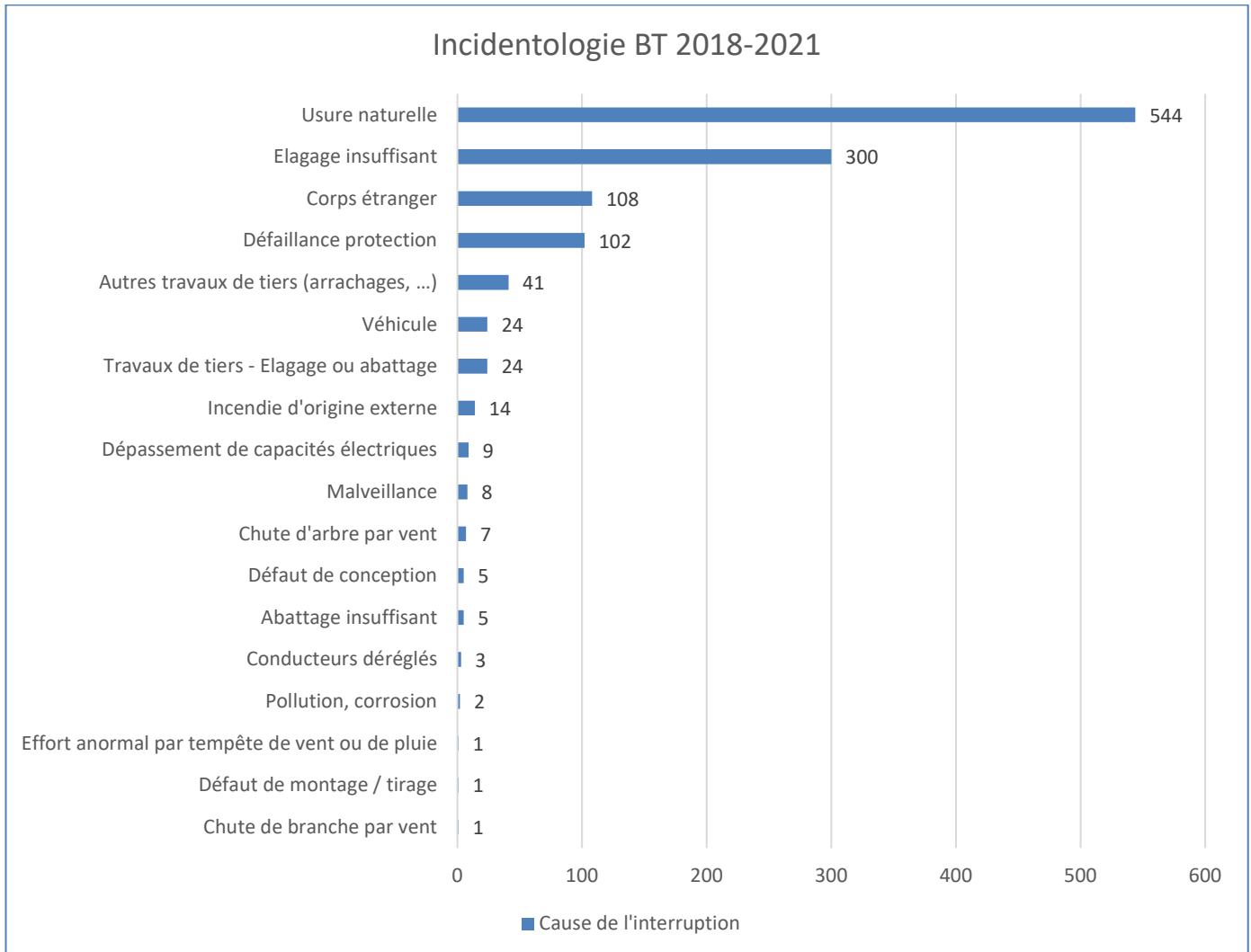
- Taux de fiabilité par typologie de réseau BT (par an/100km) :

Exercice	Nombre d'incidents BT	Nombre d'incidents BT aériens	Nombre d'incidents BT souterrains	Taux incidents BT aux 100 km	Taux incidents BT aérien aux 100 km	Taux incidents BT souterrain aux 100 km
2017	993	831	118	24,5	20,5	2,9
2018	417	318	77	10,2	7,7	1,9
2019	300	193	84	7,2	4,6	2,0
2020	389	275	88	9,3	6,6	2,1
2021	316	235	57	7,5	5,5	1,3



On constate une décroissance marquée du taux d'incidents aux 100 km portée notamment par la baisse du nombre d'incidents BT aériens

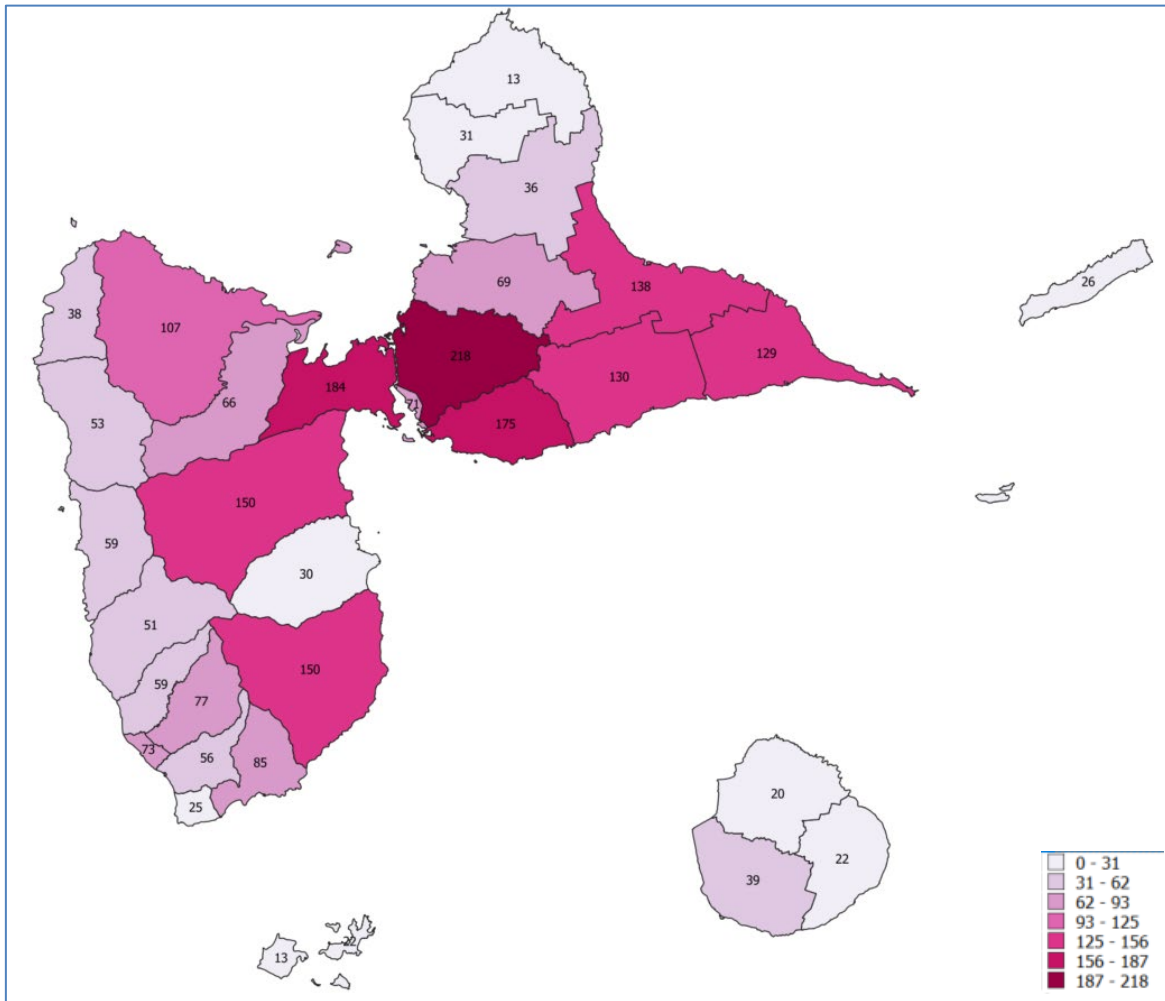
- Analyse des causes de l'incidentologie du réseau BT de 2018 à 2021 :



On dénombre un total de 1 199 incidents en BT sur la concession du Sy.MEG de 2018 à 2021.

L'incidentologie sur le réseau aérien BT est principalement due à la végétation et à l'usure des conducteurs et des supports exposés aux risques vent fort.

- Répartition de la somme des incidents BT par commune de 2017 à 2021 :



Le nombre d'incidents est globalement en baisse de 24% sur la période 2018 – 2021 (2017 étant une année exceptionnelle du fait Maria

- Bilan de l'incidentologie en BT de la concession de 2017 à 2021 :

Commentaires :

L'incidentologie sur réseau BT provient principalement du réseau aérien (74% en 2021) du fait du faible taux d'enfouissement sur la concession (28%).

L'incidentologie sur le réseau aérien BT est principalement due à la végétation et à l'usure des supports de conducteurs par vent fort. Le réseau torsadé BT est 7 fois moins incidentogène que l'aérien nu ce qui montre la fiabilité de cette technologie.

Les incidents BT surviennent principalement dans la région Pointoise, Petit-Bourg et la grande-Terre. Le taux d'incidents au 100 km est en légère baisse par rapport à l'année 2020.

4.2. Réactivité du réseau HTA

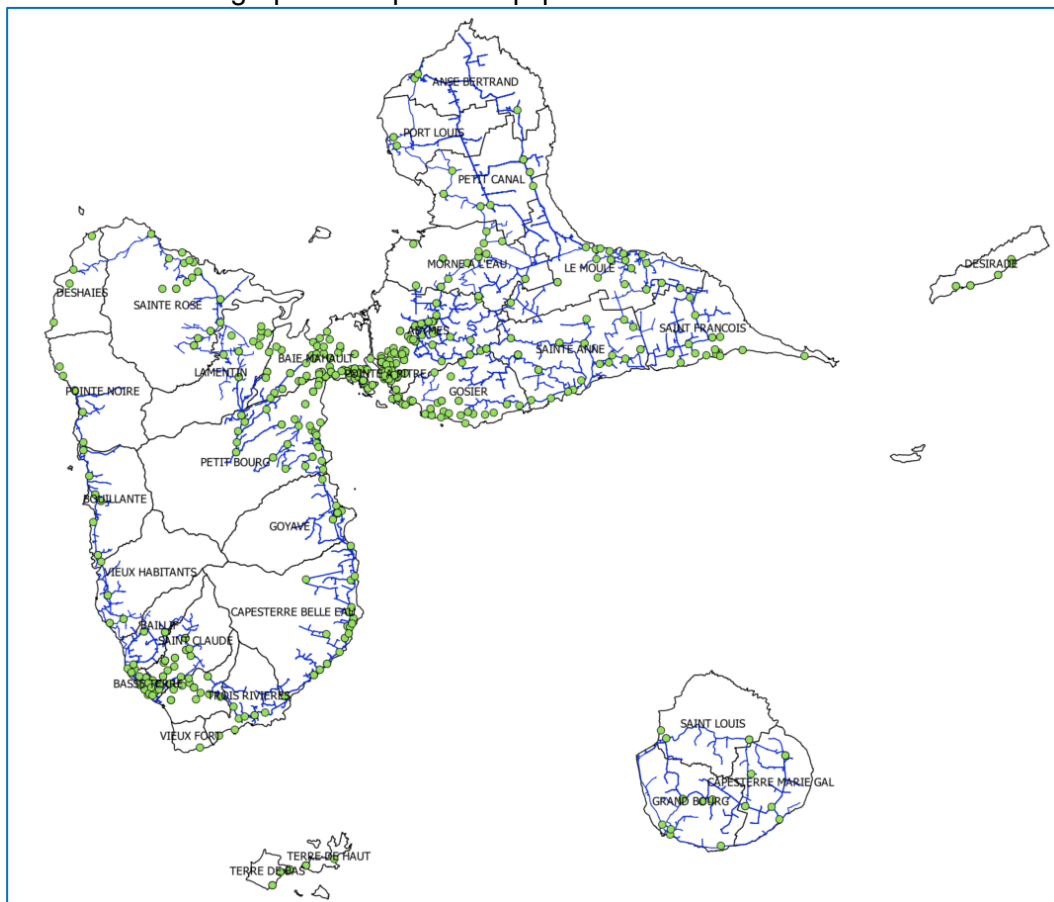
La réactivité sur incident du réseau HTA est assurée par des organes de manœuvre télécommandés (OMT) ou manuels permettant de reconfigurer le réseau pour réalimenter les clients raccordés sur les parties saines du réseau. L'augmentation du nombre d'OMT permet de réduire la taille des « poches » de clients situés entre deux points de coupure.

Le réseau HTA de la concession est équipé, à fin 2021 de 618,5 OMT, avec une progression notable sur les exercices récents résultant d'un programme de densification mis en œuvre sur le territoire de la concession.

	Nombre d'OMT	Nombre d'OMT moyen par départ HTA
2021	618,5	5,15
2020	614,5	5,21
2021	605,5	5,22
2018	607	5,47
2017	619,5	5,74

L'enjeu du programme OMT à venir est de s'assurer que toutes les antennes HTA aérienne ou mixtes doivent être séparables de la principale par un organe de manœuvre télécommandé.

Cartographie des postes équipés OMT sur le réseau HTA



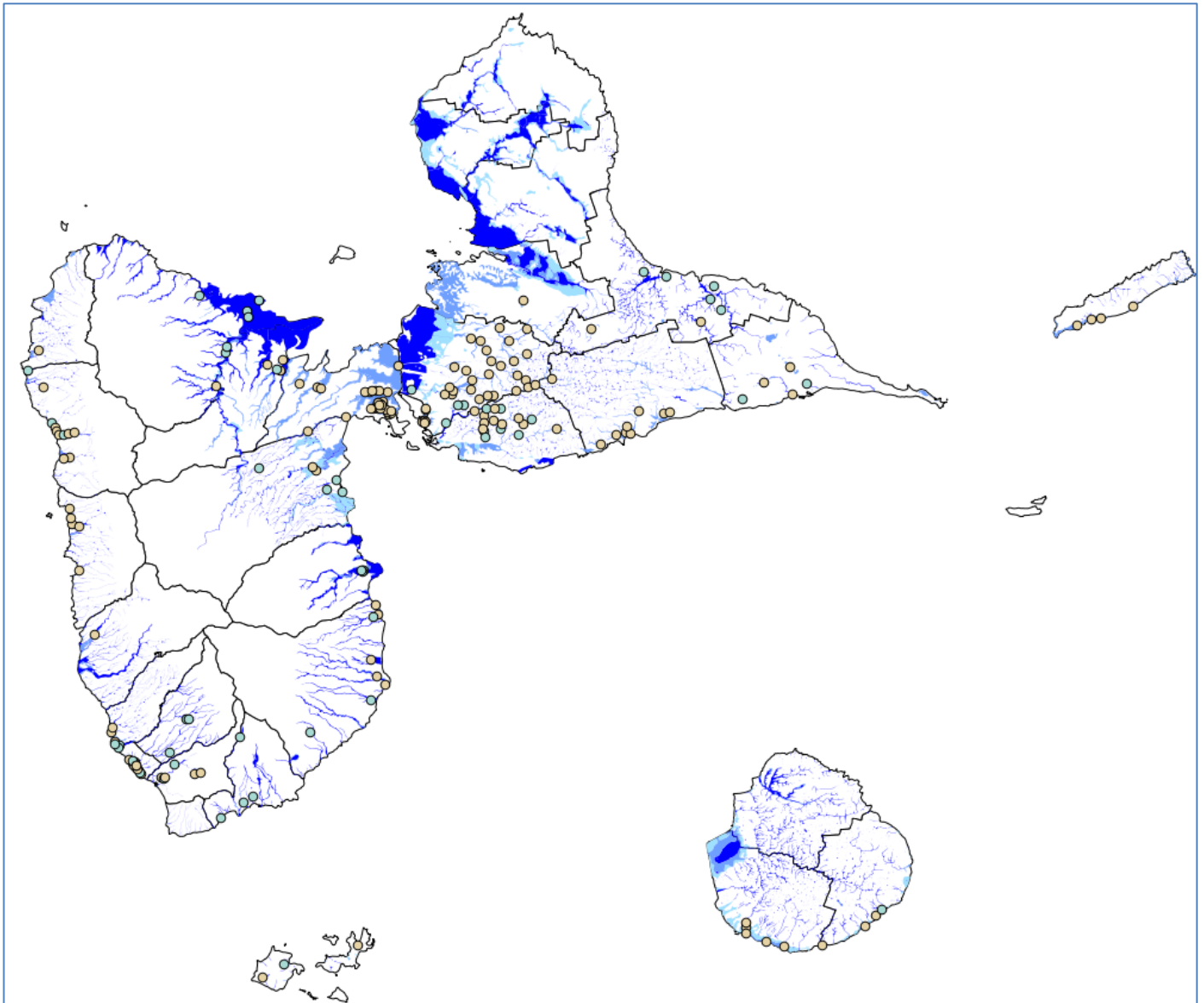
Nombre de poste HTA-BT équipé d'OMT par commune au 31/12/2021

Commune	Nombre de POSTE HTA/BT équipé d'OMT	Nombre d'OMT
ABYMES (LES)	48	82
ANSE BERTRAND	3	3
BAIE MAHAULT	59	105
BAILLIF	5	9
BASSE TERRE	15	21
BOUILLANTE	8	13
CAPESTERRE BELLE EAU	18	28
CAPESTERRE MARIE GAL	5	8
DESHAIES	4	4
DESIRADE	5	13
GOSIER	28	36
GOURBEYRE	11	16
GOYAVE	6	8
GRAND BOURG	7	9
LAMENTIN	10	14
MORNE A L'EAU	14	20
MOULE (LE)	18	25
PETIT BOURG	27	37
PETIT CANAL	6	9
POINTE A PITRE	23	28
POINTE NOIRE	4	4
PORT LOUIS	2	3
SAINT CLAUDE	12	20
SAINT FRANCOIS	17	22
SAINT LOUIS	3	6
SAINTE ANNE	19	27
SAINTE ROSE	16	23
TERRE DE BAS	2	5
TERRE DE HAUT	2	5
TROIS RIVIERES	7	8
VIEUX FORT	1	1
VIEUX HABITANTS	3	6
Total général	408	618

4.3. Analyse des risques pouvant affecter le réseau

4.3.1. Résilience face au risque d'inondation et de submersion marine

Ci-dessous on retrouve une carte présentant le zonage soumis aux risques d'inondations issus du PPRN de la Guadeloupe. Les données ont été relevées en 2012. Ce jeu de données a été couplé à celui des postes de distribution de la concession et a permis d'isoler les postes soumis à des moyens et forts risques d'inondation.



