
Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-01

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION AUX TERMES DE LAQUELLE LE SDE76 CONCEDE A ENEDIS ET EDF S.A. LES MISSIONS DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE SUR L'ENSEMBLE DE SON TERRITOIRE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-01

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION DE CONCESSION AUX TERMES DE LAQUELLE LE SDE76 CONCEDE A ENEDIS ET EDF S.A. LES MISSIONS DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE SUR L'ENSEMBLE DE SON TERRITOIRE

VU :

- les statuts modifiés du SDE76 approuvés par arrêté préfectoral en date du 19 décembre 2017, reconnaissant pleinement le Syndicat en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de ventes,
- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- les dispositions des articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du Code de l'énergie,
- les dispositions de l'article L.322-1 du Code de l'énergie qui précisent que la concession de la gestion du réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice,
- les dispositions de l'article L.334-3 du Code de l'énergie qui précisent que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, par le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF,
- la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession, conclue entre le SDE76 et Electricité de France, le 25 février 1994 pour une durée de 25 ans,
- l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017, dans lequel la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF :
 - o précisent, en préambule, l'attachement des parties signataires au modèle concessif français de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente,
 - o préconisent, à l'article 1^{er}, une mise en œuvre du nouveau modèle de contrat de concession pour la négociation du contrat applicable sur le territoire du SDE76,
 - o définissent, à l'article 7, les grands principes de répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution d'électricité, propriété de l'autorité concédante, géré par Enedis, ainsi que les options dont disposent notre Syndicat dans la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux,
 - o disposent, à l'article 12, qu'en cas de changement de circonstances, non envisagé lors de la conclusion de l'accord-cadre, impactant durablement et significativement le modèle concessif national, les parties se réuniront pour définir des articles impactés par ces changements.
- le projet de convention de concession et son cahier des charges annexé, aux termes duquel le SDE76 concède au concessionnaire, Enedis et EDF S.A., 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, ce projet ayant été établi sur la base du nouveau modèle de contrat de concession, objet de l'accord-cadre en date du 21 décembre 2017 et mis à disposition des membres du comité syndical conformément aux dispositions de l'article L.1411-7 du CGCT,

- les avis du Bureau syndical et de la commission de révision des statuts,
- la note explicative de synthèse transmise aux membres du comité syndical en application des dispositions de l'article L.2121-2 du CGCT,

CONSIDERANT :

- que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurés, conformément aux dispositions de articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du Code de l'énergie, respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution,
- que le contexte monopolistique dans le domaine de la distribution publique d'électricité est déterminant dans l'équilibre des droits et obligations des parties, qu'en cas de remise en cause des droits exclusifs reconnus au gestionnaire du réseau de la distribution d'électricité, les dispositions de l'article 49B du cahier des charges n'auraient pas vocation à s'appliquer,
- que, conformément aux dispositions de l'article L.2221-31 du CGCT, il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par le cahier des charges de ces concessions,
- l'attachement du SDE76 aux principes d'égalité de traitement, de péréquation nationale et de tarif uniforme de la distribution publique de l'électricité sur le territoire,
- que, pour le SDE76, la possibilité notamment pour les clients particuliers, de faire le choix, dans les conditions fixées par le Code de l'énergie, d'une fourniture d'électricité aux conditions d'un tarif réglementé de vente concourt à la cohésion sociale et sa mise en œuvre par EDF, assure une égalité de traitement entre les clients,
- que les missions de service public de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de ventes s'inscrivent pleinement dans le contexte de la transition énergétique,
- que la dévolution de nouvelles compétences et missions aux collectivités territoriales dans le domaine de l'énergie crée un contexte nouveau dans lequel les autorités concédantes exerçant le rôle d'autorités organisatrices de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de ventes sont appelées à jouer un rôle important,

PROPOSITION :

Monsieur le Président, après avoir rappelé la composition de l'ensemble contractuel constitué d'une convention de concession, d'un cahier des charges et de ses annexes et, indiqué qu'en outre plusieurs autres conventions viennent préciser la mise en œuvre de ces dispositions, expose les principales dispositions du projet d'accord :

- ✓ la convention est conclue pour une durée de 30 ans au regard des droits et obligations du concessionnaire et, notamment, de ses engagements en termes de valeurs repères, de répartition de maîtrise d'ouvrage et au regard des flux financiers qui viendront pérenniser les recettes du SDE76,

- ✓ un Schéma Directeur des Investissements (SDI) commun aux parties est établi afin d'améliorer la qualité de la distribution, sécuriser les infrastructures et favoriser la transition énergétique. Des valeurs repères ont été définies et des valeurs cibles ambitieuses ont été fixées afin de répondre à ces ambitions,
- ✓ le SDI, établi sur la durée du contrat, est décliné en Programmes Pluriannuels d'Investissement (PPI) qui déterminent les investissements à réaliser sur le réseau de distribution publique d'électricité concédé. Pour ce qui concerne Enedis, un mécanisme de séquestre peut être mis en œuvre si, à l'issue d'un PPI, certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés,
- ✓ le premier PPI entrera en vigueur le 27 février 2019 jusqu'au 31 décembre 2022,
- ✓ ce dispositif de gouvernance des investissements est la contrepartie de la suppression des dotations aux provisions pour renouvellement. Les passifs au terme de la convention en vigueur, dont le stock de provisions non utilisées, sont projetés dans le nouveau contrat, à charge pour le concessionnaire de les utiliser dans le cadre du renouvellement des ouvrages,
- ✓ les flux financiers dont bénéficie l'autorité concédante sont revalorisés,
- ✓ la répartition de la maîtrise d'ouvrage est plus équilibrée au regard des évolutions du territoire. Une clarification des différentes typologies de travaux devrait permettre de faciliter la mise en œuvre de cette répartition de la maîtrise d'ouvrage,
- ✓ l'insertion de dispositions sur la transition énergétique est une avancée indispensable dans le contexte actuel au regard des attentes du territoire dans le domaine énergétique.

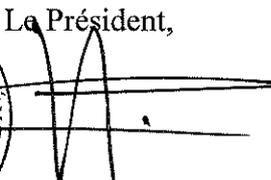
Après avoir entendu le rapport de Monsieur le Président, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède aux concessionnaires Enedis et EDF S.A. 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 et de ses annexes (jointes en annexe), à compter du 25 février 2019 et pour une durée de 30 ans ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire ;
- **PRECISE** que cette attribution fera l'objet de la publication d'un avis d'attribution conformément aux dispositions de l'article 32 du décret n° 2016-86 en date du 1^{er} février 2016.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,



Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.

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

Entre les soussignés :

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

- **Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex,

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

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 505 133 838 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par **M. Mathias POVSE**, Directeur Commerce Région Nord-Ouest, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 19 février 2018 par M. Thierry LE BOUCHER, Directeur des Opérations et de la Performance d'EDF Commerce, faisant élection de domicile au 137 rue de Luxembourg, 59777 EURALILLE,

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

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

EXPOSE

Le SDE76 et Electricité de France ont conclu le 25 février 1994, pour une durée de 25 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

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

A la date de la conclusion de la présente convention :

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

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

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

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques à la date de signature de la présente convention :

Le département de Seine-Maritime s'affiche à 1 257 920 habitants et se place au quatorzième rang parmi les cent départements français en nombre d'habitants. D'une superficie de 6 277 km², il est fortement densifié avec 200 habitants au kilomètre carré et 711 communes.

Forte de 130 km de côtes et de deux pôles urbains, la Seine-Maritime accueille 64 500 entreprises et 57 000 étudiants. C'est un département industriel, agricole et touristique.

Le SDE76 regroupe 628 communes de l'espace rural, côtier et périurbain de ce département. C'est l'un des principaux acteurs publics de l'électricité, du gaz et de l'éclairage public.

Ses enjeux sont les suivants :

- garantir aux usagers du réseau de distribution électrique une qualité de l'électricité conforme aux dispositions réglementaires et aux engagements contractuels, en réduisant les écarts de qualité sur son territoire,
- améliorer le cadre de vie et minimiser l'impact des événements climatiques majeurs par la mise en souterrain des réseaux,
- contribuer à un aménagement énergétique équilibré des territoires qui le constituent,
- répondre aux enjeux de la transition énergétique en favorisant le conseil en énergie (sobriété, efficacité) et l'intégration croissante des énergies renouvelables,
- favoriser les nouveaux usages de l'électricité comme la mobilité propre, le stockage d'énergie et la réduction de la demande en énergie de ses adhérents (éclairage public, bâtiment, achat maîtrisé d'énergie),
- prendre en compte les aléas climatiques afin de sécuriser la distribution d'électricité (éradication des fils nus, enfouissement des réseaux BT).

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

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

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

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 25 février 1994 par le SDE76 à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

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

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

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

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles aux termes I et C ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu

pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;

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

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

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

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend 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 cinq exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Le Président du SDE76