Données service cartographie de la EDAL

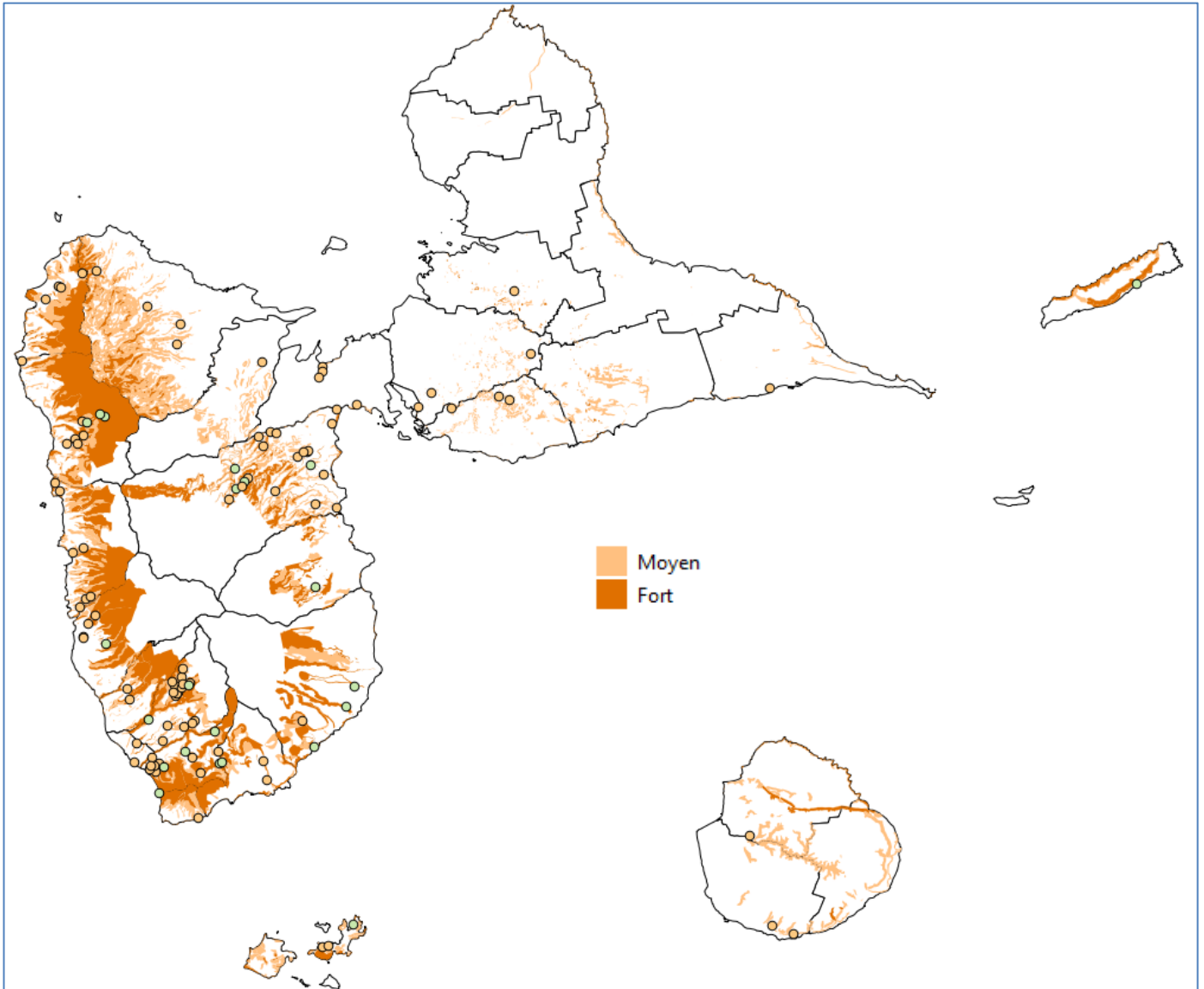
327 postes sont soumis aux risques d'inondation présentés par le PPRN. 34 postes sont exposés à des risques d'aléa dit « néant », 90 postes sont exposés à des risques d'aléa faible, 147 sont exposés à des risques d'aléa moyen et 56 sont exposés à des risques d'aléa fort.

Les listes détaillées des postes en fonctions de leur exposition à des risques d'aléas moyen ou fort présentant leur nom, leur type et leur localisation par commune sont présentées ci-dessous.

4.3.2. Résilience face au risque d'aléa climatique

- Cartographie des mouvements de terrain en Guadeloupe

Apparaît sur la carte ci-dessous la répartition des postes soumis à de moyens et forts risques de mouvement de terrain sur la concession du Sy.MEG.



Données service cartographie DEAL (PPRN : Plan de Prévention des Risques Naturels)

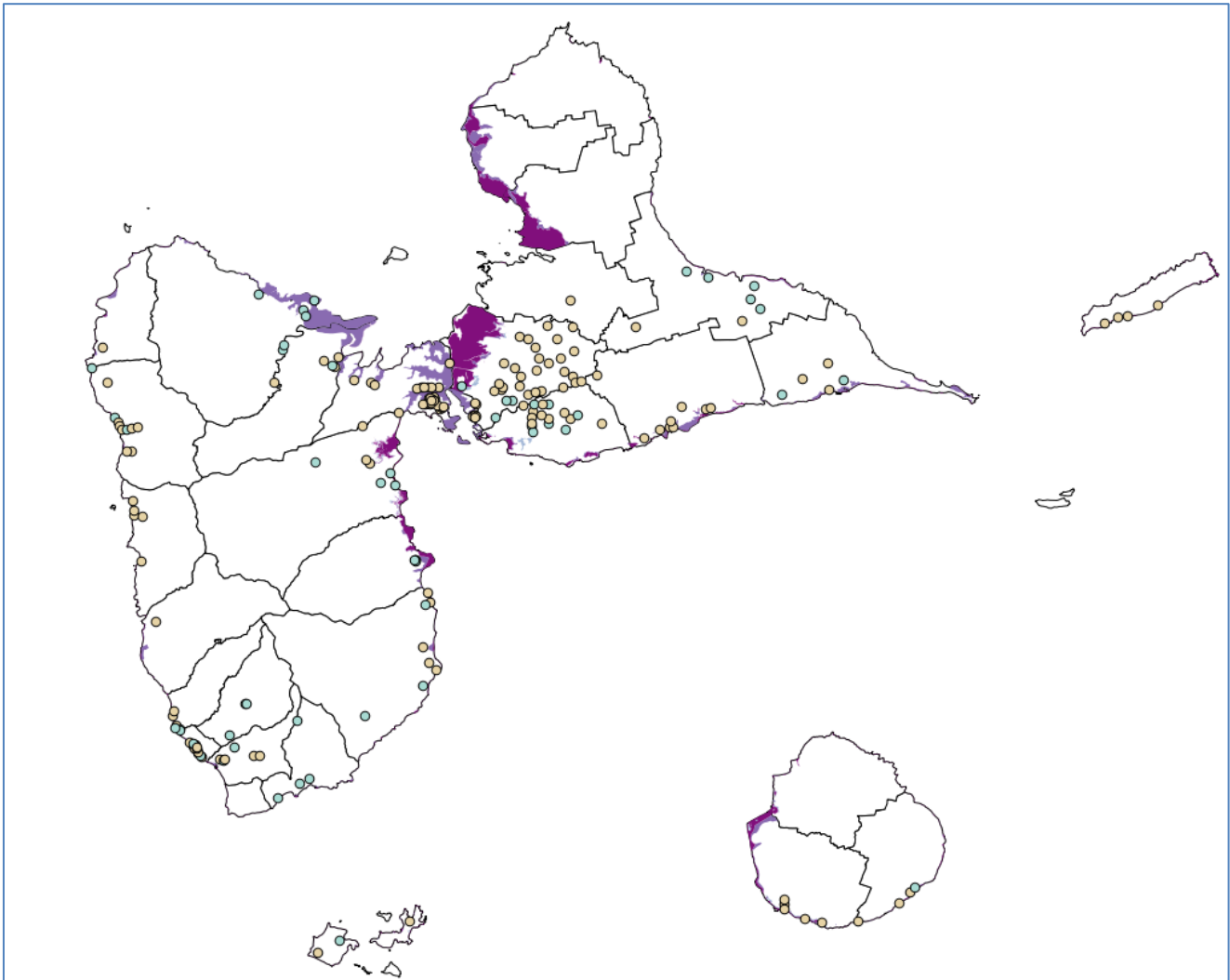
Les principaux risques de glissement de terrain sont localisés en Basse-Terre. En superposant la carte des postes de distribution publique à celle des risques de mouvement de terrain on obtient la liste des postes de distribution publique exposés aux risques de mouvement de terrain.

95 postes de distribution publique sont exposés à de moyens risques de mouvement de terrain. Ils sont principalement localisés en Basse-Terre dans les communes de Petit-Bourg (17), de Saint-Claude (17) et de Gourbeyre (9).

22 postes de distribution publique sont exposés à de forts risques de mouvement de terrain. Ils sont principalement localisés en Basse-Terre dans les communes de Gourbeyre (4), Petit-Bourg (4), de Pointe-Noire (3) et de Capesterre (3).

- Cartographie des risques cycloniques en Guadeloupe

Apparaît sur la carte ci-dessous la répartition des postes soumis à de moyens et forts risques cycloniques sur la concession du Sy.MEG.



Données service cartographie DEAL (PPRN : Plan de Prévention des Risques Naturels)

Les principaux risques cycloniques sont localisés en région pointoise. En superposant la carte des postes de distribution publique à celle des risques cycloniques on obtient la liste des postes DP exposés à des risques cycloniques.

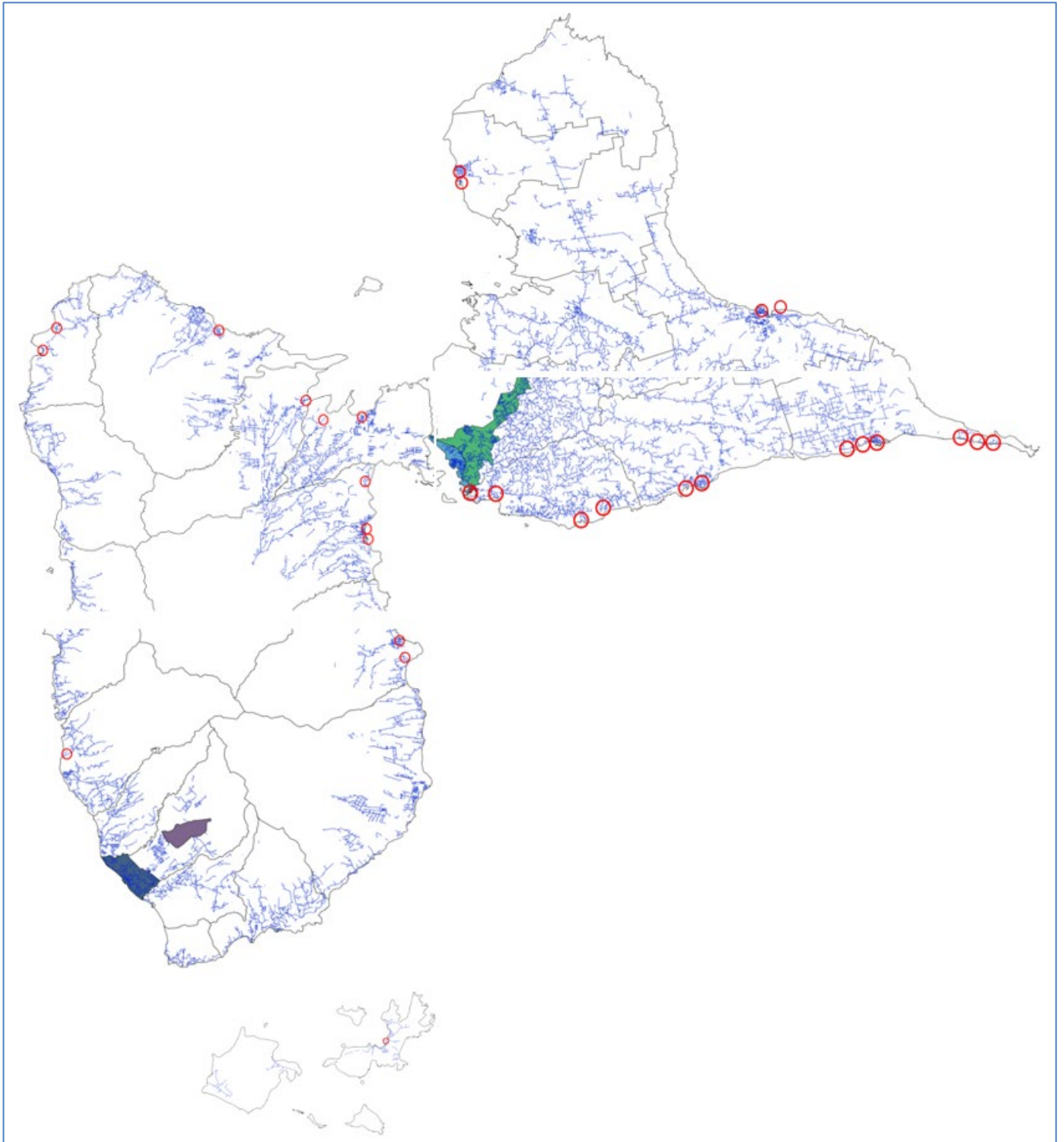
Un total de 165 postes de distribution publique sont exposés aux risques cycloniques.

135 postes de distribution publique sont exposés à de moyens risques cycloniques. Ils sont principalement localisés à Pointe-à-Pitre (51), Baie-Mahault (20) et Saint-Anne (13).

15 postes de distribution publique sont exposés à de forts risques cycloniques. Ils sont répartis globalement sur toute la Guadeloupe et notamment sur Grand-Bourg de Marie-Galante (3).

À noter que les postes de distribution publique du Nord Grande-Terre ne sont pas soumis à risques cycloniques.

Cartographies du réseau BT exposé aux risques cycloniques sur la concession du Sy.MEG.

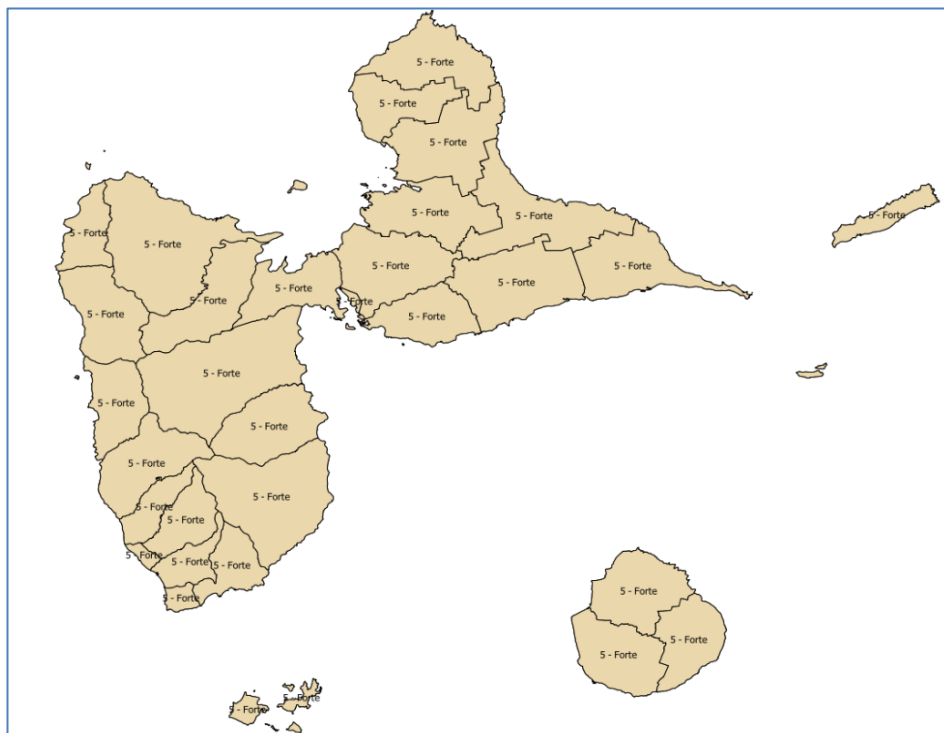


La répartition communale du nombre de postes par niveau d'aléa allant de faible à fort de 1 à 3 est donnée dans le tableau suivant :

Nombre de NOM_POSTE	Étiquettes de colonnes			
Étiquettes de lignes	1	2	3	Total général
97101	6	5	1	12
97103		20		20
97104			1	1
97105		8	1	9
97106		1		1
97108	1		1	2
97109		2		2
97112	2	3	3	8
97113	1	1	1	3
97114		1		1
97115		1		1
97117		3	1	4
97118	1	1	1	3
97120		51		51
97122		9		9
97125		13		13
97126	2		2	4
97128		13	2	15
97129		1		1
97131	2	1	1	4
97132		1		1
Total général	15	135	15	165

Données DEAL service cartographie

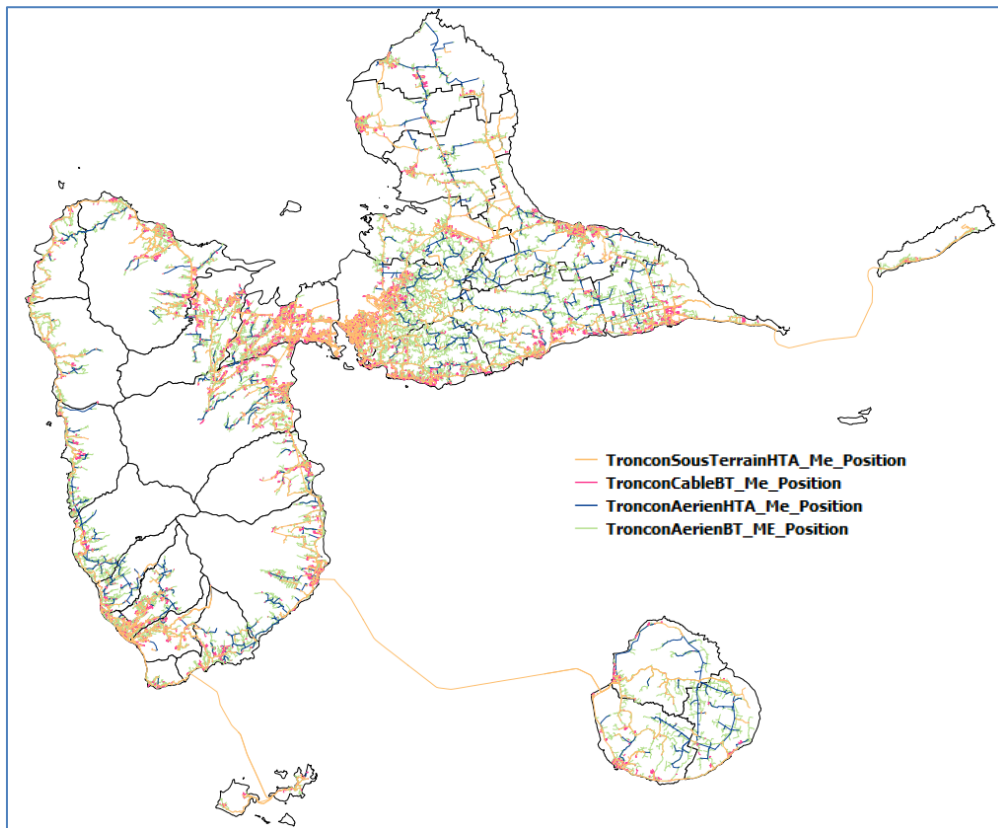
- Cartographie de la sismicité en Guadeloupe



Données Georisque.gouv

Toute la concession du Sy.MEG est soumise au risque sismique.

- Réseau électrique HTA et BT concession Sy.MEG



Données service cartographie (Judes Pascal)

Les lignes HTA aériennes en bordure de littoral sont soumises aux risques cycloniques ou exposés à des vents de fortes intensités.

Commentaires :

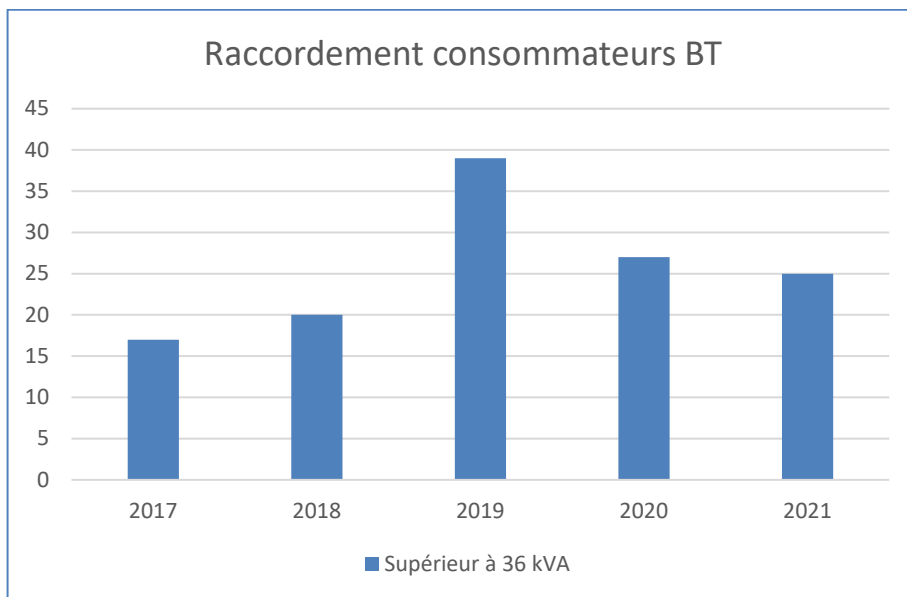
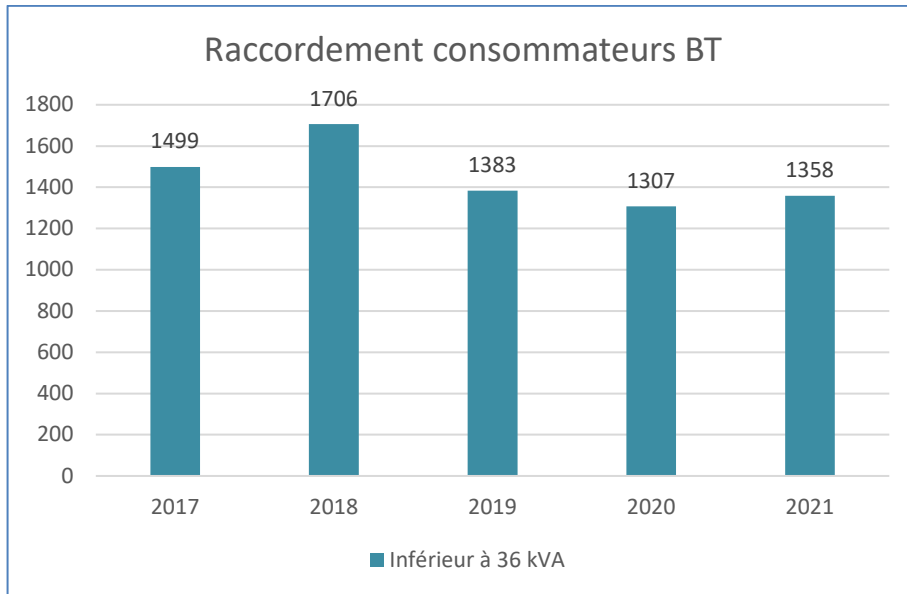
Un total de 203 postes est soumis à de moyens et forts risques d'inondation. 117 postes sont soumis à de moyens et forts risques de mouvement de terrain. 150 postes sont soumis à de moyens et forts risques cycloniques. Certains postes de distribution publique sont soumis à plusieurs risques naturels. On compte 6 postes soumis à 2 ou 3 risques d'aléas climatiques. En considérant tous ces postes et en considérant 1 seule exposition aux risques climatiques de niveau d'aléa fort on décompte 91 postes soumis à des risques d'inondation, cyclonique et de mouvement de terrain.

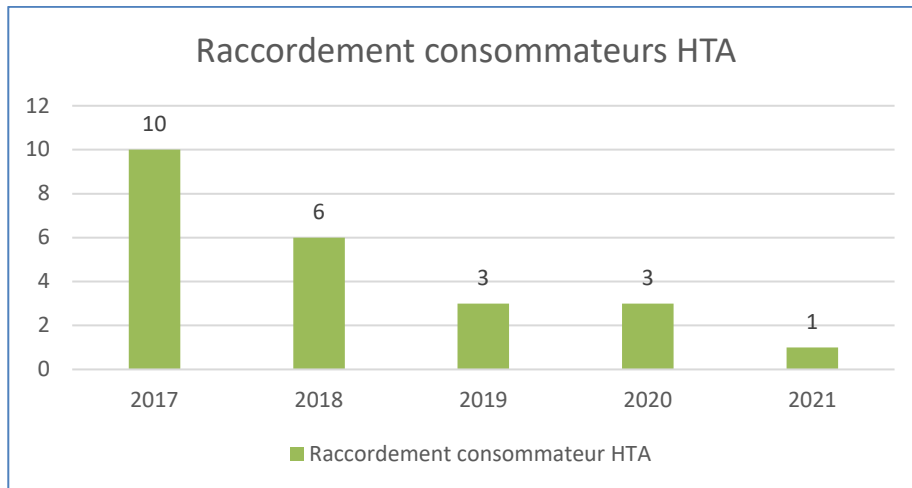
Tous les postes de la concession sont soumis au risque sismique.

La résilience aux risques climatiques peut être améliorée notamment sur le réseau aérien HTA sur ossature et l'aménagement des postes.

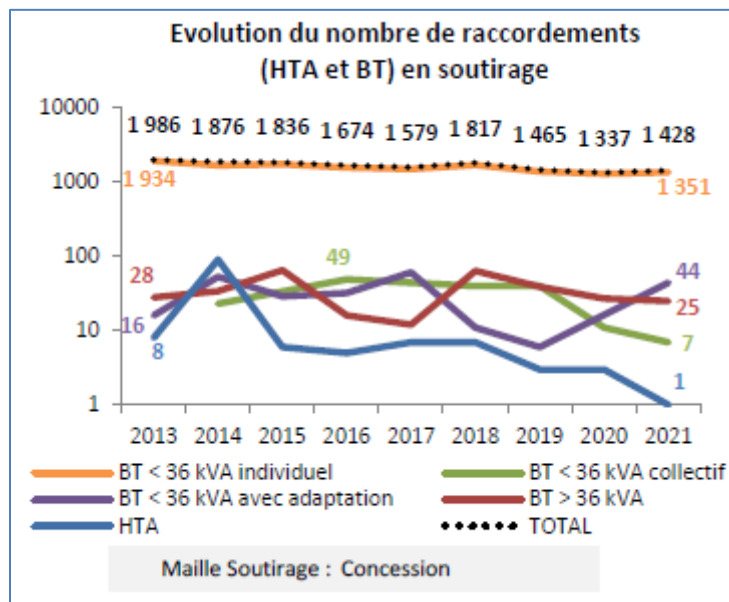
5. Orientation de développement du territoire

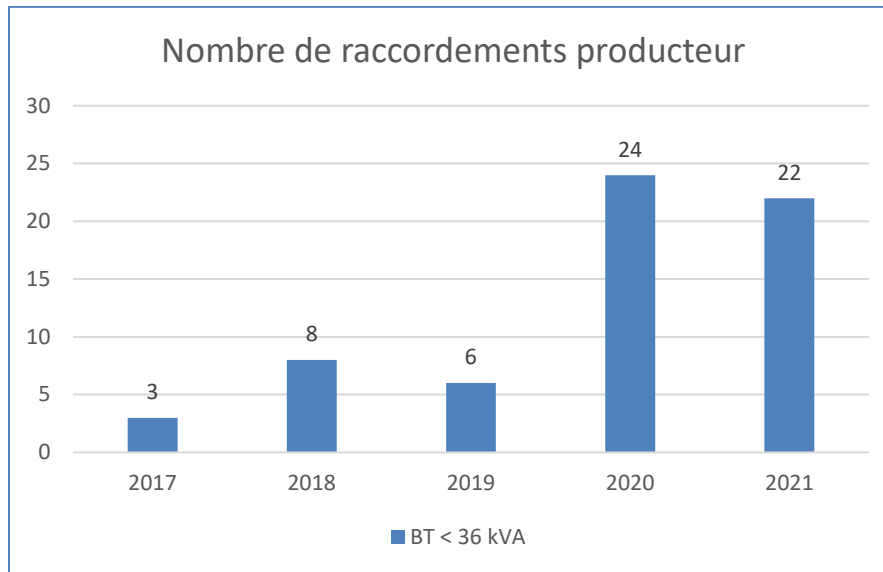
5.1. La dynamique des raccordements





Les dynamiques de raccordement consommateurs sont globalement en baisse depuis 2018.





22 raccordements producteurs ont été réalisés en 2021 pour un niveau de puissance BT < 36 kVA. Le nombre de projet en étude préfigure d'une augmentation notable du nombre de raccordements producteurs dans les années à venir.

5.2. Objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

- Descriptions des objectifs de la PPE 2016-2023

Description objectifs de la PPE 2016-2023

- Capacité réservée pour S3REnR de 70,1 MW
- Insertion sur réseau de +261 MW d'EnR par rapport à 2015
- Pas d'évolution sur la filière Hydraulique

filière	2015	2018	2023	total
PV avec stockage	65	+ 25	+ 52	132
PV sans stockage		+ 10	+ 15	
Eolie avec stockage	25	+ 58	+ 82	107
Géothermie	14,5	0	+ 30	44,5
Biomasse	0,6	jusqu'à + 12	+ 66	66,6
Biogaz et déchets	0,2	+ 2	+ 16	16,2
Hydraulique	8,1			
Total	105,3	107	261	366,3

(MW)	Objectifs PPE 2023	Mise en service entre le 01/01/2015 et 27/04/2018	En file d'attente au 27/04/2018	estimation PV < 100 kVA	Renouv. site existant	Capacité réservée au S3REnR	Prod.sup plément aire prévue d'ici 2023
PV avec stockage	+52	0	23,1	-		28,9	52
PV sans stockage yc autoconsommation	+15	0,2	1,2	4		9,6	15
Eolien	-	-	-	-	14 (arrêt sites existants)	0	0
Eolien avec stockage	+82	2,5	79,8	-	-	0	82,3
Géothermie	+30	0,0	12,0	-		18,0	30
Biomasse	+66	0,0	6,0	-	57	3,0	66
Biogaz Déchets	+16	5,4	0,0	-		10,6	16
TOTAL	+261	8,1	122,1	4	57	70,1	261,3

Données PPE 2016-2023 (puissance en MW)

Au 31/12/2021, la puissance délivrée par filière EnR, en comparaison avec les objectifs 2023, est la suivante :

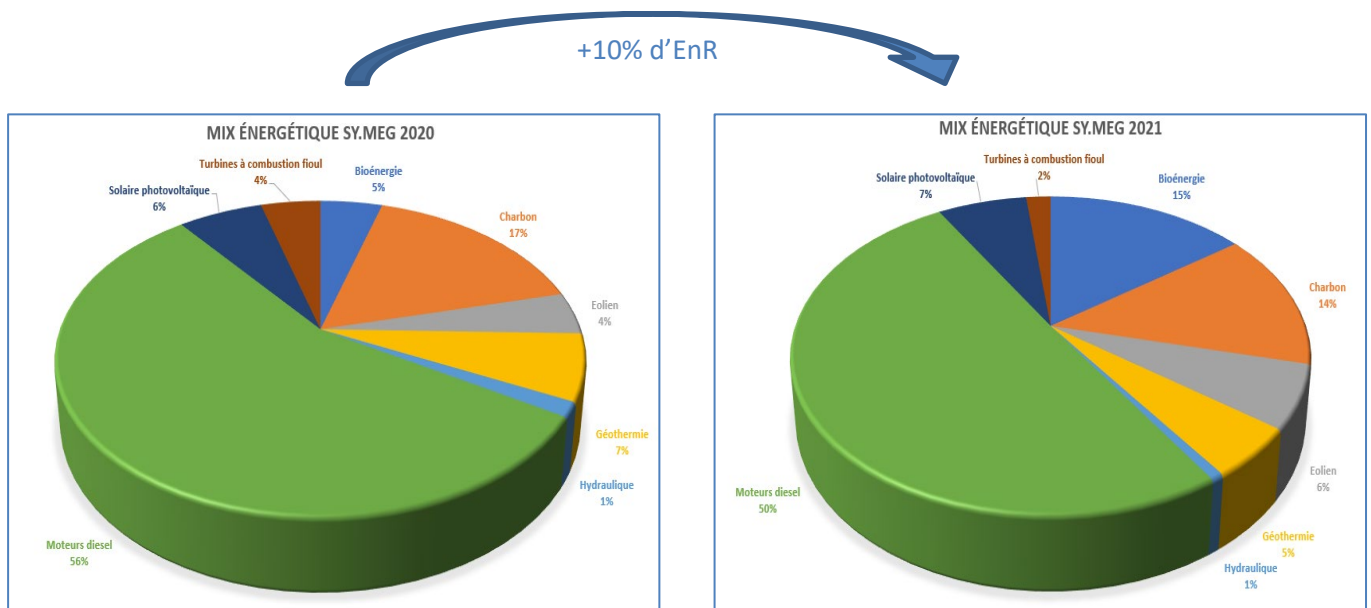
filière	2015	Fin 2021	Objectifs 2023	% réalisé
PV avec stockage	65	87,2	132	66%
PV sans stockage				
Eolie avec stockage	25	51,7	107	48%
Géothermie	14,5	14,7	44,5	33%
Biomasse	0,6	37,7 (ne tient pas compte de la saison sucrière)	82,8	46%
Biogaz et déchets	0,2			
Hydraulique	8,1	10,5		NC
Total	105,3	201,8	366,3	55%

Données PPE 2016-2023 (puissance en MW) et CRAC

La production « Bagasse – Charbon » n'est pas considérée comme une production EnR. Les 59 MW de puissance installée en bagasse-charbon n'apparaissent pas dans le tableau ci-dessus.

On compte un total de 200 MW de puissance EnR installée sur la concession. Fin 2021, 55% des objectifs de la PPE 1 ont été réalisés.

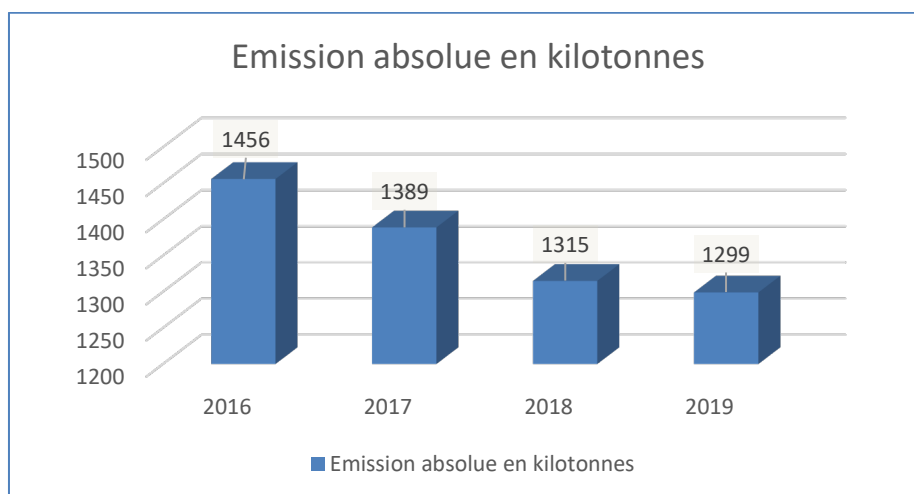
- Mix énergétique de la Guadeloupe au 31/12/2021 :



Données « <https://opendata-guadeloupe.edf.fr> »

La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique est de 33,7% en 2021. Elle a augmenté de 10% par rapport à 2020 principalement grâce aux bioénergies à savoir l'usage de la biomasse dans l'usine de la CTM d'Albioma de la commune du Moule.

- Évolution de l'émission de CO2 des sources d'énergie entre 2016 et 2019



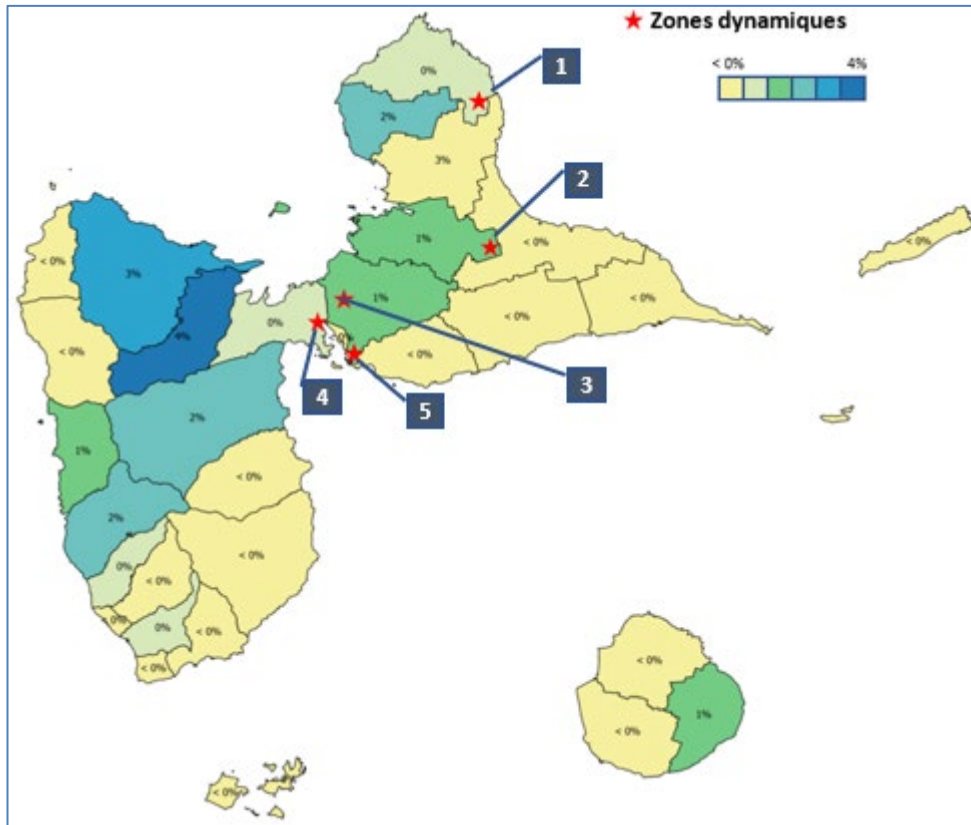
Données « <https://opendata-guadeloupe.edf.fr> »

Les émissions carbonées absolues sont relatives à l'exploitation des différents systèmes de production d'énergies. L'insertion des EnR depuis 2017 justifie la diminution des émissions de CO2.