M. Patrick CHAUVET

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Philippe GUILLEMET

Le Directeur Commerce Région
Nord-Ouest d'EDF

M. Mathias POVSE

ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|-----------------------|------------|-----------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------------------|
| 1 | 76401 | Arelaune-en-Seine | La Mailleraye-sur-Seine | 76401 | |
| | | Arelaune-en-Seine | Saint-Nicolas-de-Bliquetuit | 76625 | |
| 2 | 76146 | Buchy | Bosc-Roger-sur-Buchy | 76127 | |
| | | | Buchy | 76146 | |
| | | | Estouteville-Écalles | 76248 | |
| 3 | 76276 | Forges-les-Eaux | Forges-Les-Eaux | 76276 | |
| | | | Le Fossé | 76277 | |
| 4 | 76618 | Petit-Caux | Assigny | 76027 | |
| | | | Auquemesnil | 76037 | |
| | | | Belleville-sur-Mer | 76073 | |
| | | | Berneval-le-Grand | 76081 | |
| | | | Biville-sur-Mer | 76098 | |
| | | | Bracquemont | 76137 | |
| | | | Brunville | 76145 | |
| | | | Derchigny | 76215 | |
| | | | Glicourt | 76301 | |
| | | | Gouchaupre | 76310 | |
| | | | Greny | 76326 | |
| | | | Guilmécourt | 76337 | |
| | | | Intraville | 76376 | |
| | | | Penly | 76496 | |
| | | | Saint-Martin-En-Campagne | 76618 | |
| | | | Saint-Quentin-au-Bosc | 76643 | |
| | | | Tocqueville-sur-Eu | 76696 | |
| Tourville-la-Chapelle | 76704 | | | | |
| 5 | 76476 | Port-Jérôme-sur-Seine | Auberville-la-Campagne | 76031 | |
| | | | Touffreville-la-Cable | 76701 | |
| | | | Triquerville | 76713 | |
| 6 | 76164 | Rives-en-Seine | Saint-Wandrille-Rançon | 76659 | |
| | | | Villequier | 76742 | |
| 7 | 76289 | Saint Martin de l'If | Betteville | 76089 | |
| | | | La Folletière | 76267 | |
| | | | Fréville | 76289 | |
| | | | Mont-de-l'If | 76444 | |
| 8 | 76258 | Terres-de-Caux | Auzouville-Auberbosc | 76044 | |
| | | | Bennetot | 76078 | |
| | | | Bermonville | 76080 | |
| | | | Fauville-en-Caux | 76258 | |
| | | | Ricarville | 76525 | |
| | | | Sainte-Marguerite-sur-Fauville | 76607 | |
| | | | Saint-Pierre-Lavis | 76639 | |
| 9 | 76034 | Val-de-Scie | Auffay | 76034 | |
| | | | Cressy | 76191 | |
| | | | Sévis | 76674 | |
| 10 | 76041 | Hauts-de-Caux | Autretot | 76041 | |
| | | | Veauville-les-Baons | 76729 | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 11 | 60521 | Quincampoix-Fleuzy | | | |
| 12 | 76001 | Allouville-Bellefosse | | | |
| 13 | 76002 | Alvimare | | | |
| 14 | 76004 | Ambrumesnil | | | |
| 15 | 76006 | Amfreville-les-Champs | | | |
| 16 | 76007 | Anceaumeville | | | |
| 17 | 76008 | Ancourt | | | |
| 18 | 76009 | Ancourteville-sur-Héricourt | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 19 | 76010 | Ancretiéville-Saint-Victor | | | |
| 20 | 76011 | Ancretteville-sur-Mer | | | |
| 21 | 76012 | Angerville-Bailleul | | | |
| 22 | 76013 | Angerville-la-Martel | | | |
| 23 | 76014 | Angerville-l'Orcher | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 24 | 76015 | Angiens | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 25 | 76016 | Anglesqueville-la-Bras-Long | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 26 | 76017 | Anglesqueville-l'Esneval | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 27 | 76018 | Val-de-Saône | | | |
| 28 | 76019 | Anneville-sur-Scie | | | |
| 29 | 76021 | Annouville-Vilmesnil | | | |
| 30 | 76022 | Anquetierville | | | |
| 31 | 76023 | Anvéville | | | |
| 32 | 76024 | Ardouval | | | |
| 33 | 76025 | Argueil | | | |
| 34 | 76026 | Arques-la-Bataille (écart) | | | |
| 35 | 76028 | Aubéguimont | | | |
| 36 | 76029 | Aubermesnil-aux-Érables | | | |
| 37 | 76030 | Aubermesnil-Beaumais | | | |
| 38 | 76032 | Auberville-la-Manuel | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 39 | 76033 | Auberville-la-Renault | | | |
| 40 | 76035 | Aumale | | | |
| 41 | 76036 | Auppegard | | | |
| 42 | 76038 | Authieux-Ratiéville | | | |
| 43 | 76040 | Autigny | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 44 | 76042 | Auvilliers | | | |
| 45 | 76043 | Auzebosc | | | |
| 46 | 76045 | Auzouville-l'Esneval | | | |
| 47 | 76046 | Auzouville-sur-Ry | | | |
| 48 | 76047 | Auzouville-sur-Saône | | | |
| 49 | 76048 | Avesnes-en-Bray | | | |
| 50 | 76049 | Avesnes-en-Val | | | |
| 51 | 76050 | Avremesnil | | | |
| 52 | 76051 | Bacqueville-en-Caux | | | |
| 53 | 76052 | Bailleul-Neuville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 54 | 76053 | Baillolet | | | |
| 55 | 76054 | Bailly-en-Rivière | | | |
| 56 | 76055 | Baons-le-Comte | | | |
| 57 | 76057 | Barentin (écart) | | | |
| 58 | 76058 | Baromesnil | | | |
| 59 | 76059 | Bazinval | | | |
| 60 | 76060 | Beaubec-la-Rosière | | | |
| 61 | 76062 | Beaumont-le-Hareng | | | |
| 62 | 76063 | Beauval-en-Caux | | | |
| 63 | 76064 | Beaurepaire | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 64 | 76065 | Beaussault | | | |
| 65 | 76066 | Beautot | | | |
| 66 | 76067 | Beauvoir-en-Lyons | | | |
| 67 | 76068 | Bec-de-Mortagne | | | |
| 68 | 76070 | Bellencombre | | | |
| 69 | 76071 | Bellengreville | | | |
| 70 | 76072 | Belleville-en-Caux | | | |
| 71 | 76074 | La Bellière | | | |
| 72 | 76075 | Belmesnil | | | |
| 73 | 76076 | Bénarville | | | |
| 74 | 76077 | Bénesville | | | |
| 75 | 76079 | Bénouville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 76 | 76082 | Bernières | | | |
| 77 | 76083 | Bertheauville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 78 | 76084 | Bertreville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 79 | 76085 | Bertreville-Saint-Ouen | | | |
| 80 | 76086 | Bertrimont | | | |
| 81 | 76087 | Berville | | | |
| 82 | 76090 | Beuzeville-la-Grenier | | | |
| 83 | 76091 | Beuzeville-la-Guérand | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 84 | 76092 | Beuzevillette | | | |
| 85 | 76093 | Bézancourt | | | |
| 86 | 76094 | Bierville | | | |
| 87 | 76096 | Biville-la-Baignarde | | | |
| 88 | 76097 | Biville-la-Rivière | | | |
| 89 | 76099 | Blacqueville | | | |
| 90 | 76100 | Blainville-Crevon | | | |
| 91 | 76104 | Blosseville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 92 | 76105 | Le Bocasse | | | |
| 93 | 76106 | Bois-d'Ennebourg | | | |
| 94 | 76107 | Bois-Guilbert | | | |
| 95 | 76109 | Bois-Hérault | | | |
| 96 | 76110 | Bois-Himont | | | |
| 97 | 76111 | Bois-l'Évêque | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 98 | 76112 | Le Bois-Robert | | | |
| 99 | 76113 | Boissay | | | |
| 100 | 76115 | Bolleville | | | |
| 101 | 76117 | Bordeaux-Saint-Clair | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 102 | 76118 | Bornambusc | | | |
| 103 | 76119 | Bosc-Bérenger | | | |
| 104 | 76120 | Bosc-Bordel | | | |
| 105 | 76121 | Bosc-Édeline | | | |
| 106 | 76122 | Callengeville | | | |
| 107 | 76123 | Bosc-Guérard-Saint-Adrien | | | |
| 108 | 76124 | Bosc-Hyons | | | |
| 109 | 76125 | Bosc-le-Hard | | | |
| 110 | 76126 | Bosc-Mesnil | | | |
| 111 | 76128 | Bosville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 112 | 76129 | Boudeville | | | |
| 113 | 76130 | Bouelles | | | |
| 114 | 76132 | Bourdainville | | | |
| 115 | 76133 | Le Bourg-Dun | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 116 | 76134 | Bourville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 117 | 76135 | Bouville | | | |
| 118 | 76136 | Brachy | | | |
| 119 | 76138 | Bracquetuit | | | |
| 120 | 76139 | Bradiancourt | | | |
| 121 | 76140 | Brametot | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 122 | 76141 | Bréauté | | | |
| 123 | 76142 | Brémontier-Merval | | | |
| 124 | 76143 | Bretteville-du-Grand-Caux | | | |
| 125 | 76144 | Bretteville-Saint-Laurent | | | |
| 126 | 76147 | Bully | | | |
| 127 | 76148 | Bures-en-Bray | | | |
| 128 | 76149 | Butot | | | |
| 129 | 76151 | Cailleville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 130 | 76152 | Cailly | | | |
| 131 | 76153 | Calleville-les-Deux-Églises | | | |
| 132 | 76154 | Campneuseville | | | |
| 133 | 76155 | Canehan | | | |
| 134 | 76156 | Canouville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 135 | 76158 | Canville-les-Deux-Églises | | | |
| 136 | 76159 | Cany-Barville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 137 | 76160 | Carville-la-Folletière | | | |
| 138 | 76161 | Carville-Pot-de-Fer | | | |
| 139 | 76162 | Le Catelier | | | |
| 140 | 76163 | Catenay | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 141 | 76166 | Le Caule-Sainte-Beuve | | | |
| 142 | 76167 | Cauville-sur-Mer | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 143 | 76168 | Les Cent-Acres | | | |
| 144 | 76169 | La Cerlangue | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 145 | 76170 | La Chapelle-du-Bourgay | | | |
| 146 | 76171 | La Chapelle-Saint-Ouen | | | |
| 147 | 76172 | La Chapelle-sur-Dun | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 148 | 76173 | La Chaussée | | | |
| 149 | 76174 | Cideville | | | |
| 150 | 76175 | Clais | | | |
| 151 | 76176 | Clasville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 152 | 76177 | Claville-Motteville | | | |
| 153 | 76179 | Clères | | | |
| 154 | 76180 | Cleuville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 155 | 76181 | Cléville | | | |
| 156 | 76182 | Cliponville | | | |
| 157 | 76183 | Colleville | | | |
| 158 | 76184 | Colmesnil-Manneville | | | |
| 159 | 76185 | Compainville | | | |
| 160 | 76186 | Conteville | | | |
| 161 | 76187 | Contremoulins | | | |
| 162 | 76188 | Cottévrard | | | |
| 163 | 76189 | Crasville-la-Mallet | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 164 | 76190 | Crasville-la-Rocquefort | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 165 | 76192 | Criel-sur-Mer | | | |
| 166 | 76193 | La Crique | | | |
| 167 | 76194 | Criquebeuf-en-Caux | | | |
| 168 | 76195 | Criquetot-le-Mauconduit | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 169 | 76196 | Criquetot-l'Esneval | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 170 | 76197 | Criquetot-sur-Longueville | | | |
| 171 | 76198 | Criquetot-sur-Ouville | | | |
| 172 | 76199 | Criquiers | | | |
| 173 | 76200 | Critot | | | |
| 174 | 76201 | Croisy-sur-Andelle | | | |
| 175 | 76202 | Croixdalle | | | |
| 176 | 76203 | Croix-Mare | | | |
| 177 | 76204 | Cropus | | | |
| 178 | 76205 | Crosville-sur-Scie | | | |
| 179 | 76206 | Cuerville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 180 | 76207 | Cuerville-sur-Yères | | | |
| 181 | 76208 | Cuy-Saint-Fiacre | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 182 | 76209 | Dampierre-en-Bray | | | |
| 183 | 76210 | Dampierre-Saint-Nicolas | | | |
| 184 | 76211 | Dancourt | | | |
| 185 | 76213 | Daubeuf-Serville | | | |
| 186 | 76214 | Dénestanville | | | |
| 187 | 76218 | Doudeauville | | | |
| 188 | 76219 | Doudeville | | | |
| 189 | 76220 | Douvrend | | | |
| 190 | 76221 | Drosay | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 191 | 76223 | Écalles-Alix | | | |
| 192 | 76224 | Écrainville | | | |
| 193 | 76225 | Écretteville-lès-Baons | | | |
| 194 | 76226 | Écretteville-sur-Mer | | | |
| 195 | 76227 | Ectot-l'Auber | | | |
| 196 | 76228 | Ectot-lès-Baons | | | |
| 197 | 76229 | Elbeuf-en-Bray | | | |
| 198 | 76230 | Elbeuf-sur-Andelle | | | |
| 199 | 76232 | Életot | | | |
| 200 | 76233 | Ellecourt | | | |
| 201 | 76234 | Émanville | | | |
| 202 | 76235 | Envermeu | | | |
| 203 | 76236 | Envronville | | | |
| 204 | 76238 | Épouville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 205 | 76239 | Épretot | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 206 | 76240 | Épreville | | | |
| 207 | 76241 | Ermenouville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 208 | 76242 | Ernemont-la-Villette | | | |
| 209 | 76243 | Ernemont-sur-Buchy | | | |
| 210 | 76244 | Esclavelles | | | |
| 211 | 76245 | Eslettes | | | |
| 212 | 76247 | Esteville | | | |
| 213 | 76249 | Étaimpuis | | | |
| 214 | 76250 | Étainhus | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 215 | 76251 | Étalleville | | | |
| 216 | 76252 | Étalondes | | | |
| 217 | 76253 | Étoutteville | | | |
| 218 | 76254 | Étretat | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 219 | 76255 | Eu (écart) | | | |
| 220 | 76257 | Fallencourt | | | |
| 221 | 76260 | Ferrières-en-Bray | | | |
| 222 | 76261 | La Ferté-Saint-Samson | | | |
| 223 | 76262 | Fesques | | | |
| 224 | 76263 | La Feuillie | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|------------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 225 | 76264 | Flamanville | | | |
| 226 | 76265 | Flamets-Frétils | | | |
| 227 | 76266 | Flocques | | | |
| 228 | 76268 | Fongueusemare | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 229 | 76269 | Fontaine-en-Bray | | | |
| 230 | 76270 | Fontaine-la-Mallet | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 231 | 76271 | Fontaine-le-Bourg | | | |
| 232 | 76272 | Fontaine-le-Dun | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 233 | 76274 | La Fontelaye | | | |
| 234 | 76275 | Fontenay | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 235 | 76278 | Foucarmont | | | |
| 236 | 76279 | Foucart | | | |
| 237 | 76280 | Fréauville | | | |
| 238 | 76281 | La Frénaye | | | |
| 239 | 76283 | Fresles | | | |
| 240 | 76284 | Fresnay-le-Long | | | |
| 241 | 76285 | Fresne-le-Plan | | | |
| 242 | 76286 | Fresnoy-Folny | | | |
| 243 | 76287 | Fresquiennes | | | |
| 244 | 76288 | Freulleville | | | |
| 245 | 76290 | Frichemesnil | | | |
| 246 | 76291 | Froberville | | | |
| 247 | 76292 | Fry | | | |
| 248 | 76293 | Fultot | | | |
| 249 | 76294 | La Gaillarde | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 250 | 76295 | Gaillefontaine | | | |
| 251 | 76296 | Gainneville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 252 | 76297 | Gancourt-Saint-Étienne | | | |
| 253 | 76298 | Ganzeville | | | |
| 254 | 76299 | Gerponville | | | |
| 255 | 76300 | Gerville | | | |
| 256 | 76302 | Goderville | | | |
| 257 | 76303 | Gommerville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 258 | 76304 | Gonfreville-Caillet | | | |
| 259 | 76305 | Gonfreville-l'Orcher (écart) | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 260 | 76306 | Gonnetot | | | |
| 261 | 76307 | Gonneville-la-Mallet | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 262 | 76308 | Gonneville-sur-Scie | | | |
| 263 | 76309 | Gonzeville | | | |
| 264 | 76311 | Goupillières | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 265 | 76314 | Graimbouville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 266 | 76315 | Grainville-la-Teinturière | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 267 | 76316 | Grainville-sur-Ry | | | |
| 268 | 76317 | Grainville-Ymauville | | | |
| 269 | 76318 | Grand-Camp | | | |
| 270 | 76320 | Grandcourt | | | |
| 271 | 76321 | Les Grandes-Ventes | | | |
| 272 | 76323 | Graval | | | |
| 273 | 76324 | Grèges | | | |
| 274 | 76325 | Grémonville | | | |
| 275 | 76327 | Greuville | | | |
| 276 | 76328 | Grigneuseville | | | |
| 277 | 76329 | Gruchet-le-Valasse (écart) | | | |
| 278 | 76330 | Gruchet-Saint-Siméon | | | |
| 279 | 76331 | Grugny | | | |
| 280 | 76332 | Grumesnil | | | |
| 281 | 76333 | Guerville | | | |
| 282 | 76334 | Gueures | | | |
| 283 | 76335 | Gueutteville | | | |
| 284 | 76336 | Gueutteville-les-Grès | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 285 | 76338 | La Hallotière | | | |
| 286 | 76339 | Le Hanouard | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 287 | 76340 | Harcenville | | | |
| 288 | 76341 | Harfleur (écart) | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 289 | 76342 | Hattenville | | | |
| 290 | 76343 | Haucourt | | | |
| 291 | 76344 | Haudricourt | | | |
| 292 | 76345 | Haussez | | | |
| 293 | 76346 | Hautot-l'Auvray | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 294 | 76347 | Hautot-le-Vatois | | | |
| 295 | 76348 | Hautot-Saint-Sulpice | | | |
| 296 | 76349 | Hautot-sur-Mer | | | |
| 297 | 76352 | La Haye | | | |
| 298 | 76353 | Héberville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 299 | 76355 | Héricourt-en-Caux | | | |
| 300 | 76356 | Hermanville | | | |
| 301 | 76357 | Hermeville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 302 | 76358 | Le Héron | | | |
| 303 | 76359 | Héronchelles | | | |
| 304 | 76360 | Heugleville-sur-Scie | | | |
| 305 | 76361 | Heuqueville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 306 | 76362 | Heurteauville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 307 | 76363 | Hodeng-au-Bosc | | | |
| 308 | 76364 | Hodeng-Hodenger | | | |
| 309 | 76365 | Houdetot | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 310 | 76368 | Houquetot | | | |
| 311 | 76369 | La Houssaye-Béranger | | | |
| 312 | 76370 | Hugleville-en-Caux | | | |
| 313 | 76371 | Les Ifs | | | |
| 314 | 76372 | Illois | | | |
| 315 | 76373 | Imbleville | | | |
| 316 | 76374 | Incheville | | | |
| 317 | 76375 | Ingouville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 318 | 76379 | Lamberville | | | |
| 319 | 76380 | Lammerville | | | |
| 320 | 76381 | Landes-Vieilles-et-Neuves | | | |
| 321 | 76382 | Lanquetot | | | |
| 322 | 76383 | Lestanville | | | |
| 323 | 76385 | Limésy | | | |
| 324 | 76386 | Limpville | | | |
| 325 | 76387 | Lindebeuf | | | |
| 326 | 76388 | Lintot | | | |
| 327 | 76389 | Lintot-les-Bois | | | |
| 328 | 76390 | Les Loges | | | |
| 329 | 76392 | Londinières | | | |
| 330 | 76393 | Longmesnil | | | |
| 331 | 76394 | Longroy | | | |
| 332 | 76395 | Longueil | | | |
| 333 | 76396 | Longuerue | | | |
| 334 | 76397 | Longueville-sur-Scie | | | |
| 335 | 76398 | Louvetot | | | |
| 336 | 76399 | Lucy | | | |
| 337 | 76400 | Luneray | | | |
| 338 | 76403 | Malleville-les-Grès | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 339 | 76404 | Manéglise | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 340 | 76405 | Manéhouville | | | |
| 341 | 76406 | Maniquerville | | | |
| 342 | 76407 | Manneville-ès-Plains | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 343 | 76408 | Manneville-la-Goupil | | | |
| 344 | 76409 | Mannevillette | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 345 | 76411 | Marques | | | |
| 346 | 76412 | Martainville-Épreville | | | |
| 347 | 76413 | Martigny | | | |
| 348 | 76414 | Martin-Église | | | |
| 349 | 76415 | Massy | | | |
| 350 | 76416 | Mathonville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 351 | 76417 | Maucombe | | | |
| 352 | 76418 | Maulévrier-Sainte-Gertrude | | | |
| 353 | 76419 | Mauny | | | |
| 354 | 76420 | Mauquenchy | | | |
| 355 | 76421 | Mélamare | | | |
| 356 | 76422 | Melleville | | | |
| 357 | 76423 | Ménerval | | | |
| 358 | 76424 | Ménonval | | | |
| 359 | 76425 | Mentheville | | | |
| 360 | 76426 | Mésangueville | | | |
| 361 | 76427 | Mesnières-en-Bray | | | |
| 362 | 76428 | Le Mesnil-Durdent | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 363 | 76430 | Mesnil-Follemprise | | | |
| 364 | 76431 | Le Mesnil-Lieubray | | | |
| 365 | 76432 | Mesnil-Mauger | | | |
| 366 | 76433 | Mesnil-Panneville | | | |
| 367 | 76434 | Mesnil-Raoul | | | |
| 368 | 76435 | Le Mesnil-Réaume | | | |
| 369 | 76437 | Meulers | | | |
| 370 | 76438 | Millebosc | | | |
| 371 | 76439 | Mirville | | | |
| 372 | 76440 | Molagnies | | | |
| 373 | 76441 | Monchaux-Soreng | | | |
| 374 | 76442 | Monchy-sur-Eu | | | |
| 375 | 76443 | Mont-Cauvaire | | | |
| 376 | 76445 | Montérolier | | | |
| 377 | 76446 | Montigny | | | |
| 378 | 76447 | Montivilliers (écart) | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 379 | 76449 | Montreuil-en-Caux | | | |
| 380 | 76450 | Montroty | | | |
| 381 | 76452 | Montville (écart) | | | |
| 382 | 76453 | Morgny-la-Pommeraye | | | |
| 383 | 76454 | Mortemer | | | |
| 384 | 76455 | Morville-sur-Andelle | | | |
| 385 | 76456 | Motteville | | | |
| 386 | 76458 | Muchedent | | | |
| 387 | 76459 | Nesle-Hodeng | | | |
| 388 | 76460 | Nesle-Normandeuse | | | |
| 389 | 76461 | Neufbosc | | | |
| 390 | 76462 | Neufchâtel-en-Bray | | | |
| 391 | 76463 | Neuf-Marché | | | |
| 392 | 76465 | Neuville-Ferrières | | | |
| 393 | 76467 | Néville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 394 | 76468 | Nointot | | | |
| 395 | 76469 | Nolléval | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|--------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 396 | 76470 | Normanville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 397 | 76471 | Norville | | | |
| 398 | 76472 | Notre-Dame-d'Aliermont | | | |
| 399 | 76473 | Notre-Dame-de-Bliquetuit | | | |
| 400 | 76477 | Notre-Dame-du-Bec | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 401 | 76478 | Notre-Dame-du-Parc | | | |
| 402 | 76479 | Nullemont | | | |
| 403 | 76480 | Ocqueville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 404 | 76481 | Octeville-sur-Mer | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 405 | 76482 | Offranville | | | |
| 406 | 76483 | Oherville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 407 | 76485 | Omonville | | | |
| 408 | 76487 | Osmoy-Saint-Valery | | | |
| 409 | 76488 | Ouainville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 410 | 76489 | Oudalle | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 411 | 76490 | Ourville-en-Caux | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 412 | 76491 | Ouville-l'Abbaye | | | |
| 413 | 76492 | Ouville-la-Rivière | | | |
| 414 | 76493 | Paluel | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 415 | 76494 | Parc-d'Anxtot | | | |
| 416 | 76495 | Pavilly (écart) | | | |
| 417 | 76499 | Petiville | | | |
| 418 | 76500 | Pierrecourt | | | |
| 419 | 76501 | Pierrefiques | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 420 | 76502 | Pierreval | | | |
| 421 | 76503 | Pissy-Pôville | | | |
| 422 | 76504 | Pleine-Sève | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 423 | 76505 | Pommereux | | | |
| 424 | 76506 | Pommeréval | | | |
| 425 | 76507 | Ponts-et-Marais | | | |
| 426 | 76508 | La Poterie-Cap-d'Antifer | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 427 | 76509 | Préaux | | | |
| 428 | 76510 | Prétot-Vicquemare | | | |
| 429 | 76511 | Preuseville | | | |
| 430 | 76512 | Puisenval | | | |
| 431 | 76515 | Quiberville | | | |
| 432 | 76516 | Quièvre-court | | | |
| 433 | 76517 | Quincampoix | | | |
| 434 | 76518 | Raffetot | | | |
| 435 | 76519 | Rainfreville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 436 | 76520 | Réalcamp | | | |
| 437 | 76521 | Rebets | | | |
| 438 | 76522 | La Remuée | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 439 | 76523 | Rétonval | | | |
| 440 | 76524 | Reuville | | | |
| 441 | 76526 | Ricarville-du-Val | | | |
| 442 | 76527 | Richemont | | | |
| 443 | 76528 | Rieux | | | |
| 444 | 76529 | Riville | | | |
| 445 | 76530 | Robertot | | | |
| 446 | 76531 | Rocquefort | | | |
| 447 | 76532 | Rocquemont | | | |
| 448 | 76533 | Rogerville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 449 | 76534 | Rolleville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 450 | 76535 | Roncherolles-en-Bray | | | |
| 451 | 76537 | Ronchois | | | |
| 452 | 76538 | Rosay | | | |
| 453 | 76541 | Roumare | | | |
| 454 | 76542 | Routes | | | |
| 455 | 76543 | Rouville | | | |
| 456 | 76544 | Rouvray-Catillon | | | |
| 457 | 76545 | Rouxmesnil-Bouteilles | | | |
| 458 | 76546 | Royville | | | |
| 459 | 76547 | La Rue-Saint-Pierre | | | |
| 460 | 76548 | Ry | | | |
| 461 | 76549 | Saâne-Saint-Just | | | |
| 462 | 76551 | Sainneville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 463 | 76553 | Sainte-Agathe-d'Aliermont | | | |
| 464 | 76554 | Saint-Aignan-sur-Ry | | | |
| 465 | 76555 | Saint-André-sur-Cailly | | | |
| 466 | 76556 | Saint-Antoine-la-Forêt | | | |
| 467 | 76557 | Saint-Arnoult | | | |
| 468 | 76559 | Saint-Aubin-de-Crétot | | | |
| 469 | 76562 | Saint-Aubin-le-Cauf | | | |
| 470 | 76563 | Saint-Aubin-Routot | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 471 | 76564 | Saint-Aubin-sur-Mer | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 472 | 76565 | Saint-Aubin-sur-Scie | | | |
| 473 | 76566 | Sainte-Austreberthe | | | |
| 474 | 76567 | Sainte-Beuve-en-Rivière | | | |
| 475 | 76568 | Saint-Clair-sur-les-Monts | | | |
| 476 | 76569 | Sainte-Colombe | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 477 | 76570 | Saint-Crespin | | | |
| 478 | 76571 | Sainte-Croix-sur-Buchy | | | |
| 479 | 76572 | Saint-Denis-d'Aclon | | | |
| 480 | 76573 | Saint-Denis-le-Thibault | | | |
| 481 | 76574 | Saint-Denis-sur-Scie | | | |
| 482 | 76576 | Saint-Eustache-la-Forêt | | | |
| 483 | 76577 | Sainte-Foy | | | |
| 484 | 76578 | Sainte-Geneviève | | | |
| 485 | 76580 | Saint-Georges-sur-Fontaine | | | |
| 486 | 76581 | Saint-Germain-des-Essourts | | | |
| 487 | 76582 | Saint-Germain-d'Étables | | | |
| 488 | 76583 | Saint-Germain-sous-Cailly | | | |
| 489 | 76584 | Saint-Germain-sur-Eaulne | | | |
| 490 | 76585 | Saint-Gilles-de-Crétot | | | |
| 491 | 76586 | Saint-Gilles-de-la-Neuville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 492 | 76587 | Sainte-Hélène-Bondeville | | | |
| 493 | 76588 | Saint-Hellier | | | |
| 494 | 76589 | Saint-Honoré | | | |
| 495 | 76590 | Saint-Jacques-d'Aliermont | | | |
| 496 | 76592 | Saint-Jean-de-Folleville | | | |
| 497 | 76593 | Saint-Jean-de-la-Neuville | | | |
| 498 | 76594 | Saint-Jean-du-Cardonnay | | | |
| 499 | 76595 | Saint-Jouin-Bruneval | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 500 | 76596 | Saint-Laurent-de-Brèvedent | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 501 | 76597 | Saint-Laurent-en-Caux | | | |
| 502 | 76598 | Saint-Léger-aux-Bois | | | |
| 503 | 76600 | Saint-Léonard | | | |
| 504 | 76601 | Saint-Lucien | | | |
| 505 | 76602 | Saint-Maclou-de-Folleville | | | |
| 506 | 76603 | Saint-Maclou-la-Brière | | | |
| 507 | 76604 | Saint-Mards | | | |
| 508 | 76605 | Sainte-Marguerite-sur-Mer | | | |
| 509 | 76606 | Morienne | | | |
| 510 | 76609 | Sainte-Marie-au-Bosc | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 511 | 76610 | Sainte-Marie-des-Champs | | | |
| 512 | 76611 | Saint-Martin-aux-Arbres | | | |
| 513 | 76612 | Saint-Martin-au-Bosc | | | |
| 514 | 76613 | Saint-Martin-aux-Buneaux | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 515 | 76615 | Saint-Martin-du-Bec | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 516 | 76616 | Saint-Martin-du-Manoir | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 517 | 76619 | Saint-Martin-le-Gaillard | | | |
| 518 | 76620 | Saint-Martin-l'Hortier | | | |
| 519 | 76621 | Saint-Martin-Osmonville | | | |
| 520 | 76622 | Saint-Maurice-d'Ételan | | | |
| 521 | 76623 | Saint-Michel-d'Halescourt | | | |
| 522 | 76624 | Saint-Nicolas-d'Aliermont | | | |
| 523 | 76626 | Saint-Nicolas-de-la-Haie | | | |
| 524 | 76627 | Saint-Nicolas-de-la-Taille | | | |
| 525 | 76628 | Saint-Ouen-du-Breuil | | | |
| 526 | 76629 | Saint-Ouen-le-Mauger | | | |
| 527 | 76630 | Saint-Ouen-sous-Bailly | | | |
| 528 | 76632 | Saint-Pierre-Bénouville | | | |
| 529 | 76635 | Saint-Pierre-des-Jonquières | | | |
| 530 | 76637 | Saint-Pierre-en-Port | | | |
| 531 | 76638 | Saint-Pierre-en-Val | | | |
| 532 | 76641 | Saint-Pierre-le-Vieux | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 533 | 76642 | Saint-Pierre-le-Viger | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 534 | 76644 | Saint-Rémy-Boscrocourt | | | |
| 535 | 76645 | Saint-Riquier-en-Rivière | | | |
| 536 | 76646 | Saint-Riquier-ès-Plains | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 537 | 76647 | Saint-Romain-de-Colbosc | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 538 | 76649 | Saint-Saire | | | |
| 539 | 76650 | Saint-Sauveur-d'Émalleville | | | |
| 540 | 76651 | Saint-Sylvain | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 541 | 76652 | Saint-Vaast-d'Équieville | | | |
| 542 | 76653 | Saint-Vaast-Dieppedalle | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 543 | 76654 | Saint-Vaast-du-Val | | | |
| 544 | 76656 | Saint-Victor-l'Abbaye | | | |
| 545 | 76657 | Saint-Vigor-d'Ymonville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 546 | 76658 | Saint-Vincent-Cramesnil | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 547 | 76660 | Sandouville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 548 | 76662 | Sassetot-le-Malgardé | | | |
| 549 | 76663 | Sassetot-le-Mauconduit | | | |
| 550 | 76664 | Sasseville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 551 | 76665 | Sauchay | | | |
| 552 | 76666 | Saumont-la-Poterie | | | |
| 553 | 76667 | Sauqueville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|---------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 554 | 76668 | Saussay | | | |
| 555 | 76669 | Saussezemare-en-Caux | | | |
| 556 | 76670 | Senneville-sur-Fécamp | | | |
| 557 | 76671 | Sept-Meules | | | |
| 558 | 76672 | Serqueux | | | |
| 559 | 76673 | Servaville-Salmonville | | | |
| 560 | 76675 | Sierville | | | |
| 561 | 76676 | Sigy-en-Bray | | | |
| 562 | 76677 | Smermesnil | | | |
| 563 | 76678 | Sommery | | | |
| 564 | 76679 | Sommesnil | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 565 | 76680 | Sorquainville | | | |
| 566 | 76683 | Sotteville-sur-Mer | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 567 | 76684 | Tancarville | | | |
| 568 | 76685 | Thérouldeville | | | |
| 569 | 76686 | Theuville-aux-Maillots | | | |
| 570 | 76688 | Thiergeville | | | |
| 571 | 76689 | Thiétreville | | | |
| 572 | 76690 | Thil-Manneville | | | |
| 573 | 76691 | Le Thil-Riberpré | | | |
| 574 | 76692 | Thiouville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 575 | 76693 | Le Tilleul | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 576 | 76694 | Tocqueville-en-Caux | | | |
| 577 | 76695 | Tocqueville-les-Murs | | | |
| 578 | 76697 | Torcy-le-Grand | | | |
| 579 | 76698 | Torcy-le-Petit | | | |
| 580 | 76699 | Le Torp-Mesnil | | | |
| 581 | 76700 | Tôtes | | | |
| 582 | 76702 | Touffreville-la-Corbeline | | | |
| 583 | 76703 | Touffreville-sur-Eu | | | |
| 584 | 76706 | Tourville-les-Ifs | | | |
| 585 | 76707 | Tourville-sur-Arques | | | |
| 586 | 76708 | Toussaint | | | |
| 587 | 76710 | Trémauville | | | |
| 588 | 76711 | Le Tréport (écart) | | | |
| 589 | 76712 | La Trinité-du-Mont | | | |
| 590 | 76714 | Les Trois-Pierres | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 591 | 76715 | Trouville | | | |
| 592 | 76716 | Turretot | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 593 | 76718 | Valliquerville | | | |
| 594 | 76719 | Valmont | | | |
| 595 | 76720 | Varengeville-sur-Mer | | | |
| 596 | 76721 | Varneville-Bretteville | | | |