- À noter que la PPE 2024 -2028 rendra ces objectifs plus ambitieux

5.3. Grands projets du territoire

Les grands projets du territoire sont identifiés essentiellement sur les communes d'Anse Bertrand, de Morne à l'eau, des Abymes et de Baie-Mahault

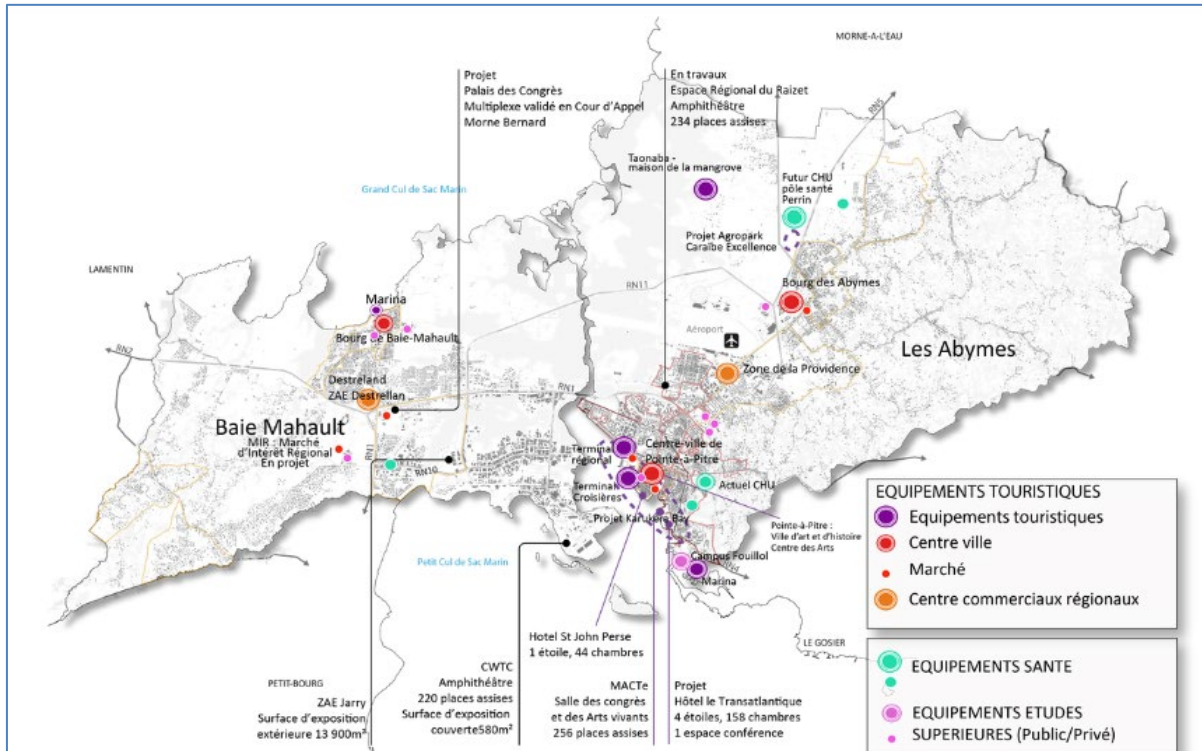


Précisions sur les zones dynamiques :

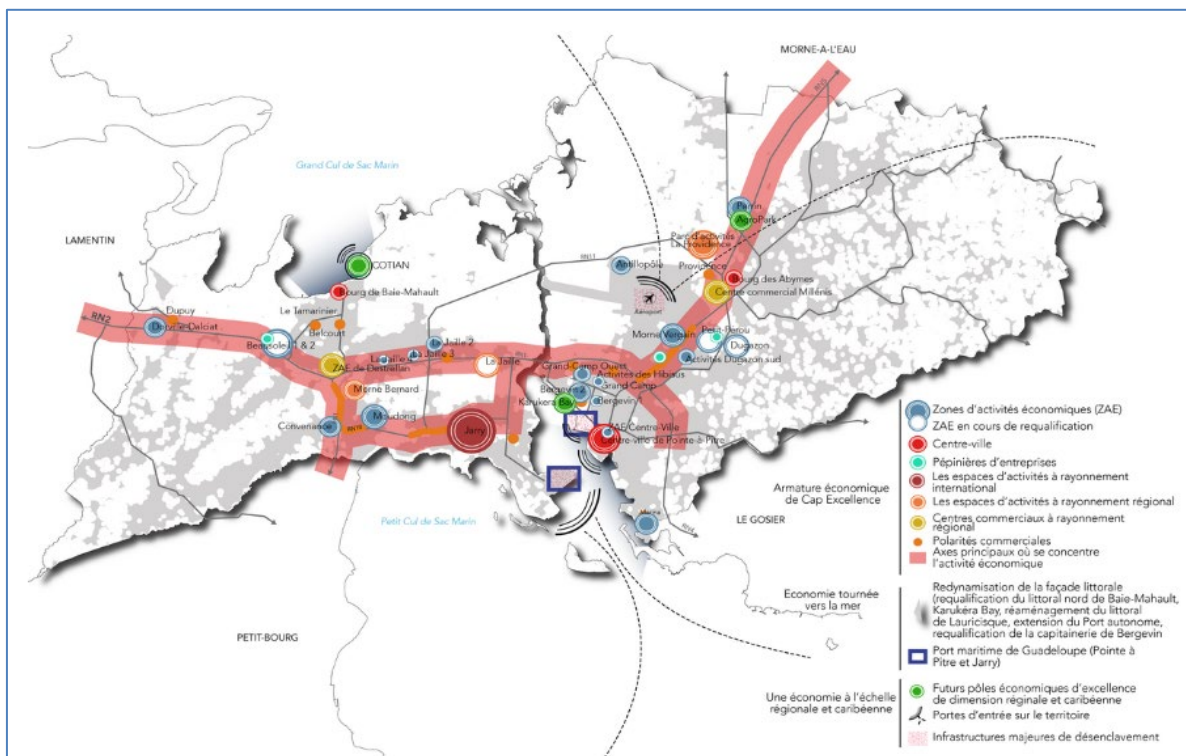
1. Hippodrome Saint-Jacques d'Anse-Bertrand
2. Blanchet Morne-à-l'Eau
3. Zones d'activités de Dothémare - Perrin
4. Technopole de Morne Bernard à Baie-Mahault
5. Secteur du MACTE à Darboussier Pointe-à-Pitre

Seule la communauté d'agglomération de Cap Excellence nous a transmis des cartes des projets d'aménagement à venir. Elles ont été publiées sur le site de la communauté d'agglomération Cap Excellence.

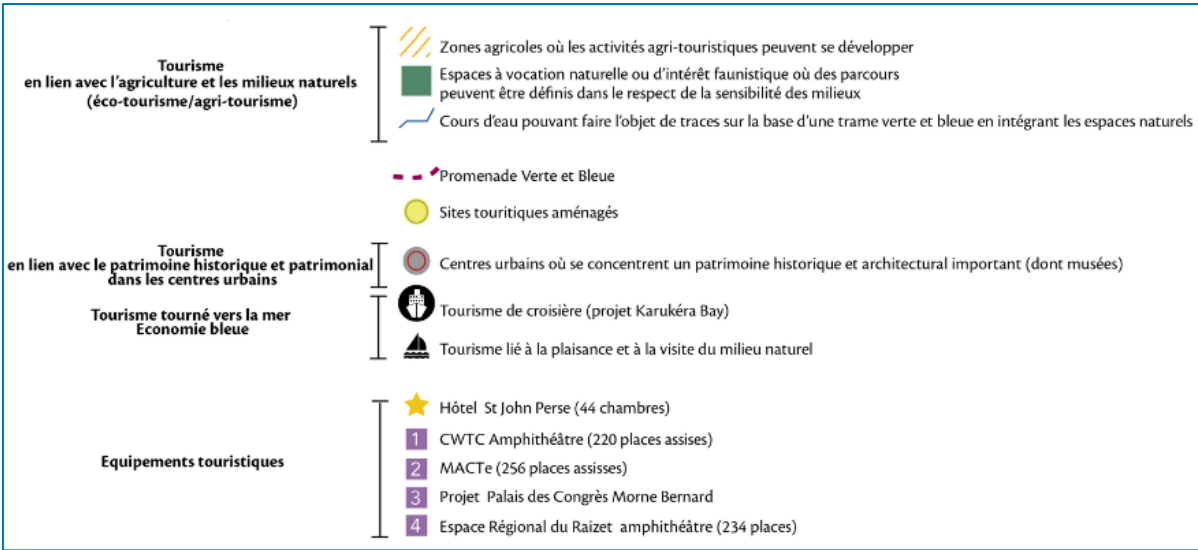
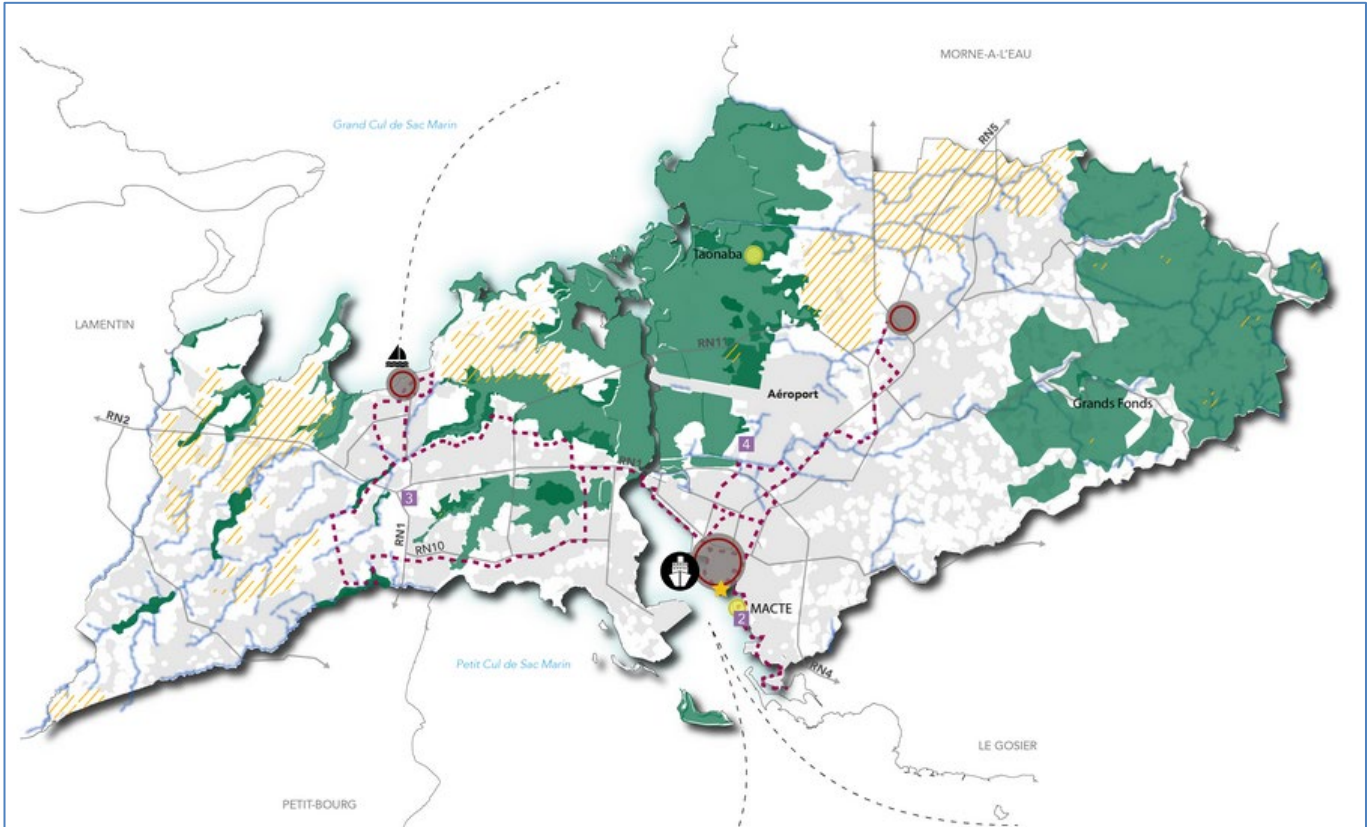
Elles sont présentées ci-dessous :



Carte des équipements présents sur le territoire de Cap Excellence



Carte de la situation économique de Cap Excellence



Carte de la consommation d'espace entre 2010 et 2020

Ces cartes ne sont pas récentes et devront être mise à jour prochainement avec l'apparence de nouveaux projets sur le sol de Cap Excellence.

À noter tout de même l'expansion de la ZAE de Dothémare de Perrin, la création d'une marina à Baie-Mahault, le pôle technologique et d'innovation d'Audacia et l'Agropark de Perrin.

Il n'est pas porté à la connaissance d'EDF et du Sy.MEG des projets des autres communautés d'agglomération. Néanmoins, avec la création des postes sources de Trois-Rivières et de Petit-Bourg, le réseau est suffisamment dimensionné dans la zone pour répondre à la demande

6. Analyse risques/opportunités de la concession

FORCES

- Taux d'enfouissement HTA élevé (76%)
- Réseau Jeune (25 ans pour HTA & 23 ans pour BT)
- Bon taux d'équipement en OMT sur l'ossature HTA des départs (plus de 5 par départ)
- 98% des départs HTA sans contrainte de tension (chute de tension < 5%)
- Critère B HIX stable depuis 4 ans
- Nette diminution des CMA BT (-75%) de 2018 à 2021

FAIBLESSES

HTA

- Fiabilité des ouvrages HTA souterrain générant un fort taux d'incidents toutes technologies
- Faible taux d'enfouissement BT en zone rurale (25%)
- Sécurisation du réseau HTA dans les zones sensibles en développement en cas d'incident Poste Source
- 25% du linéaire réseau HTA en antenne (env. 500 km) et peu équipé en OMT
- Encore 5 communes avec un fort taux de fils nus BT
- Nombre important de causes « inconnues » sur les incidents HTA

OPPORTUNITES

- Identification des programmes à venir par mise à disposition des informations issues du SCOT, Cap Excellence et Communauté d'Agglomération du Nord Grande-Terre
- Développement des fonctionnalités du Compteur numérique (outils de transition énergétique, ciblage des incidents)
- Révision de la PPE intégrant le développement des EnR
- Le modèle de calcul des CMA est en cours de révision
- Amélioration de la qualification de la collecte des incidents en vue de parfaire l'analyse
- Progrès attendus sur le critère B HIX

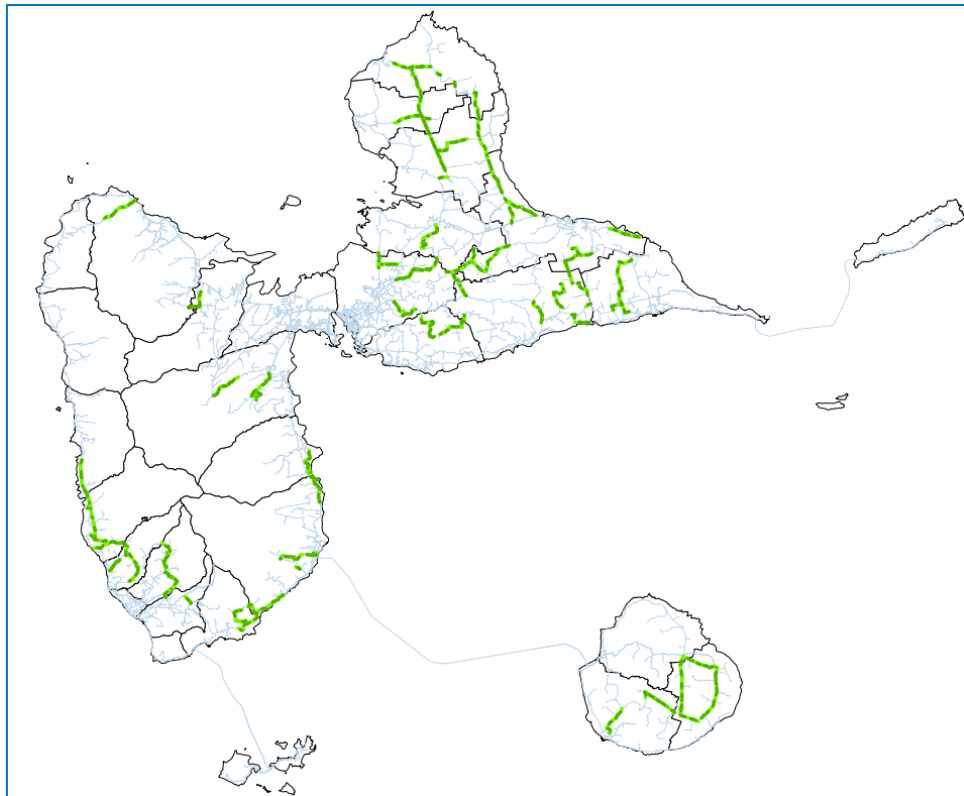
MENACES

- Risques naturels (Cyclones, inondations et mouvements de terrain, etc.)
 - Capacité à faire des prestataires
 - Durcissement des règles de voirie
 - Vigilance particulière sur l'augmentation du volume de travaux délibérés
- Connaissance insuffisante des programmes de développement de 3 CA (CARL, CANBT, CANGT) même si le réseau est suffisamment robuste dans ces zones

Annexes

Annexe n°1 : Ossatures aériennes HTA exposées aux risques cycloniques

On retrouve sur la carte ci-dessous en vert la totalité du réseau HTA aérien sur ossature incidentogène et soumis aux risques de vents cycloniques.



Libellé commune	Km ossature aérienne (km)	Nb incidents sur ossature aérienne
LE MOULE	20	9
SAINTE-ANNE	13,3	5
CAPESTERRE-DE-MARIE-GALANTE	14,7	5
MORNE-A-L'EAU	4,8	4
PETIT-CANAL	14,6	4
GRAND-BOURG	10,5	4
CAPESTERRE-BELLE-EAU	12,3	3
GOURBEYRE	1,2	3
LAMENTIN	1,8	3
SAINT-CLAUDE	6,7	3
ANSE-BERTRAND	9,6	3
BOUILLANTE	3,3	3
LE GOSIER	7,3	2
LES ABYMES	12,5	2
SAINT-FRANCOIS	8,9	1

Libellé commune	Km ossature aérienne (km)	Nb incidents sur ossature aérienne
SAINTE-ROSE	4,3	1
GOYAVE	3,7	1
SAINT-LOUIS	1,4	1
VIEUX-HABITANTS	10,3	1
BAILLIF	6,2	0*
PETIT-BOURG	7,8	0*
PORT-LOUIS	6,8	0*
TROIS-RIVIERES	5,5	0*
23 communes	187,5 km	60 incidents

23 communes sont concernées par un total de 60 incidents HTA aériens sur ossature ou/et exposition aux risques de vents cycloniques pour un total de 187,5 km de ligne aérienne.

Le Nord Grande-Terre est particulièrement touché par les incidents sur ossature aérienne depuis 2018. Le Moule, Morne-À-L'eau, Petit-Canal et Anse-Bertrand ont subi 1/3 des incidents sur ossature aérienne depuis 2018.

(*) Les tronçons du réseau HTA des communes pour lesquels le nombre d'incidents sur ossature est nul sont uniquement exposé aux vents cycloniques. Ils représentent un risque pour le réseau HTA.

Annexe n°2 : Postes Distribution Public exposés aux risques forts climatiques

On dénombre un total de 91 postes soumis à des risques naturels de niveau d'aléas fort pour un total de 5951 clients BT, 25 communes et 39 départs HTA.