| Nombre | Code INSEE | Nom de la commune | Nom de la commune déléguée | Code INSEE inactif | EPCI détenteur de la compétence |
|--------|------------|-------------------------|----------------------------|--------------------|--|
| 597 | 76723 | Vassonville | | | |
| 598 | 76724 | Vatierville | | | |
| 599 | 76725 | Vattetot-sous-Beaumont | | | |
| 600 | 76726 | Vattetot-sur-Mer | | | |
| 601 | 76727 | Vatteville-la-Rue | | | |
| 602 | 76728 | La Vaupalière | | | |
| 603 | 76730 | Veauville-lès-Quelles | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 604 | 76731 | Vénestanville | | | |
| 605 | 76732 | Butot-Vénesville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 606 | 76733 | Ventes-Saint-Rémy | | | |
| 607 | 76734 | Vergetot | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 608 | 76735 | Veules-les-Roses | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 609 | 76736 | Veulettes-sur-Mer | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 610 | 76737 | Vibeuf | | | |
| 611 | 76738 | Vieux-Manoir | | | |
| 612 | 76739 | Vieux-Rouen-sur-Bresle | | | |
| 613 | 76740 | La Vieux-Rue | | | |
| 614 | 76741 | Villainville | | | Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire |
| 615 | 76743 | Villers-Écalles | | | |
| 616 | 76744 | Villers-sous-Foucarmont | | | |
| 617 | 76745 | Villy-sur-Yères | | | |
| 618 | 76746 | Vinnemerville | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 619 | 76747 | Virville | | | |
| 620 | 76748 | Vittefleur | | | Communauté de Communes de la Côte d'Albâtre |
| 621 | 76749 | Wanchy-Capval | | | |
| 622 | 76751 | Yébleron | | | |
| 623 | 76752 | Yerville | | | |
| 624 | 76754 | Yport | | | |
| 625 | 76755 | Ypreville-Biville | | | |
| 626 | 76756 | Yquebeuf | | | |
| 627 | 76757 | Yvecrique | | | |
| 628 | 76758 | Yvetot (écart) | | | |