Libellé commune	Nb de poste DP soumis aux risques naturels	Nombre de clients BT associé
Petit-Bourg	9	763
Basse-Terre	7	696
Le Moule	7	610
Sainte-Rose	5	599
Le Gosier	8	514
Saint-Claude	5	473
Goyave	5	397
Les Abymes	7	334
Pointe-Noire	5	294
Capesterre-Belle-Eau	6	216
Baie-Mahault	1	208
Trois-Rivières	3	154
Capesterre-de-Marie-Galante	2	126
Pointe-à-Pitre	1	123
Gourbeyre	7	120
Baillif	1	101
Lamentin	1	54
Saint-François	2	45
La Désirade	1	37
Terre-de-Haut	1	33
Grand-Bourg	3	24
Vieux-Habitants	1	17
Terre-de-Bas	1	12
Vieux-Fort	1	1
Sainte-Anne	1	1
25 communes	91 postes DP	5951 clients BT

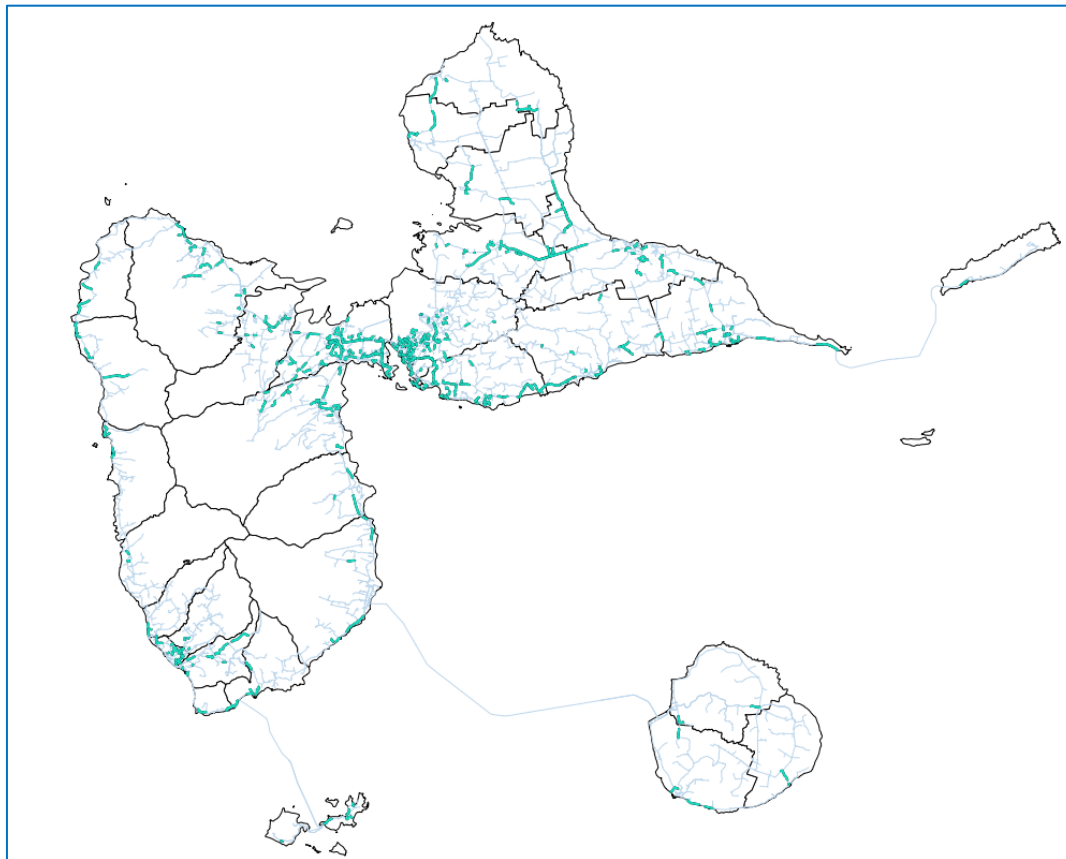
NOM_POSTE	Date de construction poste	Nombre clients BT	Type de risque naturel	Libellé commune
MOREL	1992	320	MVT	Le Moule
MONT PLAISIR	1992	305	Inon.	Sainte-Rose
DELRIEUX	1946	228	Inon.	Basse-Terre
LOT.COMMUNAL	1991	216	Inon.	Petit-Bourg
RUDY	1999	214	Inon.	Basse-Terre
MORIN	2017	210	Inon.	Saint-Claude
MAIRIE	1992	208	Cycl.	Baie-Mahault
ETANG BLEU	2006	181	MVT	Petit-Bourg
COCOYER	2007	173	Inon.	Le Gosier
NABIS	2013	164	Cycl.	Le Moule
VOIE ROYALE	1946	159	Inon.	Pointe-Noire
DARDET	1946	128	Inon.	Trois-Rivières
ZEPON	2001	127	Inon.	Goyave
ZONE ARTISANALE	1988	123	Cycl.	Pointe-à-Pitre
PAPAYER	2011	121	MVT	Saint-Claude
FLECHE	2003	119	Inon.	Goyave
PIKAN	2001	118	Inon.	Goyave
GRANDE RIVIERE	1981	113	Inon.	Sainte-Rose
LABRECHE	1992	109	Inon.	Petit-Bourg
LES PLAINES EST	2012	107	MVT	Pointe-Noire
PASBEAU	2008	105	Cycl.	Capesterre-de-Marie-Galante
BOURG	1994	101	Cycl.	Baillif
VERNOU	1997	97	MVT	Petit-Bourg
LEVENS	2010	95	Inon.	Sainte-Rose
L.T.S DUCHARMOY	1946	93	MVT	Saint-Claude
MEDALIE	2011	91	Inon.	Les Abymes
LES SAINTES	1998	87	Inon.	Les Abymes
POIS ROUGE	2004	83	Inon.	Les Abymes
HERMINIER	2007	80	Cycl.	Basse-Terre
GRAND-BAIE	2003	78	Cycl.	Le Gosier
EURACROIX	2011	77	Inon.	Basse-Terre
LA BOUCAN	1996	71	Inon.	Sainte-Rose
LA PORTE	1997	69	Inon.	Le Moule
RIVAGE	1946	66	Cycl. + MVT	Capesterre-Belle-Eau
CHABLIS	2009	63	Inon.	Le Gosier
DIEMAR	1946	56	Inon.	Le Gosier
RAVINE BATON	1999	56	Inon.	Petit-Bourg
ARBRE A PAIN	2011	55	Inon.	Les Abymes
LOT.ARC EN CIEL	1991	55	Inon.	Capesterre-Belle-Eau
MARECAGE	1992	54	Inon.	Lamentin
LOT.BLONDINIÈRE	1997	51	MVT	Capesterre-Belle-Eau
MESS	2007	51	Inon.	Petit-Bourg
CAMP JACOB	2009	49	Inon.	Saint-Claude

NOM_POSTE	Date de construction poste	Nombre clients BT	Type de risque naturel	Libellé commune
LOUISE	2012	46	Inon.	Le Gosier
FOND CARAL	2002	45	Inon.	Le Moule
RIVIERE AUX HERBES	1946	44	Inon.	Basse-Terre
BOGAT	2014	44	Inon.	Gourbeyre
PETITPRE	2021	44	Inon.	Saint-François
LOT.MARQUISAT	1946	42	Inon.	Capesterre-Belle-Eau
LOT.GRAND CAMP	2013	40	MVT	Gourbeyre
ROSINE	2012	40	Inon.	Le Gosier
CYBELLE	2010	37	MVT	La Désirade
DDTE	1946	34	Inon.	Gourbeyre
PLAN D'EAU	2006	33	Cycl.	Terre-de-Haut
BRISE	2009	32	Inon.	Le Gosier
BOULEVARD	2001	28	Cycl.	Basse-Terre
BOIS GRIS	1969	27	MVT	Petit-Bourg
SOLDAT	1994	26	MVT	Trois-Rivières
POMPAGE KANCEL	1946	26	Inon.	Le Gosier
ESPERANCE	2008	25	Inon.	Basse-Terre
RIVIERE BAMBOU	2009	24	MVT	Petit-Bourg
MORNE ROUGE	1996	24	Inon.	Grand-Bourg
LES CAPS	2019	21	Inon.	Capesterre-de-Marie-Galante
SERINGUE	2001	21	Inon.	Goyave
ST PRIX	1981	17	MVT	Vieux-Habitants
BARAQUET	2016	16	MVT	Pointe-Noire
CANTINE SCOLAIRE	2001	15	Inon.	Les Abymes
GRANGER	1946	15	Inon.	Sainte-Rose
BO RIVIE	2011	12	MVT	Goyave
BEKINE	2008	12	Inon.	Le Moule
PYGMANTILLES	2013	12	Inon.	Terre-de-Bas
PETITE ANSE	1946	8	Inon.	Pointe-Noire
ALFAPA	2012	4	Inon.	Pointe-Noire
AURELIE	2019	2	Cycl.	Petit-Bourg
BELLONY	2011	2	Cycl. + Inon.	Les Abymes
BELLE ROCHE	2001	2	Inon.	Capesterre-Belle-Eau
AGRI CARAIBES	2013	1	MVT	Gourbeyre
CHATEAU D EAU	2014	1	MVT	Gourbeyre
NOTRE DAME	2007	1	MVT	Les Abymes
EP RIVIERE SENS	2007	1	MVT	Vieux-Fort
HERON	2000	1	Inon.	Saint-François
POIS A GRATTER	1988	0	MVT	Capesterre-Belle-Eau
RAVINE BLANCHE	2007	0	MVT	Gourbeyre
GOMBO	2011	0	Cycl.	Sainte-Anne
PAULETTE	2015	0	Cycl.	Grand-Bourg
NICOLE	2015	0	Cycl.	Grand-Bourg
PPAGE D'AUDOIN	1946	0	Inon.	Le Moule

NOM_POSTE	Date de construction poste	Nombre clients BT	Type de risque naturel	Libellé commune
SITA VERDE	2019	0	Inon.	Le Moule
MARVIN	2011	0	Inon.	Saint-Claude
STADE 3/RIVIERES	2017	0	Inon.	Trois-Rivières
MOSCOU	2013	0	Inon.	Gourbeyre

Annexe n°3 : Ossatures souterraines HTA incidentogènes

On dénombre un total de 123 tronçons ayant subi chacun plus de 2 incidents de 2018 à 2021 pour 104 km de ligne sur ossature, 25 communes et 66 départs.



Libellé commune	Longueur ligne souterraine incidentogène (km)	Nb incidents sur ossature souterraine (2inc/tronçon)	Tx d'enfouissement par commune
BAIE-MAHAULT	21,7	91	97%
LES ABYMES	11,4	55	88%
LE GOSIER	5,9	27	76%
LE MOULE	15,4	24	67%
SAINT-FRANCOIS	5,6	21	70%
MORNE-A-L'EAU	3,9	20	80%
POINTE-A-PITRE	1,7	19	100%
SAINTE-ANNE	4,4	19	62%
SAINTE-ROSE	3,9	15	81%
BASSE-TERRE	3	13	97%
LAMENTIN	2,1	11	80%
CAPESTERRE-BELLE-EAU	2,7	7	56%
POINTE-NOIRE	3,5	6	85%
PETIT-BOURG	1,3	5	74%
BOUILLANTE	1,7	5	53%
GOURBEYRE	2,4	5	92%
DESHAIES	2,2	4	80%
PORT-LOUIS	1,9	4	77%
TROIS-RIVIERES	2,4	4	67%
BAILLIF	1,3	3	44%
ANSE-BERTRAND	2,4	3	41%

Libellé commune	Longueur ligne souterraine incidentogène (km)	Nb incidents sur ossature souterraine (2inc/tronçon)	Tx d'enfouissement par commune
VIEUX-HABITANTS	0,3	3	48%
GRAND-BOURG	1	2	74%
SAINTE-LOUIS	1	2	60%
TERRE-DE-HAUT	0,8	2	97%
25 communes	104 km	370 incidents (2 inc/tronçon sur ossature)	76%

Baie-Mahault dont le taux d'enfouissement du réseau HTA est de 97% enregistre la majorité des incidents souterrain sur ossature. S'en suit Les Abymes, le Gosier, le Moule et Saint-François.

Annexe n°4 : Antennes HTA impactant la réactivité du réseau

On dénombre un total de 157 antennes réparties sur 27 communes pour lesquels les départs HTA ont un taux d'enfouissement supérieur à 60%.

Libellé commune	Nombre d'antennes aériennes
PETIT-BOURG	18
CAPESTERRE-BELLE-EAU	16
SAINTE-ANNE	15
LE GOSIER	12
MORNE-A-L'EAU	10
LES ABYMES	9
GRAND-BOURG	8
LAMENTIN	8
SAINTE-ROSE	7
GOYAVE	6
BAIE-MAHAULT	5
BOUILLANTE	5
GOURBEYRE	5
LE MOULE	5
VIEUX-HABITANTS	5
POINTE-NOIRE	4
TROIS-RIVIERES	4
SAINT-CLAUDE	3
BAILLIF	2
LA DESIRADE	2
TERRE-DE-HAUT	2
ANSE-BERTRAND	1
BASSE-TERRE	1
CAPESTERRE-DE-MARIE-GALANTE	1
DESHAIES	1
PETIT-CANAL	1
VIEUX-FORT	1
27 communes	157 antennes

VII. ANNEXE 2b : SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

ANNEXE 2B**SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS**

Le présent schéma directeur des investissements porte sur les priorités d'investissements du concessionnaire et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de maîtrise d'ouvrage définie par le présent cahier des charges. Il couvre la totalité de la durée du contrat de concession.

Coconstruit à partir du diagnostic technique du réseau annexé au présent cahier des charges, des perspectives de développement ainsi que des ambitions en termes de transition énergétique du territoire, il décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession.

Les échanges entre les parties ont permis de définir les ambitions suivantes pour le schéma directeur des investissements :

- *Augmenter la résilience et la réactivité du réseau électrique face aux aléas climatiques*
- *Améliorer la qualité de fourniture*
- *Moderniser le réseau électrique et préparer l'avenir*

Pour mettre en œuvre ces ambitions, les leviers ci-dessous, ainsi que les valeurs repères associées, ont été retenus :

Leviers	État des lieux	Valeurs repères
Ambition 1 : Augmenter la résilience et la réactivité du réseau électrique face aux aléas climatiques		
Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)	187 km identifiés à risque	100% à échéance du contrat
Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain	91 postes identifiés à risque	100% des postes à échéance du contrat
Systématiser l'enfouissement des réseaux BT neufs en zone rurale	3 000 km aérien (71%)	100% d'enfouissement des réseaux BT neufs (sauf exception) à échéance du contrat
Enfouir les réseaux BT à risque climatique sur 15 communes rurales en zone littoral	25 km identifiés à enfouir	100% des 25 km à échéance du contrat
Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne	157 antennes à équiper	100% à échéance du contrat

Ambition 2 : Améliorer la qualité de fourniture		
Renouveler le réseau HTA souterrain sur l'ossature « incidentogène » intégrant aussi la technologie CPI	104 km	100% à échéance du contrat
Renforcer le réseau BT en zone rurale, mixte et urbaine en contrainte CMA	3 communes avec un taux CMA>5%	Aucune commune avec un taux de CMA > 5% à échéance du contrat
Ambition 3 : Moderniser le réseau électrique et préparer l'avenir		
Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA	2 postes sources concernés	100% à mi-échéance du contrat
Permettre davantage de services à nos clients consommateurs et producteurs via le déploiement du CN	Env. 65% du déploiement réalisé à fin 2022, soit 144 400 CN posés	80% des compteurs numériques posés permettant l'accès aux services offerts avec l'arrivée du compteur numérique à fin 2024
Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones urbaines, rurales et mixtes	42 km de réseau fils nus en zones rurales ou mixtes (dont 6 km en zone urbaine)	100% à mi-échéance du contrat
Accompagner le déploiement du véhicule électrique	Environ 222 bornes au 1er juin 2021 (hors domicile)	Pas d'objectif quantifiable. Le suivi du nombre sera indiqué dans les bilans des PPI
Faciliter le déploiement des EnR	1 678 producteurs pour une puissance installée de 564 MVA	Cible 2050 de la PPE Guadeloupe

**VIII. ANNEXE 2bis : VERSEMENT PAR LE CONCESSIONNAIRE A L'AUTORITE CONCEDANTE
MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE
TARIF (PCT)**

ANNEXE 2bis**RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE CONCESSIONNAIRE 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire, 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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 EDF,
- l'autorisation obtenue au titre de l'article R 323-25 du code de l'énergie précité
- 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 concessionnaire 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 EDF,
- 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 concessionnaire,
- 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 concessionnaire réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le concessionnaire 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 concessionnaire 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 concessionnaire 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	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) :	Coût réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :					
	Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage...(b)					
	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) (1) :					
Documents à envoyer à EDF Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants			Plan géoréférencé des ouvrages construits			
			Les tableaux de pose et de dépose			
			Elément 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 (1) bis :		Taux de réfaction tarifaire applicable (2) :				
Longueur du raccordement en mètres :						
Si écart entre (1) et (1) bis supérieur à 10%, en donner les explications :						
		PCT demandée par l'autorité concédante en € : (1 * 2)				
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)						
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :						
(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant EDF été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.						

4.2. Modèle de bordereau PCT

Désignation de l'autorité concédante								
N° affaire de l'autorité concédante	N° d'enregistrement du gestionnaire du réseau de distribution	Date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (1)	Longueur du raccordement en mètres	Contribution de raccordement en € H.T. (2)	Taux de réfaction applicable	PCT en € (3)	Ecart par opération en € H.T. (2+3-1)
			Total					
Date et visa du représentant de l'autorité concédante:				Date et visa du comptable public:				

IX. ANNEXE 2c : PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS PERIODE 2024-2028

ANNEXE 2C**Programme pluriannuel d'investissements****Période 2024 - 2028**

Le présent programme pluriannuel d'investissements est établi pour une période de cinq ans, couvrant les années 2024 à 2028.

En application de l'article 11 du cahier des charges de concession, il est établi de façon concertée par le concessionnaire et l'autorité concédante, à partir du diagnostic technique annexé au cahier des charges et des ambitions portées par le schéma directeur des investissements de la concession.

I. Programme pluriannuel d'investissements du concessionnaire

Sur les réseaux HTA :

Ouvrage	Quantité totale sur la durée du PPI
<i>Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)</i>	<i>40 km de réseau HTA</i>
<i>Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain</i>	<i>15 unités de postes ou tableaux insensibilisés</i>
<i>Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne</i>	<i>25 ADA/OMT</i>
<i>Renouveler le réseau HTA souterrain sur l'ossature « incidentogène intégrant aussi la technologie CPI</i>	<i>32 km de réseau HTA</i>
<i>Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA</i>	<i>10 km de réseau HTA</i>

Sur les réseaux BT :

Ouvrage	Quantité totale sur la durée du PPI
<i>Renforcer le réseau BT en zone urbaine en contrainte CMA</i>	<i>Création de 3 départs BT et de 8 postes HTA/BT</i>
<i>Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones urbaines</i>	<i>1 km à Pointe-à-Pître et 1 km à Basse-Terre</i>

II. Programme pluriannuel d'investissements du concédant

Ouvrage	Quantité
<i>Systematiser l'enfouissement des réseaux BT neufs en zone rurale</i>	<i>Systematisation de l'enfouissement des extensions de réseau de 36m à 50m</i>
<i>Enfouir les réseaux BT à risque climatique sur 15 communes rurales en zone littoral</i>	<i>25 km</i>
<i>Renforcer le réseau BT en zone rurale en contrainte CMA</i>	<i>80% des 3 communes identifiées</i>
<i>Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones rurales</i>	<i>6 km pour les zones rurales et mixtes</i>

III. Engagement financier du concessionnaire

Prévision Investissement par finalités	Total Prévisions d'investissements PPI (K€)
<i>Modernisation des réseaux</i>	<i>6 960</i>
<i>Climatique</i>	<i>6 250</i>
<i>Renforcement des réseaux</i>	<i>500</i>
<i>TOTAL</i>	<i>13 710</i>

L'engagement financier du concessionnaire au sens de l'article 11 4° du cahier des charges porte sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements.