**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**

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

19-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

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

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES | 4 |
| Article 1 — Service concédé | 4 |
| Article 2 — Ouvrages concédés | 5 |
| Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession | 6 |
| Article 4 — Redevances..... | 7 |
| Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre..... | 7 |
| CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION | 8 |
| Article 6 — Raccordements au réseau concédé | 8 |
| Article 7 — Renforcements du réseau concédé | 10 |
| Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement | 11 |
| Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages | 12 |
| Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité..... | 13 |
| Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire | 14 |
| Article 12 — Utilisation des voies publiques | 18 |
| Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession | 19 |
| Article 14 — Conditions d'exécution des travaux | 19 |
| CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX..... | 23 |
| Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique | 23 |
| Article 16 — Insertion des énergies renouvelables | 23 |
| Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux | 25 |
| Article 18 — Aménagement de l'espace urbain..... | 25 |
| Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques | 26 |
| Article 20 — Déploiement des compteurs communicants | 26 |
| Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité | 27 |
| Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique | 28 |
| Article 23 — Territoires à énergie positive | 30 |
| Article 24 — Service de flexibilité local | 30 |
| Article 25 — Réseaux électriques intelligents..... | 31 |
| Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale | 31 |
| CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS..... | 33 |
| Article 27 — Principes généraux..... | 33 |
| Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente..... | 34 |
| Article 29 — Branchements | 37 |
| Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution | 38 |
| Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation..... | 38 |
| Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés | 40 |

| | |
|--|-----------|
| Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle | 41 |
| Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle | 42 |
| Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée..... | 43 |
| Article 36 — Continuité de service..... | 45 |
| Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée..... | 45 |
| Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau | 46 |
| Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité | 47 |
| Article 40 — Traitement des réclamations..... | 49 |
| CHAPITRE V TARIFICATION..... | 51 |
| Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente..... | 51 |
| Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes | 52 |
| CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION | 54 |
| Article 43 — Inventaire des ouvrages | 54 |
| Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité | 55 |
| Article 45 — Cartographie du réseau | 57 |
| Article 46 — Pénalités..... | 57 |
| Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations..... | 58 |
| CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION..... | 59 |
| Article 48 — Durée de la concession..... | 59 |
| Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession..... | 59 |
| CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES | 61 |
| Article 50 — Conciliation et contestations | 61 |
| Article 51 — Impôts, taxes et contributions | 61 |
| Article 52 — Modalités d'application de la TVA..... | 62 |
| Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution..... | 63 |
| Article 54 — Élection de domicile | 63 |
| Article 55 — Documents annexés au cahier des charges..... | 63 |

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime (SDE76), autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 2 — Ouvrages concédés

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

☞ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

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

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

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

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

☞ Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

☞ Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

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

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

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

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

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

Article 4 — Redevances

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

☞ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.

Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

☞ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.

CHAPITRE II

INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

Article 6 — Raccordements au réseau concédé

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

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

☞ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

☞ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

☞ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une

liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;

- jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;
- transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.

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

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

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

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

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

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

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

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

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

1° Raccordement des installations sans production d'électricité

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

2° Raccordement des installations avec production d'électricité

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

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est

nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

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

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

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

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

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

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

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

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

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

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

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

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

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en

application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

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

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

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

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

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

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

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

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

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

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

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

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages

A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

☞ Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

☞ Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés

1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

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

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulés par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

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

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

1. Cas général

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

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

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

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

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

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.
La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A) Schéma directeur et programmes d'investissements

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

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;

² La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

☞ Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.

☞ A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.

1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

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

Le schéma directeur définit des valeurs repères³ en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

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

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

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de 4 ans⁴, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges.

☞ Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :

- *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion :*
 - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation*

³ A adapter selon le type de territoire

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

des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;

- *les exigences environnementales ;*
- *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
- *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones⁵.

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

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

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

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

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

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

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

⁵ Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

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

Chacun de ces programmes pluriannuels figurant successivement en annexe au présent cahier des charges est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

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

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

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

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

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

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

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

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

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

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

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

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

Article 12 — Utilisation des voies publiques

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

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

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

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

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

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

Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 14 — Conditions d'exécution des travaux

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions

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

d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

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

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

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

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

☞ Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : camae.enedis.fr.

En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

☞ Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.

☞ Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

☞ Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.

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

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.

3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

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

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

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

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

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

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

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

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

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

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

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

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

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

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

☞ *A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : www.capareseau.fr*

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

☞ *A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.*

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

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

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

☞ *Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.*

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

☞ Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

☞ L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

⌘ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.

⌘ Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

⌘ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

⌘ Conformément aux articles L.111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le

contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

☞ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.

☞ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

☞ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

☞ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant à réduire les pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

☞ Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

☞ Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

☞ Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

☞ A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

☞ Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

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

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

☞ Conformément à l'article L. 337-3-1 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.

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

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

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

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

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

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

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

Article 23 — Territoires à énergie positive

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

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

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

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

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

Article 24 — Service de flexibilité local

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

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

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

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

Dans ce cadre, il veille :

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

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

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

Article 25 — Réseaux électriques intelligents

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

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

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

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

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

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

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

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

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

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

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

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

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

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

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution :

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

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

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

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

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

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

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

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

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

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

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

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

A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La date de la demande d'accès est :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

D) Accès des producteurs au réseau

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

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;
⌘ La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : www.enedis.fr
- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

Article 29 — Branchements

A) Périmètre technique

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

- à l'aval :
 - aux bornes de sortie du disjoncteur⁷, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
 - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

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

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

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

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

B) Branchements collectifs

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

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

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

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

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

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

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1^{er} du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles qui ne font pas partie des ouvrages concédés pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires de ces ouvrages les interventions réalisées et les met en demeure de réaliser les travaux nécessaires.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

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

A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

C) Mise sous tension

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

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

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

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

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

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

A) Basse tension

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

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

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

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

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

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

B) Haute tension

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

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

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

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

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée

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

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

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

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

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

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

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

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

B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

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

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

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

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

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;

- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

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

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

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

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

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

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

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

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

⚡ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.

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

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

Article 36 — Continuité de service

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

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

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

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

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

A) En basse tension

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

changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

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

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

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

B) En haute tension

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

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

Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un 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 gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

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

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

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

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une

organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

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

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

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

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

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

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

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

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

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

A) Accueil des clients

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

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

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

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

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

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

B) Informations et conseils aux clients

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

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

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

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

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

Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :

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

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

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

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

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

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

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

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

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

D) Modalités de facturation et de paiement

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

☞ A la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

☞ A la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :

- *le prélèvement automatique,*
- *le télé-règlement,*
- *la carte bancaire,*
- *le chèque,*
- *le TIP,*
- *en espèces dans les bureaux de poste.*

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

☞ Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

☞ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

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

Article 40 — Traitement des réclamations

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

☞ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

☞ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

☞ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.

La saisine du médiateur national de l'énergie :

- *ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
- *doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
- *peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

CHAPITRE V

TARIFICATION

Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;
 - ⌘ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*
 - période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
 - puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
 - tension de raccordement ;
 - consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
 - durée des contrats.
- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;
- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;
 - ⌘ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*
- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.
 - ⌘ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

⌘ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes

A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : www.enedis.fr. Il communique également ces informations sur simple demande.

CHAPITRE VI

COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

Article 43 — Inventaire des ouvrages

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

⚡ L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

⚡ Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
 - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
 - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
 - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

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

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

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

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

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

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1^{er} juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

☞ Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.

Par exception, ce compte-rendu est communiqué à l'autorité concédante au plus tard le 30 juin pour les comptes rendus afférents à l'activité des années civiles 2016 et 2017.