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

IV. Modalités de suivi du PPI :**A. Suivi technique**

Les indicateurs d'éclairage associés au programme pluriannuel d'investissements sont :

Programme	Indicateur d'éclairage	MOA
<i>Enfouir le réseau HTA aérien sur ossature, à risque fort de vent (incidentogène + littoral)</i>	<i>Nb Km de réseau HTA déposé / an</i>	<i>EDF</i>
<i>Sécuriser les postes HTA/BT situés dans les zones à risque fort d'inondation & mouvements terrain</i>	<i>Nb de postes ou tableaux insensibilisés / an</i>	<i>EDF</i>
<i>Renforcer l'automatisation des réseaux HTA aérien et mixte en antenne</i>	<i>Nb OMT-ADA posés sur les antennes / an</i>	<i>EDF</i>
<i>Renouveler le réseau HTA souterrain sur l'ossature incidentogène intégrant aussi la technologie CPI</i>	<i>Nb Km de réseau HTA renouvelé / an</i>	<i>EDF</i>
<i>Améliorer le niveau de sécurisation des postes sources urbains par une restructuration du réseau HTA</i>	<i>Nb départs HTA traités avec un appui en fuseau / an</i>	<i>EDF</i>
<i>Renforcer le réseau BT en zones rurales, mixtes et urbaines en contrainte CMA</i>	<i>Nb de postes HTA / BT renforcé par an</i>	<i>EDF / SYMEG</i>
<i>Sécuriser le réseau BT aérien par le renouvellement des fils nus en zones rurales, urbaines et mixtes</i>	<i>Nb Km fils nus déposés / an</i>	<i>EDF / SYMEG</i>
<i>Systématiser l'enfouissement des réseaux BT neufs en zone rurale</i>	<i>Taux d'enfouissement des extensions de 36 à 50 m</i>	<i>SYMEG</i>
<i>Enfouir les réseaux BT à risque climatique sur 15 communes rurales en zone littoral</i>	<i>Nb Km de réseaux BT déposés/an</i>	<i>SYMEG</i>

B. Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissements sera établi selon le modèle ci-dessous :

Suivi année N des dépenses d'investissement d'EDF dans le cadre du PPI 2024/2028				
Dépenses d'investissements par finalités	Total Prévisions d'investissements PPI (k€)	Réalisé de l'année N	Réalisé en cumulé à fin d'année N	Commentaires
<i>Modernisation des réseaux</i>	6 960			
<i>Climatique</i>	6 250			
<i>Renforcement des réseaux</i>	500			
TOTAL	13 710			

L'évaluation de l'engagement financier global du concessionnaire au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2024 - 2028 est réalisée au terme de ce dernier.

X. ANNEXE 3 : CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

ANNEXE 3

CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

1. Le raccordement

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

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

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

2. Le barème

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution¹.

¹ La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix

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 : https://www.edf.gp/sites/sei_gp/files/2023-05/EDF-SEI-BV3-GUA-MART-REU.pdf 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 :

$$C = (1 - r) \cdot (C_{fE} + C_{vE} \times L_E)$$

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.

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.

$$P = (1 - s) \cdot C_{fB}$$

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'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une

proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'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.

XI. ANNEXE 4 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE

ANNEXE 4

Relative aux tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie Tarifs réglementés de vente d'électricité

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

Prix hors taxes ^(*) au : 01/08/2023

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ^(*)
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 (en c€/kWh)
3	94,06	18,87
6	121,92	18,87
9	152,28	18,87
12	183,36	18,87
15	211,92	18,87
18	240,12	18,87
24	304,32	18,87
30	357,12	18,87
36	421,56	18,87

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

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	69,12	9,48	18,87	3,63
Puissance souscrite > 6 kVA	69,12	9,72	18,87	3,63
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	69,12	9,00	19,39	1,09
Puissance souscrite > 6 kVA	69,12	9,00	19,65	1,15

Prix hors taxes ^(*) au : 01/08/2023

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL

Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ^(*)

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	126,60	20,40	15,13
9	159,60	20,40	15,13
12	191,64	20,40	15,13
15	221,88	20,40	15,13
18	251,76	20,40	15,13
24	315,24	20,40	15,13
30	371,64	20,40	15,13
36	428,68	20,40	15,13

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

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	69,12	10,44	20,40	15,13	4,22	2,90
Version B	69,12	10,68	21,18	15,08	1,32	0,91

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

**TARIF BLEU RESIDENTIEL POUR LES SITES DE PRODUCTION INDIVIDUELLE
OU EN ALIMENTATION COLLECTIVE NON RACCORDÉS AU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION PRINCIPAL
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental**

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	273,12
	Par kW supplémentaire en Euros par an	22,44
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	546,36
	Par kW supplémentaire en Euros par an	22,44
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	160,92
	Prix d'énergie en c€/kWh	6,56

Prix hors taxes ^(a) au : 01/08/2023

**TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental ^(b)**

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	131,28	19,07
6	162,12	19,07
9	191,64	19,07
12	220,80	19,07
15	249,96	19,07
18	276,36	19,07
24	338,88	19,07
30	400,32	19,07
36	459,48	19,07

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

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	107,28	9,72	19,07	3,54
Version B	107,28	9,00	19,85	1,13

Prix hors taxes ^(a) au : 01/08/2023

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL ^(b)
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental**

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	164,04	19,84	16,07
9	195,12	19,84	16,07
12	226,68	19,84	16,07
15	256,20	19,84	16,07
18	286,68	19,84	16,07
24	354,72	19,84	16,07
30	415,68	19,84	16,07
36	476,40	19,84	16,07

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

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	107,28	10,32	19,84	16,07	3,75	2,69
Version B	107,28	10,68	20,56	16,01	1,22	0,85

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	1600,92
--	------------------------------------	---------

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR LES SITES DE PRODUCTION INDIVIDUELLE OU EN ALIMENTATION COLLECTIVE NON RACCORDES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION PRINCIPAL
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	273,12
	Par kW supplémentaire en Euros par an	22,44
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	546,36
	Par kW supplémentaire en Euros par an	22,44
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	160,92
	Prix d'énergie en c€/kWh	6,56

Tarif bleu non résidentiel pour les sites de production individuelle ou en alimentation collective non raccordés au réseau public de distribution principal dans les zones non interconnectées de France métropolitaine continentale

Cette option est proposée aux clients pour leurs sites desservis à partir de moyens de production non raccordés au réseau public de transport ou de distribution d'électricité, utilisant l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique.

Il peut s'agir de site de production individuelle ou en alimentation collective.

Un client en alimentation collective est susceptible d'être limité en énergie lorsqu'il dépasse un seuil défini dans son contrat de fourniture. Une alimentation collective est un micro réseau non raccordé à un réseau principal situé en Guyane ou à La Réunion dont le nombre de sites raccordés est au maximum de 150 et dont la part de production d'origine renouvelable est d'au moins 50%.

Pour chaque site en production individuelle ou en alimentation collective, l'option consiste en un forfait de 1 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs photovoltaïques, ou de 2 kW en ce qui concerne les sites desservis par des générateurs éoliens de puissance inférieure ou égale à 4 kW. Ce forfait est accompagné d'un prix annuel pour chaque kW supplémentaire souscrit.

Pour les sites desservis par une microcentrale hydraulique ou un générateur éolien d'une puissance supérieure à 4 kW, l'option consiste en un abonnement fonction de la puissance souscrite et un prix de l'énergie unique pour toute l'année.

Le client souscrit le tarif correspondant au type de production d'origine renouvelable majoritaire en énergie produite.

Prix hors taxes ^(a) au : 01/08/2023

TARIF BLEU pour éclairage public
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	141,12	14,35

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	146,40	14,35	1,10

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

Prix hors taxes ^(*) au : 01/08/2023

TARIF BLEU PLUS - OPTION BASE

En outre-mer

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (*) (en c€/kWh)
MARTINIQUE	906,60	165,84	17,03
GUADELOUPE	914,64	166,08	16,44
GUYANE	886,20	165,36	15,74
LA REUNION	895,44	165,60	17,29
MAYOTTE	851,64	180,00	15,44
ST PIERRE & MIQUELON	851,64	180,00	15,39

Majoration pour les autoproduleurs individuels avec injection (€/an)

129,84

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

Version A

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
MARTINIQUE	964,68	165,84	17,03	3,25
GUADELOUPE	972,60	166,08	16,44	3,24
GUYANE	944,16	165,36	15,74	3,21
LA REUNION	953,52	165,60	17,29	3,46
MAYOTTE	909,72	180,00	15,44	3,89
ST PIERRE & MIQUELON	909,72	180,00	15,39	3,36

Version B

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
MARTINIQUE	970,44	166,08	16,90	1,59
GUADELOUPE	973,68	166,08	16,31	1,61
GUYANE	947,88	165,36	15,60	1,63
LA REUNION	954,96	165,60	17,17	1,74
MAYOTTE	912,96	180,12	15,30	1,97
ST PIERRE & MIQUELON	912,96	180,12	15,25	1,59

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES

En outre-mer

Version standard, applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective.

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)	
			Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	907,68	197,64	17,77	14,82
GUADELOUPE	915,60	197,88	17,15	14,31
GUYANE	887,16	197,04	16,42	13,70
LA REUNION	896,40	197,28	18,05	14,75
MAYOTTE	852,72	215,28	16,15	13,31
ST PIERRE & MIQUELON	852,72	215,28	16,12	13,22

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

129,84

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

Version A

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	965,64	197,64	17,77	14,82	3,31	2,57
GUADELOUPE	973,68	197,88	17,15	14,31	3,30	2,57
GUYANE	945,24	197,04	16,42	13,70	3,34	2,60
LA REUNION	954,48	197,28	18,05	14,75	3,43	2,64
MAYOTTE	910,80	215,28	16,15	13,31	4,29	3,13
ST PIERRE & MIQUELON	910,80	215,28	16,12	13,22	3,66	2,83

Version B

Département	Abonnement annuel (en €/an)	Majoration d'abonnement (en €/kVA/an au-delà de 36 kVA)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	972,00	197,76	17,68	14,51	1,69	1,24
GUADELOUPE	975,72	197,88	17,07	13,98	1,71	1,28
GUYANE	946,96	197,16	16,34	13,38	1,73	1,27
LA REUNION	963,36	197,52	17,99	14,41	1,85	1,34
MAYOTTE	914,04	215,40	16,11	12,97	2,20	1,50
ST PIERRE & MIQUELON	914,04	215,40	16,01	12,99	1,75	1,28

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

Prix hors taxes ^(*) au : 01/06/2023

TARIF BLEU PLUS - OPTION HEURES CREUSES TE
En Martinique, Guadeloupe, Guyane et à la Réunion

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Département	Prime fixe (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh) (*)		Coefficients de puissance réduite	
		Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
MARTINIQUE	39,72	26,47	21,76	1,00	0,98
GUADELOUPE	43,92	29,87	20,38	1,00	0,93
GUYANE	34,68	29,06	20,00	1,00	0,95
LA REUNION	37,44	37,86	22,82	1,00	0,93

Calcul des dépassements	28,31	€/heure
Energie réactive	2,30	c€/kVAh

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 129,84

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

Version A

Département	Prime fixe (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)		Coefficients de puissance réduite	
		Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
GUADELOUPE	44,84	29,87	20,38	3,66	3,41	1,00	0,93
GUYANE	35,40	29,06	20,00	3,68	3,44	1,00	0,95
LA REUNION	38,04	37,86	22,82	3,64	3,39	1,00	0,93

Calcul des dépassements	28,31	€/heure
Energie réactive	2,30	c€/kVAh

Version B

Département	Prime fixe (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (*) (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)		Coefficients de puissance réduite	
		Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
GUADELOUPE	44,76	29,51	19,99	1,74	1,60	1,00	0,93
GUYANE	35,52	28,69	19,60	1,75	1,62	1,00	0,95
LA REUNION	38,16	37,57	22,51	1,72	1,58	1,00	0,93

Calcul des dépassements	28,31	€/heure
Energie réactive	2,30	c€/kVAh

Prix hors taxes au : 01/08/2023

Tarifs BLEU RESIDENTIEL, NON-RESIDENTIEL et pour les tarifs BLEU PLUS
Pour les sites en outre-mer
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer

MARTINIQUE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,9044
GUADELOUPE*	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,4544
GUYANE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,0000
LA REUNION	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,8832
MAYOTTE	Rémanence d'octroi de mer (c€/kWh)	0,4191

Pour les tarifs BLEU RESIDENTIEL et NON-RESIDENTIEL, les prix de l'énergie affichés sont à majorer de la rémanence d'octroi de mer.
Pour les tarifs BLEU PLUS, les prix de l'énergie affichés intègrent la rémanence d'octroi de mer.

* La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin.

- (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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.
- (b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

Prix hors taxes ^(*) au : 01/08/2023

TARIF JAUNE - OPTION BASE
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Ete	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Ete	Heures Creuses Ete
Utilisations Longues	109,20	16,361	16,361	11,753	9,139	7,427
Utilisations Moyennes	40,44		23,045	15,442	9,855	8,051
Coefficients de Puissance réduite *		1,00	0,78	0,38	0,19	0,19
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	0,38	0,38	0,38
	ou Utilisations Longues	1,00	1,00	1,00	0,19	0,19
	Utilisations Moyennes		1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements			28,31	€/heure		

Majoration pour les autoconsommateurs individuels avec option (€/an)

120,84

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)						Prix de utilisation du réseau - flux autoproduits (en c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Ete		Pointe	Hiver		Ete		
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Ete	Heures Creuses Ete		Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Ete	Heures Creuses Ete	
Utilisations Longues - A	109,92	16,361	16,361	11,753	9,139	7,427	5,104	5,104	3,923	2,494	1,885	
Utilisations Moyennes - A	41,16		23,045	15,442	9,855	8,051	5,104	3,923	2,494	1,885		
Utilisations Longues - B	110,28	16,372	16,372	11,204	8,955	7,240	3,040	3,040	2,180	0,975	0,709	
Utilisations Moyennes - B	41,52		23,057	14,893	9,672	7,863	3,040	2,180	0,975	0,709		
Coefficients de Puissance réduite *	Utilisations Longues - A		1,00	0,78	0,78	0,78	0,78	1,00	0,78	0,78	0,78	0,78
	ou Utilisations Longues - A		1,00	1,00	0,38	0,38	0,38	1,00	1,00	0,38	0,38	0,38
	ou Utilisations Longues - A		1,00	1,00	1,00	0,19	0,19	1,00	1,00	1,00	0,19	0,19
	Utilisations Moyennes - A			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Longues - B		1,00	0,78	0,78	0,78	0,78	1,00	0,78	0,78	0,78	0,78
	ou Utilisations Longues - B		1,00	1,00	0,38	0,38	0,38	1,00	1,00	0,38	0,38	0,38
	ou Utilisations Longues - B		1,00	1,00	1,00	0,19	0,19	1,00	1,00	1,00	0,19	0,19
	Utilisations Moyennes - B			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements	28,31	€/heure										

TARIF JAUNE - OPTION BASE TE
En Corse

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)				
		Pointe	Saison Haute		Saison Basse	
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
	41,28	41,190	18,712	7,461	12,385	5,124
Coefficients de Puissance réduite		1,00	0,66	0,34	0,28	0,17
Calcul des dépassements			28,31	€/heure		
Energie reactive			2,30	c€/kWh		

Majoration pour les autoconsommateurs individuels avec option (€/an)

129,84

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

Version	Prime fixe annuelle (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)						Prix de utilisation du réseau - flux autoproduits (en c€/kWh)				
		Pointe	Saison Haute		Saison Basse		Pointe	Saison Haute		Saison Basse		
			Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses		Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	
Version A	42,00	41,190	18,712	7,461	12,385	5,124	3,827	3,830	3,162	2,642	2,438	
Version B	42,36	41,096	18,598	7,119	12,209	4,937	2,029	2,020	1,607	1,098	0,900	
Coefficients de Puissance réduite (b)		1,00	0,66	0,34	0,28	0,17						
Calcul des dépassements			28,31	€/heure								
Energie reactive			2,30	c€/kWh								

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.

(b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélémy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

Prix hors taxes ^(a) au : 03/08/2023

TARIF VERT AS - OPTION BASE							
Dans les zones non interconnectées de France métropolitaine							
Version	Prime fixe annuelle (en €/kWh/an)	Prix de l'énergie (en €/kWh)					
		Pointe	Hiver Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	
Longues Utilisations	101,76	19,254	15,724	11,743	9,325	7,708	
Moyennes Utilisations	53,76	26,051	20,134	14,184	9,781	8,094	
Courtes Utilisations	21,12	35,500	26,263	17,572	10,425	8,638	
Energie réactive		2,20 c€/kVArh					
Coefficients de puissance réduite	Longues Utilisations	1,00	0,78	0,30	0,20	0,05	
	Moyennes Utilisations	1,00	0,77	0,25	0,15	0,05	
	Courtes Utilisations	1,00	0,71	0,06	0,10	0,05	
Calcul des dépassements	Comptage	Electronique					
	Coefficients par poste	1,00	0,77	0,25	0,15	0,05	

Majoration pour les autoconsommateurs individuels avec injection (€/an) 209,80

(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 en fonction de la puissance souscrite, 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.

Prix hors taxes ^(a) au : 03/08/2023

TARIF VERT - OPTION BASE												
En outre-mer et en Corse												
Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kWh/an)	Pointe	Prix de l'énergie (en c€/kWh) (*)				Coefficients de puissance réduite		Dépassements (en €/kWh)		
				Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses				
MARTINIQUE	Longues Utilisations	144,24	25,004	14,159	8,802	1,00	0,38	0,06	100,97			
	Moyennes Utilisations	91,56	31,452	14,933	7,125	1,00	0,35	0,06	64,09			
	Courtes Utilisations	39,96	42,815	16,292	7,691	1,00	0,28	0,06	27,97			
GUADELOUPE	Longues Utilisations	135,96	22,946	12,855	6,784	1,00	0,32	0,09	95,17			
	Moyennes Utilisations	72,60	30,956	13,716	7,316	1,00	0,28	0,06	50,82			
	Courtes Utilisations	39,00	38,895	14,571	7,843	1,00	0,21	0,06	27,30			
GUYANE	Longues Utilisations	161,76	16,510	11,860	7,938	1,00	0,54	0,22	113,23			
	Moyennes Utilisations	104,52	25,755	14,155	8,166	1,00	0,51	0,18	73,16			
	Courtes Utilisations	36,84	39,344	17,580	9,829	1,00	0,46	0,15	25,79			
CORSE (en extinction règle plus proposée)	Longues Utilisations	180,12	25,658	13,186	6,655	1,00	0,62	0,25	126,08			
	Moyennes Utilisations	112,32	43,555	15,906	6,874	1,00	0,58	0,19	78,62			
	Courtes Utilisations	34,92	62,716	21,387	8,557	1,00	0,54	0,23	24,44			
ST PIERRE & MIQUELON	Longues Utilisations	182,28	17,572	11,211	6,078	1,00	0,58	0,24	127,60			
	Moyennes Utilisations	111,96	30,269	13,835	6,078	1,00	0,54	0,16	78,37			
	Courtes Utilisations	30,60	46,283	19,131	7,700	1,00	0,49	0,20	21,42			
MAYOTTE	Longues Utilisations	90,60	21,651	11,256	7,719	1,00	1,00	1,00	63,42			
	Moyennes Utilisations	71,52	29,385	12,196	7,990	1,00	1,00	1,00	50,06			
LA REUNION			Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Pointe	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver
	Longues Utilisations	132,36	22,367	15,406	10,570	8,522	7,465	1,00	0,53	0,20	0,10	0,02
	Moyennes Utilisations	73,68	28,817	17,408	11,598	9,221	8,114	1,00	0,51	0,17	0,05	0,02
	Courtes Utilisations	36,24	36,961	19,820	12,829	10,061	8,895	1,00	0,45	0,08	0,04	0,02

Energie réactive	2,20	c€/kVArh
------------------	------	----------

Majoration pour les autoconsommateurs individuels avec injection (€/an)

209,80

(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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, 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 majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

Tarifs (a) applicables au 1^{er} août 2023 (Décision ministérielle du 28 juillet 2023 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental – NOR : ENER2319777A).