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
 - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
 - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
 - le chiffre d'affaires ;
 - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

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

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

4°) La consistance du patrimoine concédé :

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

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

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

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

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

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Article 45 — Cartographie du réseau

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000^{ème}) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000^{ème}) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

Article 46 — Pénalités

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

CHAPITRE VII

TERME DE LA CONCESSION

Article 48 — Durée de la concession

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 30 ans, à compter du 25 février 2019, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

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

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

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

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

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

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

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

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

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
 - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
 - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué⁸ par référence au TMO,

⁸ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

⚡ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.

- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

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

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

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

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

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

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

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

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

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application du contrat de concession du 24 février 1994 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

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

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

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

⚡ Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.

C) TVA sur réfections de voirie publique

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la TVA.

☞ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confiés à des entreprises extérieures.

☞ Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1^{er} janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

Article 54 — Élection de domicile

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution :
Enedis
9 Place de la Pucelle
76024 Rouen Cedex.
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :
EDF
137 rue de Luxembourg
59777 EURALILLE.

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :

- la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
 - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
 - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,
 - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;
-
- Annexes 2, 2A et 2B, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;
 - Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
 - Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
 - Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
 - Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
 - Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
 - Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
 - Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

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

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

ANNEXE 1

ARTICLE 1

OBJET

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

Accusé de réception Ministère de l'Intérieur

25/05/2019 11:07:17

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

ARTICLE 2

REDEVANCE DE CONCESSION

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

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

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

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

- o si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
 - o si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole² ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
 - o si l'autorité concédante est une métropole² ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
 - **ING₀**,
valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année 1993, c'est-à-dire la valeur **ING₀** du contrat de concession signé entre les parties le 25 février 1994, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
 - **ING**, index « ingénierie »³ ;

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

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

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

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

2.2.2.1. Part R1 calculée

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

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

où $R1_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 désignent respectivement les valeurs L_C , P_C , P_D et ING retenues pour ledit calcul.

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

Le montant provisoire de $R1_1$ ainsi calculé est de 575 895,21 euros, par application des valeurs suivantes* :

- L_{C1} : 14 249,91 km,
- P_{C1} : 411 028 habitants,
- P_{D1} : 1 028 256 habitants,
- D : 30 ans,
- ING_1 : 904,9,
- ING_0 : 556,6,

* N.B. : détermination de L_{C1} , P_{C1} , P_{D1} et ING_1 selon les dernières publications disponibles à la date de signature du contrat,

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 :

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

où :

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

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

2.2.2.2. Part R1 à verser

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

a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

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

| Population de la concession (P_c) | Montant minimal de $R1_1$ (en euros) |
|--|--------------------------------------|
| 70 000 habitants $\leq P_c < 100$ 000 habitants | 30 000 |
| 100 000 habitants $\leq P_c < 200$ 000 habitants | 120 000 |
| 200 000 habitants $\leq P_c < 300$ 000 habitants | 190 000 |
| 300 000 habitants $\leq P_c < 450$ 000 habitants | 240 000 |
| 450 000 habitants $\leq P_c$ | 360 000 |

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

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

b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1₁** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$) euros, soit 765 949,51 euros.

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

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

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

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

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

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement ou de toute opération d'effacement HTA rendue nécessaire par un effacement sur le réseau BT ne satisfaisant pas aux critères d'éligibilité décrits à l'article 5 de la présente annexe, 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,

- après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

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

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

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

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

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à **P_C** ;
- si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole⁵ ou d'une communauté urbaine : **P_D** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
- si l'autorité concédante est une métropole⁵ ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P_D** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **ING_n**, index « ingénierie »³ du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*⁶ ;
- **ING₂₀₁₆**, valeur de l'index « ingénierie »³ du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- **C**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des investissements de rénovation de canalisations collectives et des dérivations individuelles associées établies avant la date mentionnée au B) de l'article 29 du présent cahier des charges, dans l'habitat existant et dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine (ANRU) ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre soutenues par l'ANAH ou l'ADEME ou par d'autres dispositifs d'aides publiques ayant le même objet de réhabilitation, conformément à l'article 29, sous réserve de la production des éléments suivants :
 - justificatif de l'éligibilité de l'opération,

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

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

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

- convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et d'intégration dans la concession des branchements collectifs électriques et fixant la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.
- I, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

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

La prise en compte dans les termes I et C des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

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

Le montant à prendre en compte au titre des termes I et C est déterminé :

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

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte en année *n* ne peut excéder pour chacun des deux termes, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

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

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

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

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

2.3.2.1. Part R2 calculée

A) Choix de la formule de calcul

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

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

ou

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

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.

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

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

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

L'autorité concédante opte en début de contrat pour la formule de calcul suivante

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

L'autorité concédante opte pour cette formule de calcul à titre non définitif et se réserve le droit de changer de formule de calcul en application de l'alinéa 2 du a) du 2.3.2.1.

2.3.2.2. Part R2 à verser

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

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

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

Lorsque l'autorité concédante est une métropole⁷ ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, des modalités locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

2.3.2.3. Clause de revoyure

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

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

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

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

où :

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

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 :

⁷ Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité SDE76 – Cahier des charges – Annexe 1

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

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

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

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

ARTICLE 3 REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL

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

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

ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

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

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre

programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

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

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

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

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

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans un périmètre de 500 m⁸ 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 toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 85 % 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 50 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

⁸ On indiquera ici une distance, par exemple 500 m, ou l'on annexera un plan délimitant la zone où les réseaux de la concession sont établis en technique discrète.

ARTICLE 5
MAITRISE D'OUVRAGE

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit⁹ :

| Origine des travaux | Nature des travaux | Catégorie de communes | | |
|--|---|-----------------------|------------|-------------|
| | | Urbaine (A) | Rurale (B) | Urbaine (C) |
| Renforcements | | | | |
| Levée de contrainte électrique des réseaux BT | Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé | Enedis | SDE76 | Enedis |
| Levée de contrainte électrique des réseaux HTA | Renforcement des réseaux HTA | Enedis | Enedis | Enedis |
| Sécurisation | | | | |
| Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé | Sécurisation des réseaux BT | Enedis | SDE76 | Enedis |
| Raccordement | | | | |
| Extensions HTA | Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives (C1 à C3) | Enedis | Enedis | Enedis |
| Extensions BT | Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale) (C4 et C5) | Enedis | SDE76 | Enedis |
| | Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale | Enedis | SDE76 | SDE76 |
| | Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC | Enedis | SDE76 | SDE76 |
| | Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC | Enedis | SDE76 | SDE76 |

⁹ Le cas échéant, une 3ème catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35%.

| | | | | |
|--|---|--------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) | Enedis | Enedis | Enedis |
| | Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanée avec une installation individuelle de consommation | Enedis | SDE76 | Enedis |
| | Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation | Enedis | SDE76 | SDE76 |
| | Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production | Enedis | Enedis | Enedis |
| Branchements | Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension | Enedis | Enedis | Enedis |
| | Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension | Enedis | Enedis | Enedis |
| | Branchement de toute installation de production | Enedis | Enedis | Enedis |
| Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs | Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) | Enedis | SDE76 | SDE76 |
| | Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) | Enedis | Enedis | Enedis |
| Intégration des ouvrages dans l'environnement | Effacement (BT) | SDE76 | SDE76 | SDE76 |
| | Effacement (HTA) | Enedis | Enedis (par exception, SDE76*) | Enedis (par exception, SDE76*) |
| Déplacements d'ouvrage | Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers | Enedis | Enedis | Enedis |

** Afin de respecter les principes de répartition locale de la maîtrise d'ouvrage précisés dans l'accord-cadre du 21 décembre 2017, tout en permettant au SDE76 d'assurer l'égalité d'accès au réseau de ses adhérents, ainsi que l'efficacité de réalisation des chantiers, le SDE76 est maître d'ouvrage par exception des effacements HTA rendus nécessaires par les effacements sur le réseau BT dont il est maître d'ouvrage, sur les communes de catégorie "B" rurale et "C" urbaine.*

Le niveau d'intervention du SDE76 sur le réseau HTA (en km d'effacement HTA rendus nécessaires par les effacements sur le réseau BT) est plafonné sur la durée du contrat à 25 km de linéaire HTA par PPI de 4 ans.

*La quantité prévisionnelle d'ouvrages de ce type à réaliser par le SDE76 sera inscrite dans chaque PPI.
La liste des chantiers éligibles sera définie, chantier par chantier, conjointement par les parties à l'occasion de l'établissement de chaque programme annuel.*

Sur la période d'un PPI donné, le dépassement de ce plafond rendra inéligible à la VRG et à la R2 toute opération d'effacement HTA sous maîtrise d'ouvrage du SDE76.

En outre, sans préjudice de la répartition de la maîtrise d'ouvrage en matière de branchement précisée dans le tableau ci-dessus, le SDE76 est habilité à modifier/déplacer et/ou reprendre les branchements existants dans le cadre d'opérations de renforcement, d'effacement, de sécurisation dont il est maître d'ouvrage.

Enfin, sans préjudice de la répartition de la maîtrise d'ouvrage en matière de renforcement, la mutation de transformateurs à iso-enveloppe nécessitée pour maintenir la bonne qualité de la distribution sur une commune rurale "B" est confiée à Enedis pour des raisons de simplification des actes d'exploitation.

B) Définitions

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

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

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Dans le tableau ci-dessus, les catégories de communes sont définies comme suit :

Catégorie A : communes urbaines (sauf celles de la catégorie C ci-dessous).

Catégorie B : communes rurales.

Catégorie C : communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes urbaines d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de SDE76 – Cahier des charges – Annexe 1

branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

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

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

ARTICLE 6

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

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

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

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

ARTICLE 7

TRAVAUX SOUS TENSION

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

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

ARTICLE 8

COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

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

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

1° Caractéristiques de la concession

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

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

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

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
 - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
 - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
 - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
 - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
 - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
 - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau

- dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
 - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

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

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel¹⁰ (en minutes)
 - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
 - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
 - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
 - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
 - dont aérien
 - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
 - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
 - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
 - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues

¹⁰ Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

- dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté¹¹
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

¹¹ 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.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

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

6° Indicateurs de satisfaction des clients

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

7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
 - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
 - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
 - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
 - Production stockée et immobilisée,
 - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
 - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
 - Total des autres produits d'exploitation,
 - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
- Charges de personnel,
- Redevances de concession,
- Impôts et taxes,
- Charges centrales et autres charges d'exploitation,
- Charges calculées :
 - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
 - autres amortissements,
 - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute des ouvrages
 - Amortissement cumulés
 - Valeur nette comptable
 - Provisions pour renouvellement cumulées
 - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
 - Valeur brute au 1^{er} janvier
 - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
 - Retraits en valeur brute dans l'année
 - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

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

1° Caractéristiques de la concession

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation¹² des clients de la concession au 31 décembre
 - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
 - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
 - par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

¹² Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

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

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

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

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

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

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré¹³, au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale¹⁴
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice¹⁵

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

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

¹³ A la date de signature du présent contrat : le 1^{er} novembre de l'année dont il est rendu compte

¹⁴ A la date de signature du présent contrat : du 1^{er} janvier au 31 mars inclus et du 1^{er} novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

¹⁵ L'information sera communiquée à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie

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

- Nombre total de réclamations écrites¹⁶ reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie¹⁷ :
 - o Accueil
 - o Conseil et services
 - o Contrat
 - o Facturation
 - o Qualité de fourniture et réseau
 - o Recouvrement
 - o Relation avec le distributeur
 - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

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

3° Eléments financiers de la concession :

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

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

ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE

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

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

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins trois mois¹⁸ avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.

¹⁶ Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

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

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

Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à deux mois¹⁹.

B) Organisation de la mission de contrôle

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

C) Déroulement de la mission de contrôle

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

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

D) Informations sensibles

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté²⁰ à cet effet.

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

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

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

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

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 4 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 4 semaines.

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

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

²⁰ Conformément à la législation en vigueur

ARTICLE 10

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

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

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1^{er} du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque²¹ et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

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

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

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

ARTICLE 11

EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

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

ARTICLE 12

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

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

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

ARTICLE 13
AUTRES ADAPTATIONS LOCALES DU CONTRAT

Article 2 – Paragraphe 2.2.2.1

Au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et suite à la prise d'effet de celui-ci, le calcul définitif de la part R1 de la redevance de concession sera adressé par courrier à l'autorité concédante par le gestionnaire du réseau de distribution. L'accord sur le montant final se fera par échange de courrier entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Modalités de renouvellement des conventions à enjeux

Les conventions à enjeux, listées ci-dessous, sont renouvelées concomitamment à la signature du présent contrat de concession. Leur durée est alignée sur celle du premier PPI.