TARIF VERT - OPTION BASE TE
En Martinique, Guadeloupe, Guyane, Corse, à la Réunion et à Wallis-et-Futuna

Département	Version	Prime fixe annuelle (en €/kW/an)	Prix de l'énergie (en €/MWh) (*)				Coefficients de puissance réduite				Dépassements quadratiques (en €/kW)		
			Pointe	Heures Pleines		Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines		Heures Creuses			
MARTINIQUE		65,28	21,346	17,164		14,668	1,00	0,92		0,44	6,52		
GADELOUPE		70,20	25,174	15,689		12,906	1,00	0,83		0,40	7,01		
GUYANE		58,68	23,681	15,333		11,861	1,00	0,86		0,53	5,86		
			Saison Haute				Saison Basse						
			Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	
CORSE		87,72	38,365	15,635	5,468	11,410	4,261	1,00	0,50	0,31	0,22	0,09	8,76
LA REUNION		69,60	36,137	20,330	10,595	21,519	10,286	1,00	0,84	0,43	0,32	0,14	6,95
WALLIS-ET-FUTUNA		87,72	10,729				1,00				8,76		
Energie réactive:			2,20				€/MWh						

Majoration pour les auto-producteurs (contribués avec injection) (€/an)

209,00

TARIF VERT
Pour les sites en outre-mer
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer

	Rémanence d'octroi de mer (€/kWh)
MARTINIQUE	0,8221
GADELOUPE ^(*)	0,4131
GUYANE	0,0000
LA REUNION	0,8029
MAIOTTE	0,3810

Pour les tarifs VERT, les prix de l'énergie affichés intègrent la rémanence d'octroi de mer.

Prix hors taxes au : 01/08/2023

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
BT (*)	A
HTA1	16,08
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
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, l'octroi de mer et, en fonction de la puissance souscrite, des taxes sur la consommation 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 créées.
- (b) La majoration liée à la rémanence d'octroi de mer est nulle pour Saint Barthélemy, Saint Martin

(*) Les prix sont majorés au titre de la rémanence d'octroi de mer

XII. ANNEXE 5 : CATALOGUE DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

ANNEXE 5

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'EDF s'adressent à l'ensemble des clients consommateurs ou producteurs.

A la date de la signature du contrat, EDF les a regroupées dans deux catalogues :

- Catalogue de prestations pour les clients raccordés au réseau de distribution publique dont la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA
- Catalogue de prestations pour les clients raccordés au réseau de distribution publique en basse tension dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou en HTA

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 EDF 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 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 hors taxes ;
- 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 frais annexes d'intervention».

- **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.edf.gp

XIII. ANNEXE 6 : CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS

ANNEXE 6

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS



Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en Corse et dans les départements et collectivités d'Outre-Mer

1^{er} Juillet 2023

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes ou leurs groupements, ou exceptionnellement les collectivités) auxquelles la loi a donné compétence pour organiser localement le service public.

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées pour les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, à Electricité de France (EDF) :

- la mission de fournir les clients raccordés aux Réseaux Publics de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- la mission de développer et d'exploiter les RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité. Cette mission est exercée dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires. L'ensemble des coûts supportés par le gestionnaire de Réseau (GRD) est couvert dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un GRD efficace.

Les présentes Conditions Générales de Vente (CGV) ont été élaborées en concertation avec la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR). A 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. Ce cahier des charges est consultable auprès d'EDF et des autorités concédantes.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales s'appliquent aux clients résidentiels. Elles portent à la fois sur la fourniture d'électricité et sur son acheminement. Elles comprennent également la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN) pour les collectivités d'Outre-Mer de Saint Barthélemy et Saint Martin. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en Corse et dans les départements et collectivités d'Outre-Mer, alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Les engagements d'EDF vis-à-vis du client, ainsi que les obligations qui doit respecter le client à son égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales.

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 EDF.fr, en sélectionnant le territoire de son choix. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur. Les prestations d'EDF et leurs prix figurent dans le Catalogue des prestations d'EDF en vigueur (ci-après le « Catalogue des Prestations »), disponible également sur le site internet EDF.fr de chaque territoire.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

- Date de conclusion
Le contrat est conclu à la date de sa signature et remis au client accompagné des CGV. 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. Le contrat et les CGV lui sont adressés par voie électronique ou postale.

En cas de modification de puissance et/ou d'option tarifaire, un nouveau contrat est adressé au client par voie électronique postale.

- Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise service fixée avec le client sans préjudice l'application du droit de rétractation. En cas mise en service, le délai prévisionnel fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. 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 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 tous moyens.

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 résiliation le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement et sur papier ou sur support durable dans les autres cas (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF). 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 8-4.

- 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 prorata temporis, réalisée par EDF, 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 numérique communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation prorata temporis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si des consommations sont enregistrées sur un point de livraison qui n'a pas fait l'objet d'une souscription de contrat, une interruption de cette fourniture pourra être effectuée par EDF sans prévenance. L'utilisateur du RPD sans contrat de fourniture ne pourra engager la responsabilité d'EDF pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence.

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 le site internet d'EDF de chaque territoire et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique selon son choix.

Le client choisit son tarif en s'assurant de la bonne adéquation de ce dernier à ses besoins et en fonction 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 Pleines/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 fixés par EDF et peuvent varier d'un client à l'autre. Ils sont inscrits sur les factures des clients. EDF peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires prévus. 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 à la suite d'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, notamment de la puissance 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 mise en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer à la suite d'une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 7-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte l'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'avis 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. Les conseillers peuvent également dispenser des conseils sur les économies d'énergie et les écogestes associés. Des informations sont également disponibles sur les sites internet d'EDF de chaque territoire.

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 adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment, ce changement peut donner lieu à la facturation de frais. De même, une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après une diminution, occasionne la facturation d'un frais dont le montant figure sur le catalogue de prestations. 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. CONTINUITÉ, QUALITÉ ET INTERRUPTION DE L'ÉLECTRICITÉ

5-1 Continuité et qualité de l'onde

EDF s'engage :

- à délivrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique et respectant les standards de qualité (articles D322-1 à D322-10 du code de l'énergie). La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. EDF 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 (60 Hertz pour Saint-Martin et Saint-Barthélemy). Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.
- à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation dans les

limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique.

Ces engagements en matière de continuité et de qualité de l'onde ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrit dans l'article 10.1 et dans les cas énoncés ci-après : circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques, lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. Celles-ci sont alors portées à la connaissance des clients, sur le site internet EDF de chaque territoire, l'application mobile ou par voie de presse. La durée d'une interruption peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser, dans les cas cités à l'article 5-2 des présentes Conditions Générales, lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'EDF, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers.

EDF assure les interventions nécessaires au dépannage. Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 d'EDF est indiqué sur les factures.

En cas de coupure longue, d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, EDF verse une pénalité au bénéfice du client concerné. 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.

Toutefois, en cas de coupure liée à l'un des événements exceptionnels assimilés à des cas de force majeure telle que définie dans l'article 10.1, conformément aux dispositions définies par la Commission de Régulation de l'énergie, EDF versera à ses clients une pénalité égale, à la date d'établissement des présentes CGV, à 10% du montant de la pénalité normalement applicable.

Ces seuils et montants de pénalités sont susceptibles d'évoluer en fonction des décisions de la Commission de Régulation de l'énergie. Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de l'article 10.1. Dès l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires relatives aux tarifs d'utilisation du RPD, elles se substituent le cas échéant aux stipulations figurant ci-dessus.

A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) :

- cette indemnité est versée pour toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels,
- elle est déterminée par kVA de puissance souscrite, par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures, avec des modalités différentes selon que l'on soit en situation d'événements exceptionnels ou pas,
- elle s'applique automatiquement sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun.

Il appartient au client de prendre les précautions utiles, adaptées à ses usages, pour se prémunir contre les conséquences des interruptions et défauts dans la qualité de la fourniture. EDF reste responsable du non-respect de ses obligations contractuelles telles que mentionnées au présent article 5-1. EDF se tient à la disposition du client pour le conseiller.

5-2 Interruption ou refus de la fourniture à l'initiative d'EDF

- Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, EDF peut procéder à la suspension de fourniture 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'EDF,
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par EDF, quelle qu'en soit la cause,
- trouble causé par le mission ou par ses installations et appareillages, affectant

l'exploitation des installations des autres clients ou la distribution d'électricité,

- usage illicite ou frauduleux de l'électricité dûment constaté par EDF,
 - refus du client de laisser EDF accéder pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage. EDF peut lui signifier sa demande par tous canaux (mail, SMS, courrier ou téléphone),
 - 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,
 - refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement,
 - raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client,
 - opérations d'investissement, de maintenance ou de mise en conformité du réseau. Dans ces cas, les clients seront informés préalablement sur le site internet, l'application mobile ou par voie de presse.
- EDF peut procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 8-3, 8-4 et 8-5.

6. DISPOSITIF DE COMPTAGE

EDF 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.

6-1 Description et propriété du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage comprend notamment le compteur pour l'enregistrement des données de consommation et le disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le compteur numérique communicant, ou par le disjoncteur de branchement lorsque le client ne dispose pas d'un compteur numérique communicant.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Le dispositif de comptage est fourni, posé et scellé par EDF. Il fait partie du domaine concédé.

EDF peut procéder à la modification ou au remplacement des éléments du dispositif de comptage en fonction des évolutions technologiques. La pose d'un compteur numérique s'effectue ainsi à l'initiative d'EDF et conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie.

6-2 Entretien et vérification du dispositif de comptage

EDF 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 correspondants sont à la charge d'EDF sauf détérioration imputable au client.

Le client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage, soit par EDF, soit par un expert choisi d'un commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais entraînés par cette vérification sont à la charge d'EDF si ces éléments ne sont pas reconnus exacts, dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du client dans le cas contraire. Le montant de ces frais figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à EDF d'effectuer la pose, l'entretien et la modification du dispositif de comptage. Dans le cadre du déploiement des compteurs numériques communicants, le client doit laisser EDF procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie. De même, le client devra permettre à EDF d'effectuer le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue

à EDF en application de l'article L322-8 du code de l'énergie.

6-3 Dysfonctionnement du dispositif de comptage

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par EDF, une rectification des consommations est effectuée par EDF. Cette rectification est établie par comparaison à des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné. À défaut d'historique disponible et exploitable, la consommation d'électricité est déterminée sur la base de celle de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par principe, les estimations de consommations établies par EDF pour l'établissement de la facture rectificative font foi, sauf justification contraire apportée par le client, suivant les modalités mentionnées dans la facture rectificative.

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.

6-4 Accès aux installations pour le relevé des compteurs

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à EDF d'effectuer le relevé du compteur au moins une fois par an. La date estimative de la relève est indiquée sur la facture du client. De plus, les clients absents lors de la précédente relève, sont informés au préalable du prochain passage d'EDF.

Si un compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, EDF peut demander un rendez-vous avec le client pour un relevé spécial qui sera facturé dans les conditions prévues au catalogue des prestations.

Le client absent lors du relevé du compteur a la possibilité de communiquer son relevé à EDF (auto-relevé). Un SMS lui rappelant les modalités de transmission de ses index lui est adressé par EDF. Néanmoins, l'auto-relevé ne dispense pas le client de l'obligation de laisser EDF accéder à son compteur.

En cas de non-respect de cette obligation, EDF pourra interrompre la fourniture à condition d'en avoir informé le client au préalable, par lettre recommandée avec Accusé de Réception, dans un délai d'un mois après envoi du courrier.

De même, le client devra permettre à EDF d'effectuer le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à EDF en application de l'article L322-8 du code de l'énergie.

7. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

7-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou mise à sa disposition sur un support électronique. La facture électronique est proposée au client dans le respect des obligations du code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le client et EDF. Le client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de 5 ans, sauf en cas de résiliation du contrat. Le client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son contrat.

La facture est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'arrêté facture du 18 avril 2012, elle précise notamment le montant de l'abonnement, la consommation (sur la base d'un relevé réel du compteur ou d'une estimation), les taxes et contributions et la date limite de paiement. Elle comporte également, s'il y a lieu, la date de réalisation des prestations annexes, leur intitulé ainsi que le montant des frais correspondants. Le catalogue de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur le site internet d'EDF de chaque territoire ou sur simple

demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

Dans le cas où EDF n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client, au moins deux jours ouvrés avant la date fixée. À défaut de prévenance et si le rendez-vous est manqué du fait d'EDF alors que la présence du client était obligatoire, EDF verse automatiquement au client concerné une indemnité de dédommagement dont le montant est égal à celui facturé en cas de déplacement vain. Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par EDF est manqué du fait du client, EDF facture au client un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le client 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, EDF 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 en vigueur disponible sur le site internet edf.fr.

7-2 Modalités de facturation

Sauf dans le cas où le client opte pour la mensualisation ou une facturation semestrielle, 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, si le client a permis l'accès à ses index à EDF. 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.

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. Le client peut également « Confiance », simple demande, qui 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 le précédent index relevé par 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 numérique communicant, les factures sont établies en fonction des index télérelevés par EDF. En cas d'échec de télérelevé, la facture du client est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus.

7-3 Changement de tarif en application d'une décision des pouvoirs publics

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer à la suite d'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 tarif sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

7-4 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

En application du code de la consommation, EDF peut régulariser des 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.

De plus, depuis le 17 août 2016, 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'EDF 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 consommateur 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. 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.

8. PAIEMENT DES FACTURES

8-1 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, d'envoi de SMS ou de mail. 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 15 €. 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.

8-2 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, 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 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. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et le montant des prélèvements mensuels, à la suite d'un relevé par EDF ou d'un auto-relevé. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client sur la base des consommations réelles relevées 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. Cette facture de régularisation donnera lieu à un 11ème

et éventuellement un 12ème prélèvement suivant le montant à régulariser.

En cas de trois rejets de prélèvement sur 12 mois glissants, EDF suspendra la mensualisation. Elle sera automatiquement résiliée. Les factures seront adressées au client tous les deux mois.

- Espèces : le client a la possibilité, muni de sa facture, de régler en espèces sans frais, suivant les cas, dans les bureaux de Poste ou aux bornes de paiement prévues à cet effet et installées par EDF.

- Chèque énergie, conformément aux articles R124-1 et suivants du code de l'énergie. Ces modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site edf.fr ou sur simple appel à EDF.

8-3 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.

8-4 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 8-5, EDF informe le client conformément à la réglementation en vigueur, cette information valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours calendaires 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 conformément à la réglementation en vigueur, cette information valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours calendaires, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours calendaires 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, les clients bénéficiaires du « TPN » (Saint Barthélemy et Saint Martin), les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF ou se faisant connaître au moment de la coupure, tels que mentionnés à l'article 8-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

8-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

- Tarification spéciale « Produit de première nécessité » (« TPN ») à Saint Barthélemy et Saint Martin

Dans ces deux Collectivités d'Outre-Mer, le client dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie pour la fourniture en électricité de sa résidence principale de la tarification spéciale « produit de première nécessité ».

- 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 R124-1 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 internet d'EDF de chaque territoire et sur simple appel au 0 805 204 805 (services et appels gratuits).
- Fonds de solidarité pour le logement (FSL)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours calendaires après en avoir avisé le client par courrier.

- Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 8-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire du « TPN » (St Barthélemy et St Martin) ou d'un chèque énergie valide conformément aux articles R124-1 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.

8-6 Délai de remboursement

- En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est en prélèvement automatique, il est remboursé sous quinze jours après l'édition de la facture, quel que soit le montant du trop-perçu ;

- si le client n'est pas en prélèvement automatique, le remboursement est déclenché sous quinze jours à compter de l'édition de la facture, lorsque le trop-perçu est supérieur ou égal à 25 € 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 15 €.

8-7 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.

9. CONDITIONS D'ACCÈS AU RPD ET D'USAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

9-1 Conditions d'accès au Réseau Public de Distribution

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 et à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie. Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Lorsque l'alimentation a été maintenue, y compris à une puissance limitée, le

client doit, dans les plus brefs délais, souscrire un contrat d'énergie auprès d'EDF. Dans le 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.

9-2 Conditions d'usage de l'électricité

L'installation électrique intérieure du client commence aux bornes de sortie du disjoncteur de branchement. Elle est placée sous la responsabilité du client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C15-100 disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue aux frais du propriétaire ou du client, ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations, 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 aux normes en vigueur de ses appareils et installations électriques. En aucun cas, EDF n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de ses installations intérieures du client qui ne serait pas du fait d'EDF. Par ailleurs, le client ne doit pas raccorder un tiers à son installation intérieure même à titre gratuit. EDF se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le client.

Le client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son point de livraison, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le client doit informer EDF, au plus tard, un mois avant leur mise en service, de son intention de mise en place 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 et entièrement destinée à l'autoconsommation du client, on parle d'autoconsommation totale. Dans le cas contraire, le client est tenu de signer un contrat dit « d'injection » auprès d'EDF. En aucun cas, la mise en œuvre par le client d'un ou plusieurs moyens de production raccordés aux installations de son point de livraison ou au RPD ne peut intervenir sans l'accord écrit d'EDF.

Des informations relatives à la bonne utilisation de l'électricité et à la sécurité sont disponibles sur simple demande auprès d'EDF. De même, afin de sécuriser la qualité de fourniture des autres utilisateurs du RPD, les clients envisageant de modifier leur équipement électrique (installation d'un appareil de forte puissance ou pouvant perturber le RPD) sont invités à contacter EDF qui se chargera de vérifier l'impact sur le réseau.

10. RESPONSABILITÉ

10-1 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 et au titre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de distribution.

Cette responsabilité ne s'exerce pas dans les cas de force majeure. Un événement de force majeure désigne tout échappant au contrôle d'EDF, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées, empêche l'exécution de son obligation par EDF.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'EDF et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure pouvant conduire dans certains cas à des délestages partiels des clients. 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 que les incendies, explosions ou chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée, c'est-à-dire

des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou non pu être prises ;

- 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'EDF ;

- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques sont particulièrement vulnérables (ex : givre, neige collante, boue, vent, tempête ...), dès que lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients alimentés par EDF sont privés d'électricité. Dans les territoires ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée ; 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 conditions générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;

- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006).

Les 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.

10-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect d'une ou de plusieurs de ses obligations contractuelles et des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RDP.

EDF peut engager une procédure de règlement amiable avec le client ou saisir la juridiction compétente. 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.

11. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle 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 des données. La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les noms, prénoms, adresse du client, date de naissance, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication permet au client de bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique ...).

Les données nécessaires 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.

Les fichiers clientèle 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.

Pour consulter le détail des finalités poursuivies et la durée de conservation des données collectées, le client peut consulter et télécharger la Charte de Protection des Données Personnelles d'EDF-SEI disponible sur le site internet de

chaque territoire. 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'avèraient 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 de portabilité de ses données en application de la réglementation,

- d'un droit à l'effacement de ses données.

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 ou par voie de formulaire disponible sur le site internet de chaque centre. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la Protection des Données 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.

En Guadeloupe et en Martinique conformément à la délibération du Conseil Régional de Guadeloupe CR/13-680 du 14 juin 2013 et à la délibération du Conseil Régional de Martinique CR/13-1220-1 du 28 juin 2013, des informations relatives à la consommation pourront être transmises par EDF sans frais et de façon confidentielle aux experts certifiés, pour l'élaboration exclusive du diagnostic de performance énergétique (DPE-G).

Dans le respect du RGPD, les informations communiquées comprennent l'identification et l'adresse précise du lieu de consommation, l'identification du compteur électrique, l'historique du nombre de kWh électriques facturés sur la période de 36 mois la plus proche de la demande par l'expert certifié.

Le client est informé de la collecte de ces données et peut s'opposer à la transmission de ces informations en informant EDF par les canaux de contacts cités ci-dessous.

12. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

12-1 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, à son agence dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par l'agence il peut saisir l'instance d'appel interne EDF Service Consommateurs - dont les coordonnées figurent sur la réponse à sa première réclamation.