A l'approche de l'échéance de chacune d'entre elles, les parties conviennent de se rapprocher systématiquement pour étudier les modalités de leur renouvellement éventuel.

| Nom de la convention | Descriptif de la convention |
|---|---|
| TST HTA | Convention de prestations Enedis en travaux sous tension et en moyens de réalimentation pour le compte du SDE76 |
| Extranet cartographie | Convention relative à l'utilisation du service "Extranet Carto" d'Enedis de consultation de la cartographie des réseaux concédés |
| Cartographie Moyenne Echelle | Convention relative à la cartographie moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du SDE76 |
| Cartographie Grande Echelle | Convention relative à la cartographie grande échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du SDE76 |
| e-Plans | Convention relative à l'utilisation de l'application e-Plans, outil de dématérialisation des échanges relatifs à l'établissement de nouveaux ouvrages concédés |
| Communication de données techniques relatives à l'état de charge des départs BT | Convention ayant pour but de définir la liste et les modalités de communication des données techniques relatives aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur la zone de maîtrise d'ouvrage du SDE76 pour les catégories de commune B et C, entre Enedis et le SDE76. |
| Transition énergétique | Convention visant à définir et organiser le partenariat autour de la transition énergétique entre Enedis et le SDE76. |

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

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

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :

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

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :

Enedis
Adresse de la Direction Territoriale

IV – CONTRAT :

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

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :

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

VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :

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

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

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

MAITRE D'OUVRAGE
Fait à :
Le :
Cachet du maître d'ouvrage
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC
Fait à :
Le :
Cachet
Signature

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

| NATURE ET SITUATION DES BIENS | | | | | | FINANCEMENT | | REMISE DES OUVRAGES | MANDATS | MONTANTS (EUROS) | | |
|----------------------------------|--------------------------------|--|--|--------------------|---|--|---|------------------------------------|---------------------|------------------|------------|-------------|
| N° affaire Enedis (ex. 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

ANNEXE 2

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT

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

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

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

Réception par le préfet : 12/02/2019

Article 1 – Principes généraux de la démarche

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

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

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

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

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

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

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;

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

Article 2 – Diagnostic technique

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

Les points suivants sont notamment évoqués :

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

Article 3 – Evolution des besoins

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

Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur

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

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés

par les préfectures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;

- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

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

Elles orienteront les choix d'investissements.

Article 5 – L'identification des leviers

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers abordés sont :

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

Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels

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

Il définit les priorités de la période :

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

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

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

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de

renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

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

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT

| Gestionnaire du réseau de distribution | |
|---|-----------------|
| Ouvrages | Quantité |
| Renouvellement BT fils nus | |
| Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné) | |
| ... | |

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

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT

| Gestionnaire du réseau de distribution | |
|--|-----------------|
| Ouvrages | Quantité |
| Création de points de coupure télécommandés | |
| Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air | |
| | |
| Autorité concédante | |
| Ouvrages | Quantité |
| Renforcement d'un poste HTA - BT | |
| xxxx | |
| | |

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

| Réseau HTA | |
|--|-----------------|
| Ouvrages | Quantité |
| Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI | |
| Lignes aériennes HTA | |

| | |
|---|--|
| sécurisées (PAC) | |
| Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV) | |
| Renouvellement lignes aériennes | |
| Renouvellement ou ajout d'OMT | |
| | |
| | |

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

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

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

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

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

| Finalité d'investissement | Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016) |
|---|--|
| I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs | Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné) |

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

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

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

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

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

A) Suivi technique

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

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

Exemple :

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

B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi selon les dispositions de l'annexe 2B, sur la base du modèle ci-dessous :

| Suivi année n des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI | | | | |
|---|--|----------------------|-----------------------------------|--------------|
| Dépenses d'investissement (M€) | Total Prévisions d'investissements PPI | Réalisé de l'année n | Réalisé en cumulé à fin d'année n | Commentaires |
| I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs (pour les projets sélectionnés selon chapitre 2) | | | | |
| II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine | | | | |
| II.1 Investissements pour la performance du réseau | | | | |
| Renforcement des réseaux | | | | |
| Climatique-sécurisation | | | | |
| Modernisation des réseaux dont Smart-Grids | | | | |
| Linky | | | | |
| II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes | | | | |
| Environnement (article 8, intégration des ouvrages) | | | | |

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

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

| | | | | |
|---|--|--|--|--|
| Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB) | | | | |
| Modification d'ouvrages à la demande de tiers | | | | |

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

Article 8 - Schéma directeur et gouvernance

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat figure à l'annexe 2A du cahier des charges de concession. Les modalités de gouvernance convenues localement y sont également précisées.

Article 9 - Programmes pluriannuels

Le programme pluriannuel d'investissements établi pour la période 2019-2022 entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est inséré à l'annexe 2B du cahier des charges de concession. Cette annexe est mise à jour par avenant, le nouveau programme succédant au précédent.

ANNEXE 2A

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Article 1- Schéma directeur

1.1 - Principes

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est responsable de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien du réseau et de son développement. A ce titre, le gestionnaire du réseau de distribution définit, pilote et réalise, dans le cadre des grandes orientations fixées en concertation avec l'autorité concédante lors de l'élaboration partagée du diagnostic technique, les investissements sur le réseau de distribution d'électricité.

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

| | | |
|--------------------|---------------|--|
| Long terme | 30 ans | <i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire de la concession avec prise en compte d'enjeux majeurs, traduit par un schéma directeur</i> |
| Moyen terme | 4 ans | <i>Programmes pluriannuels d'investissements</i> |
| Court terme | 1 an | <i>Programmes de travaux annuels</i> |

Le schéma directeur du contrat de concession intègre les principes suivants :

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

Le schéma directeur sera décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements. Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'une consultation entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

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

1.2 - Schéma Directeur des Investissement

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

Ainsi, pour définir les orientations à long terme des investissements sur le réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de distribution a pris en compte les tendances d'évolution des puissances et consommations sur la concession, les résultats obtenus en termes de qualité et les éléments fournis par l'autorité concédante.

Le schéma directeur définit, en lien avec les enjeux identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, des valeurs repères. Ces dernières constituent des objectifs pour élaborer et orienter les investissements sur le réseau, les parties devant mobiliser les moyens nécessaires dans les PPI successifs.

1.3 - Révision du schéma directeur

Le schéma directeur peut faire l'objet d'une révision tous les huit ans, dans les conditions suivantes :

- au cours du mois de janvier de la dernière année du PPI en cours, les parties se rencontreront pour convenir d'un calendrier de travaux conjoints permettant, sous un délai d'un an maximum, la révision du schéma directeur ;
- ces travaux intégreront l'actualisation du diagnostic technique de la concession, dans les conditions prévues à l'article 2.2 ci-dessus. Ils devront permettre d'actualiser ou de réviser les orientations d'investissements, en s'appuyant sur des leviers de travaux et des valeurs repères adéquats.
- cette révision du schéma directeur fera l'objet d'un avenant au contrat de concession.

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

- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire de la concession ;
- et, en tout état de cause, chaque fois que les parties le jugeront utile.

Dans ce cas, les parties se rencontreront pour convenir d'un calendrier de travaux conjoints permettant, sous un délai d'un an maximum, la révision du schéma directeur dans les conditions prévues à l'article 4.1 ci-dessus.

Dans tous les cas où les parties décideront de réviser le schéma directeur, cette révision se fera de manière concertée entre les parties, et fera l'objet d'un avenant au contrat de concession.

Article 2 - Diagnostic technique

2.1 - Contenu

Le diagnostic technique de la concession, basé sur l'analyse de la chronique 2012-2016, a été établi par les parties de façon concertée.

Il est joint en annexe de ce document, dans sa version 1.7.

2.2 - Actualisation

Dans le cadre de l'élaboration de chaque PPI, soit tous les quatre ans, les Parties se rencontreront pour convenir de l'actualisation du diagnostic technique.

Son actualisation devra être réalisée 3 mois avant le terme du PPI en cours afin :

- d'examiner si une mise à jour du schéma directeur des investissements (SDI) doit être envisagée,
- d'élaborer le programme pluriannuel d'investissements (PPI) suivant.

Les parties mettront tout en œuvre pour garantir que les échanges de données et les réunions nécessaires permettront le respect de ce délai.

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

Le diagnostic actualisé sera ensuite intégré conjointement au nouveau PPI par avenant au contrat de concession, et soumis en tant que tel à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 3 – Programmes pluriannuels d’investissements et programmes annuels

3.1 - Objet

Afin d’atteindre les objectifs définis par les valeurs repères définies au schéma directeur, le concessionnaire et l’autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes pluriannuels d’investissements par période de 4 ans, et ce, jusqu’au terme normal du contrat de concession. Le premier programme pluriannuel d’investissement 2019-2022 est en annexe 2B.

3.2 - Suivi des programmes pluriannuels d’investissements

Le gestionnaire du réseau produira un bilan annuel complet sur l’état de réalisation du programme pluriannuel d’investissements en cours, ce document étant remis conjointement au compte-rendu d’activité du concessionnaire.

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

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

Ces documents sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

| Suivi de chaque PPI | Date de production | Principale finalité | Contenu |
|-------------------------|------------------------------------|---|---|
| Bilan annuel | 1er juin (avec le CRAC) | Suivi d’exécution et préparation du programme annuel N+1 | <p>Le bilan présente un suivi détaillé des investissements tel que défini à l’article 3.4.2 de la présente annexe.</p> <p>Le bilan annuel rendra ainsi compte de l’état d’avancement pour chaque ligne du programme pluriannuel en termes d’ouvrages réalisés et de montants financiers, par rapport aux engagements (en % ou écart à l’objectif).</p> |
| Bilan provisoire | 30 septembre de la quatrième année | Evaluation de la réalisation du PPI, de l’atteinte des indicateurs d’évaluation et préparation du PPI suivant | <p>Il est établi sur l’avancement à date de la réalisation du programme pluriannuel d’investissements Il s’appuie sur les bilans annuels.</p> <p>Ce bilan quantitatif est réalisé sur la base des tableaux de suivi du programme pluriannuel d’investissements en termes d’ouvrages réalisés et de montants financiers.</p> <p>Ce bilan mesure en outre la contribution des investissements à la réalisation des objectifs du schéma directeur, via l’examen des indicateurs d’évaluation définis à l’annexe 2B</p> <p>Ce bilan des investissements réalisés donne lieu à l’établissement d’un rapport exposant :</p> <ul style="list-style-type: none">- les quantités d’ouvrages par catégorie mis en service au cours du programme pluriannuel d’investissements au regard des objectifs d’investissements attendus,- les quantités d’ouvrages par catégorie mis en service au cours du programme pluriannuel d’investissements portant sur le renouvellement des ouvrages concédés,- la contribution des investissements réalisés à l’atteinte des valeurs repères et plus largement leur pertinence technico-économique, via l’examen des indicateurs d’évaluation définis à l’annexe 2B.- L’analyse des écarts vis-à-vis des indicateurs d’évaluation définis à l’annexe 2B. |

| | | | |
|------------------------|------------------------------|---|--|
| | | | - Les orientations envisagées pour le PPI suivant. |
| Bilan définitif | 1er juin après la fin du PPI | Evaluation financière prévue à l'article 11 du cahier des charges | Le gestionnaire de réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan des investissements pour chaque ligne du programme pluriannuel d'investissements terminé. Dans le cadre du contrôle de concession, l'autorité concédante pourra exiger toute pièce justifiant les quantités et montants présentés sur un échantillon de chantiers dont le nombre sera à fixer d'un commun accord entre les Parties. En cas de non-atteinte par le gestionnaire du réseau de distribution de l'engagement financier total des investissements inscrits au PPI (tel que stipulé à l'article 11 A 4) du cahier des charges de concession, l'autorité concédante pourra mettre en œuvre les dispositions prévues à ce même article. |

3.3 – Etablissement du PPI ultérieur

Les programmes pluriannuels ultérieurs au programme pluriannuel 2019-2022 sont établis de manière concertée entre les Parties, en coordination avec l'actualisation du diagnostic partagé et sur la base du bilan provisoire défini à l'article 3.2.

La préparation de chaque nouveau programme pluriannuel devra intervenir à compter du 30 septembre de la dernière année du programme pluriannuel d'investissements en cours.

Le nouveau programme pluriannuel est ensuite intégré par voie d'avenant au contrat de concession, au plus tard le 31 décembre de la dernière année du précédent programme pluriannuel d'investissements.

En outre, chacun des programmes pluriannuels d'investissements peut être actualisé en tant que de besoin conformément à l'article 11 A 3°) du cahier des charges de concession. Les programmes pluriannuels d'investissements actualisés sont intégrés par voie d'avenant au contrat de concession.

3.4 - Déclinaison des programmes pluriannuels en programme annuel (PA)

3.4.1 - Élaboration des programmes annuels

Chaque programme pluriannuel d'investissements est décliné en programmes annuels listant précisément les travaux à réaliser au cours de l'exercice considéré et garantissant la coordination des maîtrises d'ouvrages respectives.

Le programme annuel de l'année N fait l'objet d'un échange entre les parties avant le 30 novembre de l'année N-1. Chacune des parties fait remonter ses observations sur le programme proposé. Une attention particulière sera portée sur la cohérence des coûts prévisionnels. La validation du programme annuel intervient avant le 31 décembre. L'autorité concédante planifiant progressivement certains des travaux, sur demande des membres et en guichet ouvert, elle apportera les éléments les plus précis disponibles au moment de chaque réunion.

Le programme annuel fixe les objectifs de travaux et de coûts estimés associés pour le gestionnaire de réseau.

Ce programme annuel constitue une partie du programme prévisionnel présenté dans les conférences départementales réunies sous l'égide du préfet, telles que prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Le programme annuel du gestionnaire de réseau détaille :

- les engagements prévus sur l'année N en les inscrivant dans le programme pluriannuel en cours et indiquant la contribution à l'atteinte des objectifs du schéma directeur qui sont visés ;
- une carte des travaux prévus permettant d'identifier chaque chantier et d'associer les informations de détail définies ci-après ;
- la liste des travaux localisables avec les informations suivantes :
 - le libellé explicite du chantier ;
 - la finalité la plus détaillée disponible ;

- le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC ;
 - la localisation, selon les types de travaux : commune principale, adresse, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...
 - les quantités techniques réalisées (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes...)
 - le cas échéant, le libellé de l'objectif du PPI concerné ;
 - le numéro d'affaire ;
 - les montants prévisionnels.
- les autres travaux par masse financière à la maille de la concession.

3.4.2 - Suivi des investissements dans le cadre des programmes annuels

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante réaliseront un état détaillé, chantier par chantier, de l'avancement des travaux mis en service au cours de l'année N-1.

Au plus tard le 1er juin de l'année N, le gestionnaire de réseau communiquera un fichier de suivi de l'ensemble des travaux contenant la liste de l'intégralité des chantiers réalisés en année N-1 sur le territoire de la concession, détaillant *a minima* :

- le libellé explicite du chantier ;
- la finalité la plus détaillée disponible ;
- le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC ;
- la localisation, selon les types de travaux : commune principale, adresse, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...
- les quantités techniques réalisées (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA, postes...)
- le cas échéant, le libellé de l'objectif du PPI concerné ;
- le numéro d'affaire ;
- les montants réalisés ;
- pour chaque élément devant être immobilisé (ETI) et chaque année de réalisation du chantier : quantité réalisée et montant des dépenses (CAPEX).

3.5 – Synthèse des échéances pour la gouvernance

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

| | | |
|--|--|---|
| | | Application de l'article 11 A 4) du cahier des charges de concession le cas échéant |
|--|--|---|

Article 4 – Ambitions partagées et valeurs repères

La qualité des échanges entre l'autorité concédante et Enedis a permis de définir conjointement le socle de l'ambition partagée du schéma directeur d'investissements.

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

- **de garantir un bon niveau de qualité de la distribution d'électricité en poursuivant la fiabilisation du réseau HTA sur la concession ;**
- **d'accompagner la transition énergétique ;**
- **de sécuriser les infrastructures en collaboration avec les services de l'Etat.**

En outre, le gestionnaire de réseau poursuivra la modernisation du réseau et continuera à accompagner le développement des grands projets et la transition énergétique sur le territoire de la concession.

Les valeurs repères associées à ces ambitions sont les suivantes :

| Ambitions, indicateurs associés | Etat initial | Echéance | Valeur repère |
|---|---|------------------|----------------------|
| Ambition 1 : garantir un bon niveau de qualité de la distribution de l'électricité | | | |
| Crit B HIX hors RTE (min) (en moyenne sur la durée du dernier PPI) | Moyenne 2013-2016 : 121 min Moyenne 2014-2017 : 93 min | Terme du contrat | 90 min |
| Km de réseau HTA à risque climatique traité / km de réseau HTA à risque climatique sur principale et secondaire bouclée à fin 2016 <u>Les fortes sections HTA seront fiabilisées</u> | Longueur de réseau HTA en risque avéré sur principale et secondaire bouclée à fin 2016 : 39 km | Terme du contrat | 90 % |
| Km de CPI HTA traités / km de CPI total à fin 2016 | Longueur de câbles souterrains CPI-HTA à fin 2016 : 42 km | Terme du contrat | 90 % |
| Km de CPI BT traités / km de CPI BT à traiter à fin 2016 | Longueur de câbles souterrains CPI-BT à fin 2016 : 5 km | Terme du contrat | 90 % |
| Km de réseau BT FS renouvelés / km de réseau BT FS à renouveler à fin 2016. <u>Cette ambition est portée conjointement par l'AODE</u> | Longueur de BT FS à fin 2016 : 117 km | Terme du contrat | 25 % sous MOA Enedis |
| | | | 70 % sous MOA SDE76 |
| Ambition 2 : accompagner la transition énergétique | | | |

| | | | |
|---|---|--|--------------------------|
| Taux de CMA en tenue de tension à la maille de la concession (en moyenne sur la durée de chaque PPI, à méthode de calcul identique) | Moyenne 2012-2016 : < 1 % | Terme du contrat évalué à chaque PPI | Moyenne inférieure à 1 % |
| Ambition 3 : sécuriser les infrastructures en collaboration avec les services de l'Etat | | | |
| Nombre de postes HTA/BT équipés de capteurs DINO/nombre de postes HTA/BT inondés – risque moyen (centennal) | <p>Nbre de postes HTA/BT inondables à fin 2017 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - env 120 dans le TRI Havre (zone SDE76) - env 20 dans le TRI Rouen (zone SDE76) - env 70 dans le TRI Dieppe (zone SDE76) <p>Risque moyen (=centennal)</p> | Terme du contrat (priorisation sur les 2 derniers PPI) | 15 % |

Diagnostic technique pour la concession du SDE76

Identification : DT-SDE76
Version : 1.7 version finale du 30/08/2018
Nb. de pages : 72

| | |
|---|-----------|
| 1. Diagnostic technique du réseau | 2 |
| 1.1. Description du réseau de distribution de la concession | 2 |
| 1.1.1. Description des zones de desserte | 2 |
| 1.1.2. Description des Postes Sources desservant la concession | 6 |
| 1.1.3. Description du réseau HTA desservant la concession | 8 |
| 1.1.4. Postes HTA/BT | 17 |
| 1.1.5. Description du réseau BT | 19 |
| 1.2. Performance du réseau | 27 |
| 1.2.1. Respect du Décret Qualité | 27 |
| 1.2.2. Performance du réseau HTA | 29 |
| 1.2.3. Critère B : le temps moyen de coupure des clients | 30 |
| 1.2.4. Fréquence de Coupures Longues incidents HTA | 38 |
| 1.2.5. Fiabilité des ouvrages | 40 |
| 1.2.6. Réactivité du réseau HTA | 57 |
| 1.3. Analyse technique du réseau | 58 |
| 1.3.1. Réseau HTA | 58 |
| 1.3.2. Risque d'inondation des postes HTA/BT | 60 |
| 1.3.3. Sites sécurisés en Seine-Maritime | 61 |
| 1.3.4. Risques sur le réseau BT | 62 |
| 2. Analyse des forces et risques du réseau de la concession | 63 |
| 2.1. Forces | 63 |
| 2.2. Risques et faiblesses | 63 |
| 2.3. Opportunités | 63 |
| Annexe 1 : Lexique | 66 |
| Annexe 2 : Liste des départs HTA alimentant la concession | 67 |
| Annexe 3 : Table du réseau HTA aérien de la concession par technologie (métal-section-année de pose) en km | 69 |
| Annexe 4 : Table du réseau CPI-HTA de la concession par technologie (type d'isolant-métal-section-année de pose) en km | 71 |
| Annexe 5 : Synthèse de la politique d'Enedis face aux aléas climatiques | 72 |

1. Diagnostic technique du réseau

Ce document constitue le **diagnostic technique de la concession du SDE 76**. Il décrit l'état technique de la concession et précise les forces et risques pour la construction du Schéma Directeur de la concession et du premier Plan Pluriannuel des Investissements (PPI) associé. **L'état technique s'appuie sur l'analyse de la chronique 2012-2016.**

1.1. Description du réseau de distribution de la concession

1.1.1. Description des zones de desserte

Enedis définit des zones de desserte homogènes :

Z4 : communes de plus de 100 000 habitants

Z3 : agglomérations de plus de 100 000 habitants

Z2 : agglomérations de plus de 10 000 habitants

Z1 : agglomérations de moins de 10 000 habitants

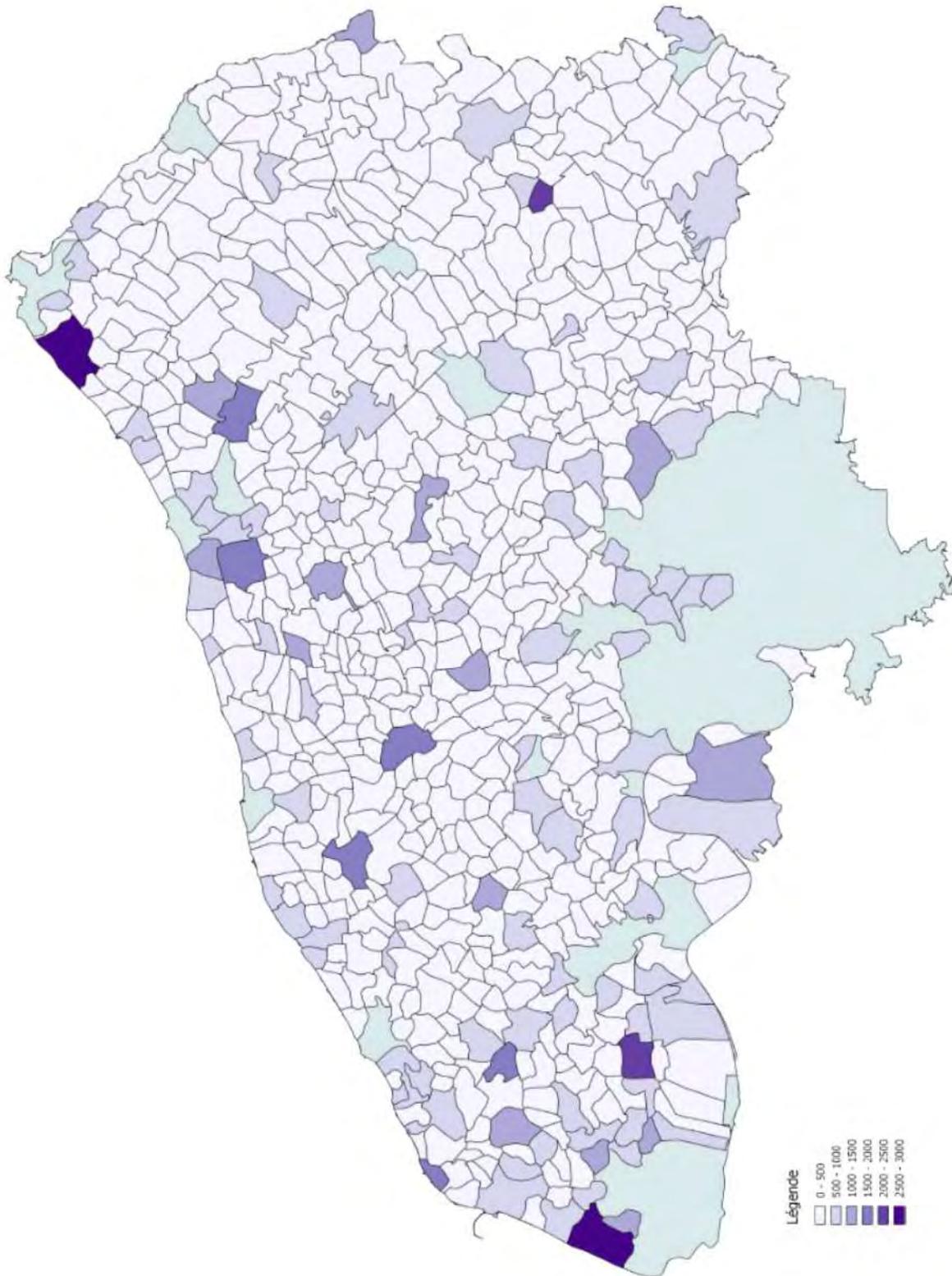
La concession du SDE76 compte près de 200 000 clients à fin 2016. Ils se répartissent de la façon suivante :

| Zone de desserte | Nb Clients BT (fin 2016) | Nb Clients HTA (fin 2016) | Nb Communes (fin 2016) |
|------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------------|
| Z1 | 177 132 | 517 | 620 |
| Z2 | 10 030 | 55 | 16 |
| Z3 | 12 285 | 17 | 15 |
| Total | 199 447 | 589 | 651 |