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 50026-75 804 Paris Cedex 08.

Lorsque la réclamation est une demande d'indemnisation à la suite d'un dommage, le client doit adresser sa demande 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. Ce courrier devra mentionner à minima 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 le montant des dommages directs et certains accompagnés des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, EDF 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 EDF 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.

12-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 12.1, 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 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.

13. ÉVOLUTION DES CGV

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.

14. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Le client peut contacter EDF :

- par courrier électronique : en se rendant sur le site internet EDF de son territoire (cf adresse ci-dessous) ou depuis l'application EDF DOM & Corse

- par courrier : à l'adresse postale figurant sur sa facture

- par téléphone : en contactant nos conseillers en composant les numéros de téléphone indiqués ci-dessous

- en se rendant dans nos agences dont les adresses figurent sur les factures avec possibilité de prise de rendez-vous auprès de nos conseillers au numéro ci-dessous et sur l'application mobile EDF DOM & Corse.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace personnel sécurisé. Le client peut s'y connecter en se rendant sur le site internet EDF de son territoire, rubrique « Mon espace client » ou en téléchargeant l'application EDF DOM & Corse. Il pourra gratuitement consulter et modifier son contrat, consulter et payer ses factures, télécharger des duplicatas ou transmettre ses relevés d'index.

Grâce au service e.équilibre, accessible depuis l'application EDF DOM & Corse ou le site internet EDF de son territoire, le client peut suivre ses consommations d'énergie et bénéficier de conseils pour mieux consommer. La souscription est gratuite et peut être effectuée depuis son espace client ou en contactant un conseiller EDF. Le client doté d'un compteur numérique communicant peut consulter ses consommations quotidiennes ainsi que la puissance maximum atteinte chaque jour. Le portail e.équilibre permet également au client de visualiser sa courbe de charge journalière de consommation établie au pas horaire. La collecte de la courbe de charge est activée lorsque le client a donné son consentement à EDF directement via le portail e.équilibre. Pour plus d'information, le client peut consulter et télécharger la Charte de Protection des Données à Caractère Personnel d'EDF disponible sur le site internet de chaque territoire.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgcctf/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 au démarchage téléphonique Bloctel sur le site <https://www.bloctel.gouv.fr>.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.

Territoire	Téléphone	Site internet
Corse	09 69 32 25 20	Corse.edf.fr
Archipel Guadeloupe	05 90 91 76 00	Edf.gp
Guyane	05 94 30 95 95	Edf.gf
Martinique	05 96 59 22 00	Edf.mq
Réunion	02 62 28 98 00	Reunion.edf.fr
Saint Pierre et Miquelon	05 08 41 04 10	Edf.pm

XIV. **ANNEXE 6bis : CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS**

ANNEXE 6bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS



Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels raccordés en basse tension avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en Corse et dans les départements et collectivités d'Outre-Mer

1^{er} juillet 2019

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes ou leurs groupements, les collectivités territoriales 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 pour les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, à Electricité de France (EDF SA) :

- la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales 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.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur la fourniture d'électricité et sur son acheminement. Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en Corse et dans les départements et collectivités d'Outre-Mer, alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Les engagements d'EDF vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à son égard sont décrits dans les présentes Conditions Générales.

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 Edf.fr, en sélectionnant le territoire de son choix. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Les prestations d'EDF et leurs prix figurent dans le Catalogue des prestations d'EDF en vigueur (ci-après le « Catalogue des Prestations »), disponible également sur le site internet EDF de chaque territoire.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service fixée avec le client. 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. 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.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client ; La raison sociale ou le nom du client est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat. 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 résiliation le client doit informer EDF par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou

sur support durable dans les autres cas (non acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF). La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client et notifiée à EDF conformément aux modalités définies ci-avant et 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 adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours. Dans le cas particulier du non-paiement des factures par le client, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 8-4.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la date de 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 EDF, 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).

Nonobstant ce qui précède, lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télé-relevées au jour de la résiliation. A défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis* ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si des consommations postérieures à la date de résiliation du contrat sont enregistrées sur un point de livraison qui n'a pas fait l'objet d'une souscription de contrat, une interruption de cette fourniture pourra être effectuée par EDF sans prévenance. L'utilisateur du RPD sans contrat de fourniture ne pourra engager la responsabilité d'EDF pour toute

conséquence dommageable de sa propre négligence.

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 dans toutes ses agences ainsi que sur le site internet d'EDF de chaque territoire et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique selon son choix.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Toutefois, la responsabilité d'EDF ne peut être engagée, si à l'usage, le tarif initialement choisi se révélait moins intéressant qu'un autre tarif.

Les caractéristiques du tarif choisi figurent 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 Pleines/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 fixés par EDF et peuvent varier d'un client à l'autre. Ils sont inscrits sur les factures des clients. EDF peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires prévus. 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 ni être demandée par le client pour un nouveau contrat 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. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 7-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte l'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. Toutefois, la responsabilité d'EDF ne peut être engagée, si à l'usage, le tarif initialement choisi se révélait moins intéressant qu'un autre tarif. Les conseillers peuvent également dispenser des conseils sur les économies d'énergie et les éco-gestes associés. Des informations sont également disponibles sur les sites internet d'EDF de chaque territoire.

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 adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment, ce changement peut donner lieu à la facturation de frais. De même, une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après une diminution, occasionne la facturation d'un frais dont le montant figure sur le Catalogue des Prestations. 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. CONTINUITÉ, QUALITÉ ET INTERRUPTION DE L'ÉLECTRICITÉ

5-1 Continuité et qualité de l'onde

EDF s'engage :

- à délivrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique et respectant les standards de qualité (articles D322-1 à D322-10 du code de l'énergie). La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. EDF 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 (60 Hertz pour Saint-Martin et Saint Barthélemy). Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme

NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR,

- à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique.

Ces engagements en matière de continuité et de qualité de l'onde ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits dans l'article 10.1 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques,
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. Celles-ci sont alors portées à la connaissance des clients, sur le site internet EDF de chaque territoire, l'application mobile ou par voie de presse. La durée d'une interruption peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser,
- dans les cas cités à l'article 5-2 des présentes Conditions Générales de Vente,
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'EDF, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers.

EDF assure les interventions nécessaires au dépannage. Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 d'EDF est indiqué sur les factures.

En cas de coupure longue, d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, EDF verse une pénalité au bénéfice du client concerné. 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. Toutefois, en cas de coupure liée à l'un des événements exceptionnels assimilés à des cas de force majeure telle que définie dans l'article 10.1, conformément aux dispositions définies par la Commission de Régulation de l'Énergie, EDF versera à ses clients une pénalité égale, à la date d'établissement des présentes CGV, à 10% du montant de la pénalité normalement applicable.

Ces seuils et montants de pénalités sont susceptibles d'évoluer en fonction des décisions de la Commission de Régulation de l'Énergie. Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de l'article 10.1.

Dès l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires relatifs aux tarifs d'utilisation du RPD, elles se substituent le cas échéant aux stipulations figurant ci-dessus.

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 interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de

distribution géré par le GRD, y compris lors d'évènements exceptionnels

- elle est égale à un montant forfaitaire de 2 euros HT par kVA de puissance souscrite, 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.

Il appartient au client de prendre les précautions utiles, adaptées à ses usages, pour se prémunir contre les conséquences des interruptions et défauts dans la qualité de la fourniture. EDF reste responsable du non-respect de ses obligations contractuelles telles que mentionnées dans cet article.

5-2 Interruption ou refus de la fourniture à l'initiative d'EDF

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, EDF peut procéder à la suspension de fourniture 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'EDF,
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par EDF, quelle qu'en soit la cause
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation des installations des autres clients ou la distribution d'électricité,
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité dûment constaté par EDF,
- refus du client de laisser EDF accéder pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage. EDF peut lui signifier sa demande par tous les canaux (mail, SMS, courrier ou téléphone).
- 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,
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement,
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.
- Opérations d'investissement, de maintenance ou de mise en conformité du réseau. Dans ces cas, les clients seront informés préalablement sur le site internet, l'application mobile ou par voie de presse.

EDF peut procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance

du client en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 8-3 et 8-4.

6. DISPOSITIF DE COMPTAGE

EDF est chargée du relevé, du contrôle, de la validation et de la correction éventuelle des données de comptage ainsi que de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

6-1 Description et propriété du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage comprend notamment le compteur pour l'enregistrement des données de consommation et le disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le compteur communicant, ou par le disjoncteur de branchement lorsque le client ne dispose pas d'un compteur communicant.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Le dispositif de comptage est fourni, posé et scellé par EDF. Il fait partie du domaine concédé.

EDF peut procéder à la modification ou au remplacement des éléments du dispositif de comptage en fonction des évolutions technologiques. La pose d'un compteur numérique s'effectue ainsi à l'initiative d'EDF et conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie.

6-2 Entretien et vérification du dispositif de comptage

EDF 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'EDF sauf détérioration imputable au client.

Le client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage, soit par EDF, soit par un expert choisi d'un commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais entraînés par cette vérification sont à la charge d'EDF si ces éléments ne sont pas reconnus exacts, dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du client dans le cas contraire. Le montant de ces frais figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à EDF d'effectuer la pose, la modification, l'entretien et la modification du dispositif de comptage. Dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser EDF procéder au remplacement du

compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie. De même, le client devra permettre à EDF d'effectuer le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à EDF en application de l'article L322-8 du code de l'énergie

6-3 Dysfonctionnement du dispositif de comptage

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par EDF, une rectification des consommations est effectuée par EDF. Cette rectification est établie par comparaison à des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné. À défaut d'historique disponible et exploitable, la consommation d'électricité est déterminée sur la base de celle de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par principe, les estimations de consommations établies par EDF pour l'établissement de la facture rectificative font foi, sauf justification contraire apportée par le client.

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.

6-4 Accès aux installations pour le relevé des compteurs

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à EDF d'effectuer le relevé du compteur au moins une fois par an. La date estimative de la relève est indiquée sur la facture du client. De plus, les clients absents lors de la précédente relève, sont informés au préalable du prochain passage d'EDF.

Si un compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, EDF peut demander un rendez-vous avec le client pour un relevé spécial qui sera facturé dans les conditions prévues au Catalogue des Prestations.

Le client absent lors du relevé du compteur a la possibilité de communiquer son relevé à EDF (auto-relevé). Un SMS lui rappelant les modalités de transmission de ses index lui est adressé par EDF. Néanmoins, l'auto-relevé ne dispense pas le client de l'obligation de laisser EDF accéder à son compteur.

En cas de non-respect de cette obligation, EDF pourra interrompre la fourniture à condition d'en avoir informé le client au préalable, par lettre recommandée avec Accusé de Réception, dans un délai d'un mois après envoi du courrier.

7. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

7-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou mise à sa disposition sur un

support électronique avec son accord express et préalable. Elle est établie conformément à la réglementation en vigueur. Conformément à l'arrêté facture du 18 avril 2012, elle précise notamment le montant de l'abonnement, la consommation (sur la base d'un relevé réel du compteur ou d'une estimation), les taxes et contributions et la date limite de paiement. Elle comporte également, s'il y a lieu, la date de réalisation des prestations annexes, leur intitulé ainsi que le montant des frais correspondants. Le catalogue de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur le site internet d'EDF de chaque territoire ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

Dans le cas où EDF n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client, au moins deux jours ouvrés avant la date fixée. A défaut de prévenance et si le rendez-vous est manqué du fait d'EDF alors que la présence du client était obligatoire, EDF verse automatiquement au client concerné, une indemnité de dédommagement dont le montant est égal à celui facturé en cas de déplacement vain. Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par EDF est manqué du fait du client, EDF facture au client un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le client 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, EDF 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 en vigueur disponible sur le site internet edf.fr.

7-2 Modalités de facturation

Sauf dans le cas où le client opte pour la mensualisation ou une facturation semestrielle, 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, sauf si le client n'a pas permis que le relevé de son compteur soit effectué par EDF. 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.

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. A 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. Le client peut également souscrire au service « Relevé Confiance », disponible gratuitement et sur simple demande, qui 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 le précédent index relevé par 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 numérique communicant, les factures sont établies en fonction des index télé-relevés par EDF. En cas d'échec de la télé-relève, la facture du client est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus.

7-3 Changement de tarif en application d'une décision des pouvoirs publics

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 tarif sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

7-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation

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 des faits lui permettant d'exercer son droit à agir.

• Régularisation par EDF

En application du code de la consommation, EDF peut régulariser des factures pendant une durée maximale de cinq ans pour un client professionnel à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir. Par ailleurs, 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 1er janvier de

l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

De plus, depuis le 17 août 2016, 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'EDF 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 consommateur 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.

8. PAIEMENT DES FACTURES

8-1 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. 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, d'envoi de SMS ou de mail.

Conformément à l'article D441-5 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 € selon le décret N° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, elle 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 € ne sont pas soumis à TVA.

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.

8-2 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, chèque, télépaiement, 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 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, compte nickel, postal ou livret A (si autorisé par l'établissement). L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et le montant des prélèvements mensuels, suite à un relevé par EDF. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client sur la base des consommations réelles relevées 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. Cette facture de régularisation donnera lieu à un 11^{ème} et éventuellement un 12^{ème} prélèvement suivant le montant à régulariser.

- **Espèces**

Le client a la possibilité, muni de sa facture, de régler en espèces sans frais, suivant les cas, dans les agences EDF ou les bureaux de Poste ou aux bornes de paiement prévues à cet effet et installées par EDF.

- **Chèque énergie**, conformément aux articles R124-1 et suivants du code de l'énergie.

Ces modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site internet du territoire mentionné à l'article 14.

8-3 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.

8-4 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 8-1, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours calendaires 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 calendaires, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours calendaires après l'échéance de ce délai de vingt 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 pourra être fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement pour suspension de la fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

8-5 Délai de remboursement

- **En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :**

- si le client est en prélèvement automatique, il est remboursé sous quinze jours après l'édition de la facture, quel que soit le montant du trop-perçu.

- si le client n'est pas en prélèvement automatique, le remboursement est déclenché sous quinze jours à compter de l'édition de la facture, lorsque le trop-perçu est supérieur ou égal à 25 € 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 15 €.

8-7 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.

9. CONDITIONS D'ACCES AU RPD ET D'USAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

9.1 Conditions d'accès au Réseau Public de Distribution

La mise en service suite à 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 et à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie.

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Lorsque l'alimentation a été maintenue, y compris à une puissance limitée, le client doit, dans les plus brefs délais, souscrire un contrat d'énergie auprès d'EDF. Dans le 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.

9.2 Conditions d'usage de l'électricité

L'installation électrique intérieure du client commence aux bornes de sortie du disjoncteur de branchement. Elle est placée sous la responsabilité du client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C15-100 disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue aux frais du propriétaire ou du client, ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde des dites installations, 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 aux normes en vigueur de ses appareils et installations électriques. EDF n'encourt pas de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du client qui ne serait pas du fait d'EDF. Par ailleurs, le client ne doit pas raccorder un tiers à son installation intérieure même à titre gratuit. EDF se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le client.

Le client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son point de livraison, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le client doit informer EDF, au plus tard, un mois avant leur mise en service, de son intention de mise en place 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 et entièrement destinée à l'autoconsommation du client, on parle d'autoconsommation totale. Dans le cas contraire, le client est tenu de signer un contrat dit « d'injection » auprès d'EDF. En aucun cas, la mise en œuvre par le client d'un ou plusieurs moyens de production raccordés aux installations de son point de livraison ou au RPD ne peut intervenir sans l'accord écrit d'EDF.

Des informations relatives à la bonne utilisation de l'électricité et à la sécurité sont disponibles sur simple demande auprès d'EDF. De même, afin de sécuriser la qualité de fourniture des autres utilisateurs du RPD, les clients envisageant de modifier leur équipement électrique (installation d'un appareil de forte puissance ou pouvant perturber le RPD) sont invités à contacter EDF qui se chargera de vérifier l'impact sur le réseau.

10. RESPONSABILITE

10.1 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 et au titre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de distribution.

Cette responsabilité ne s'exerce pas dans les cas de force majeure. Un événement de force majeure désigne tout événement échappant au contrôle d'EDF, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées, empêche l'exécution de son obligation par EDF.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'EDF et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure pouvant conduire dans certains cas à des délestages partiels des clients. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions ou chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou non pu être prises ;
- 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'EDF ;

- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques sont particulièrement vulnérables (ex : givre, neige collante, boue, vent, tempête ...), dès que lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients alimentés par EDF sont privés d'électricité. Dans les territoires ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée ; 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 conditions générales de déstagement sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;

Les 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.

10.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect d'une ou de plusieurs de ses obligations contractuelles et des obligations mises à sa charge au titre du présent contrat.

EDF peut engager une procédure de règlement amiable avec le client ou saisir la juridiction compétente. 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.

11. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle 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 des données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la raison sociale, le nom, prénom, adresse du client, date de naissance, tarif choisi.

D'autres données sont en revanche facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication permet au client de bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique ...).

Les données nécessaires 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 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 de 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 ou par courrier électronique à l'adresse « edf-sei-clientele@edf.fr ». Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la Protection des données 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.

12. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

12-1 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, à son agence dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par l'agence il peut saisir l'instance d'appel interne EDF Service Consommateurs – dont les coordonnées figurent sur la réponse à sa première réclamation

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- 75 804 Paris Cedex 08.

Lorsque la réclamation est une demande d'indemnisation suite à un dommage, le client doit adresser sa demande 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. Ce courrier devra mentionner à minima 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 le montant des dommages directs et certains

accompagnés des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, EDF 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 EDF 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.

12-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 12.1, 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 energie-mediateur.fr ou par courrier à : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n°59252 - 77443 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.

13. 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.

14. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Le client peut contacter EDF :

- **par courrier électronique** : en se rendant sur le site internet EDF de son territoire (indiqué sur chacune des factures) ou depuis l'application EDF Dom & Corse
- **par courrier** : à l'adresse postale figurant sur chaque facture
- **par téléphone** : en contactant nos conseillers en composant le numéro de téléphone indiqué sur chaque facture
- en se rendant auprès de l'entité EDF qui gère son contrat et dont l'adresse est indiquée sur chaque facture

Territoire	Agence	Téléphone	Site internet
Corse	Corse	09 69 32 25 20	Corse.edf.fr
Archipel Guadeloupe	Guadeloupe	05 90 91 76 00	Edf.gp
	La Désirade	05 90 20 01 44	
	Les Saintes	05 90 99 80 11	
	Marie Galante	05 90 97 99 99	
	Saint Barthélemy	05 90 29 80 81	
	Saint Martin	05 90 87 50 30	

Territoire	Agence	Téléphone	Site internet
Guyane	Cayenne	05 94 30 95 95	Edf.gf
	Kourou	05 94 32 10 73	
	Saint Laurent du Maroni	05 94 34 05 70	
	Communes de l'intérieur	05 94 25 59 71	
Martinique		05 96 59 22 00	Edf.mq
Réunion		02 62 48 38 39	Reunion.edf.fr
Saint Pierre et Miquelon		05 08 41 04 10	Edf.pm

EDF met à disposition du client, un espace personnel sécurisé. Le client peut s'y connecter en se rendant sur le site internet EDF de son territoire, rubrique « Mon espace client » ou en téléchargeant l'application EDF DOM & Corse. Il pourra gratuitement consulter et modifier son contrat, consulter et payer ses factures, télécharger des duplicatas ou transmettre ses relevés d'index.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante :

<http://www.economie.gouv.fr/dqccrf/consommation/thematiques/Electricite-et-gaz-nature/>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition au démarchage téléphonique Bloctel sur le site bloctel.gouv.fr.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.