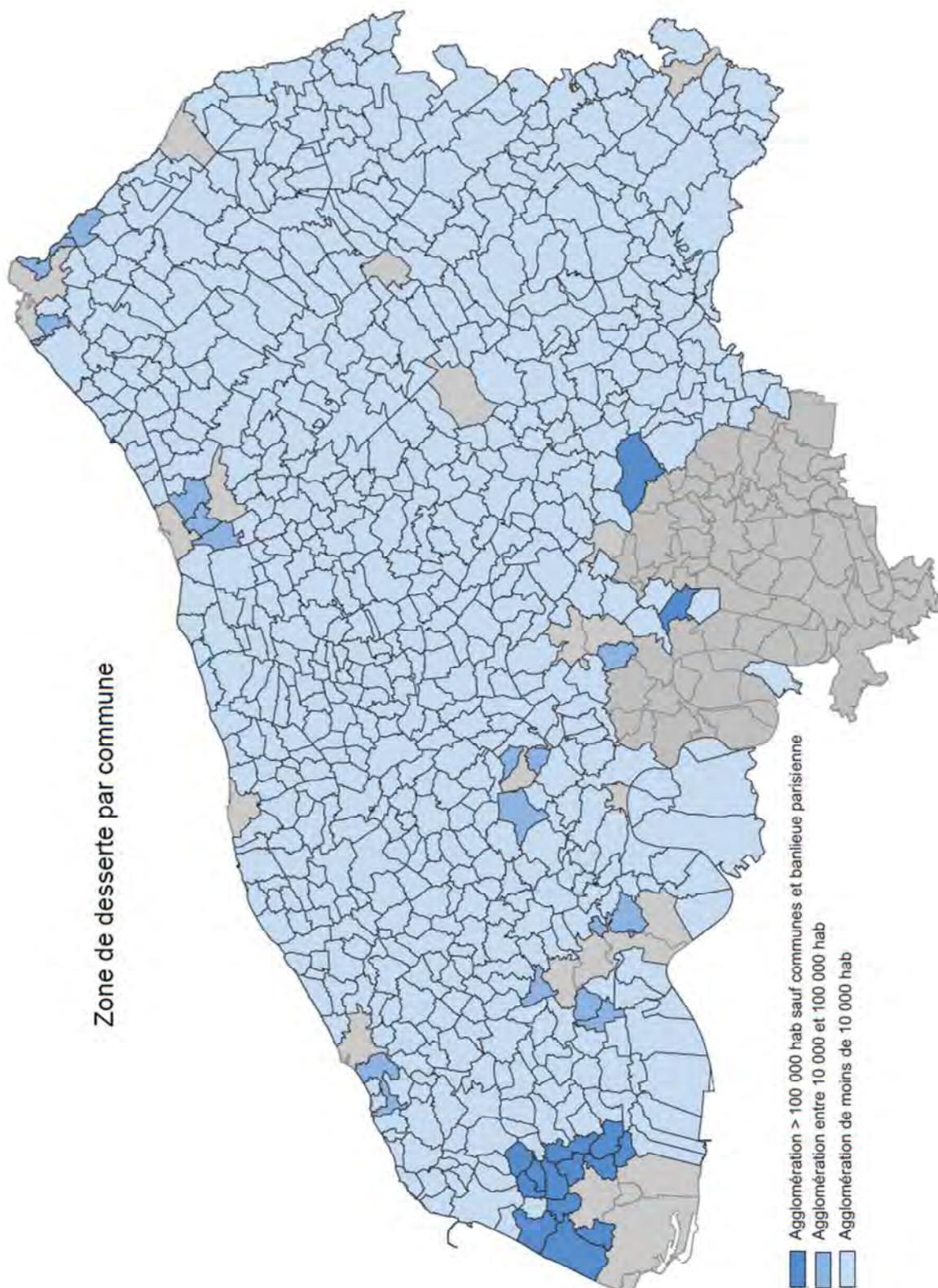
Source : [Enedis] Données Client

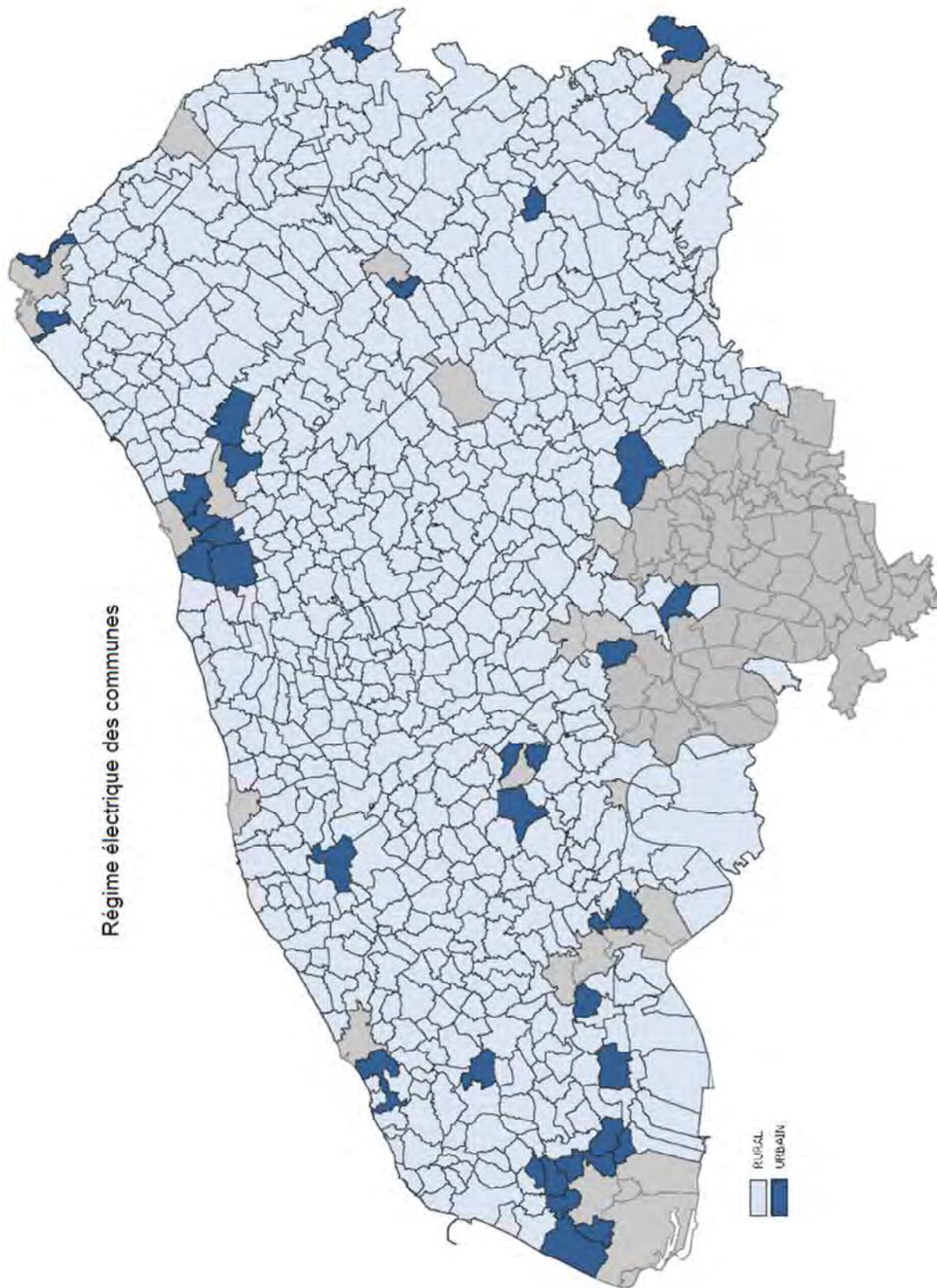
La concession du SDE76 possède **89% de ses clients en zone 1 (Z1)**, et une minorité de ses clients en Z2 et Z3.

Nombre de clients par commune à fin 2016 :



94% des communes présentent un régime électrique rural (615 communes sur les 651), ce qui représente 83% des clients HTA-BT.





Régime électrique des communes

RURAL
URBAIN

1.1.2. Description des Postes Sources desservant la concession

A fin 2016, le réseau HTA de la concession est alimenté par **34 Postes Sources**, dont 18 qui se trouvent sur le territoire de la concession du SDE76.

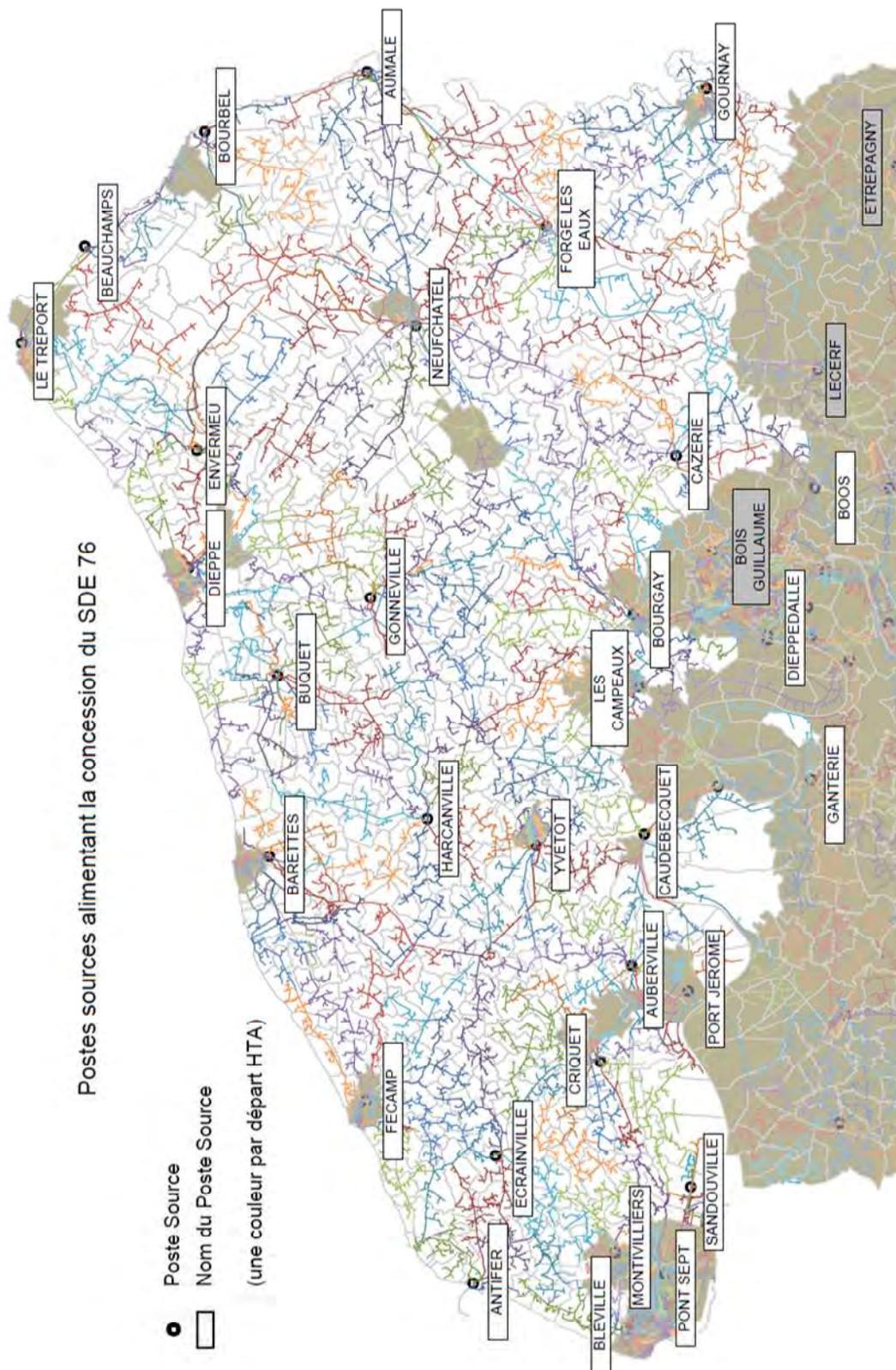


Tableau récapitulatif des postes sources alimentant la concession et de leurs départs HTA

| PS (Nom) | Puissance installée (MVA) | TR HTB/HTA (MVA) | Nombre de départs HTA | Nombre de Clients BT | Nombre de Clients HTA |
|-----------------|---------------------------|------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| FORGES-LES-EAUX | 20 | 1x20 | 11 | 7160 | 19 |
| ANTIFER | 30 | 2x15 | 4 | 5272 | 6 |
| AUBERVILLE | 40 | 2x20 | 7 | 5637 | 7 |
| AUMALE | 72 | 2x36 | 21 | 3914 | 12 |
| BOIS-GUILLAUME | 102 | 1x30 2x36 | 1 | 27 | 0 |
| BARETTES | 72 | 2x36 | 15 | 7447 | 32 |
| BLEVILLE | 72 | 2x36 | 5 | 5616 | 4 |
| BOOS | 36 | 1x36 | 3 | 689 | 2 |
| BUQUET | 60 | 2x30 | 16 | 12611 | 50 |
| BEAUCHAMPS | 92 | 1x20 2x36 | 9 | 4887 | 19 |
| BOURBEL | 108 | 3x36 | 14 | 2975 | 17 |
| BOURGAY | 66 | 1x30 1x36 | 13 | 10469 | 30 |
| CAMPEAUX (LES) | 72 | 2x36 | 10 | 6682 | 10 |
| CAUDEBECQUET | 20 | 1x20 | 7 | 2937 | 9 |
| CAZERIE | 72 | 2x36 | 9 | 10919 | 21 |
| CRIQUET | 72 | 2x36 | 12 | 9755 | 16 |
| DIEPPEDALLE | 66 | 1x30 1x36 | 2 | 713 | 0 |
| DIEPPE | 108 | 3x36 | 21 | 10567 | 49 |
| ECRAINVILLE | 36 | 1x36 | 7 | 9969 | 6 |
| ENVERMEU | 72 | 2x36 | 17 | 9581 | 42 |
| ETREPAGNY | 72 | 2x36 | 1 | 0 | 0 |
| FECAMP | 72 | 2x36 | 9 | 13991 | 21 |
| GANTERIE | 72 | 2x36 | 5 | 1394 | 2 |
| GONNEVILLE | 36 | 1x36 | 13 | 10887 | 38 |
| GOURNAY | 72 | 2x36 | 16 | 4620 | 8 |
| HARCANVILLE | 36 | 1x36 | 8 | 10450 | 18 |
| LECERF | 72 | 2x36 | 1 | 1 | 0 |
| MONTIVILLIERS | 72 | 2x36 | 5 | 6008 | 9 |
| NEUFCHATEL | 72 | 2x36 | 17 | 9418 | 35 |
| PORT-JEROME | 160 | 2x80 | 6 | 927 | 12 |
| PONT-SEPT | 148 | 3x36 1x40 | 4 | 1177 | 8 |
| SANDOUVILLE | 72 | 2x36 | 15 | 176 | 57 |
| TREPORT (LE) | 72 | 2x36 | 5 | 4049 | 8 |
| YVETOT | 72 | 2x36 | 13 | 8509 | 22 |

1.1.3. Description du réseau HTA desservant la concession

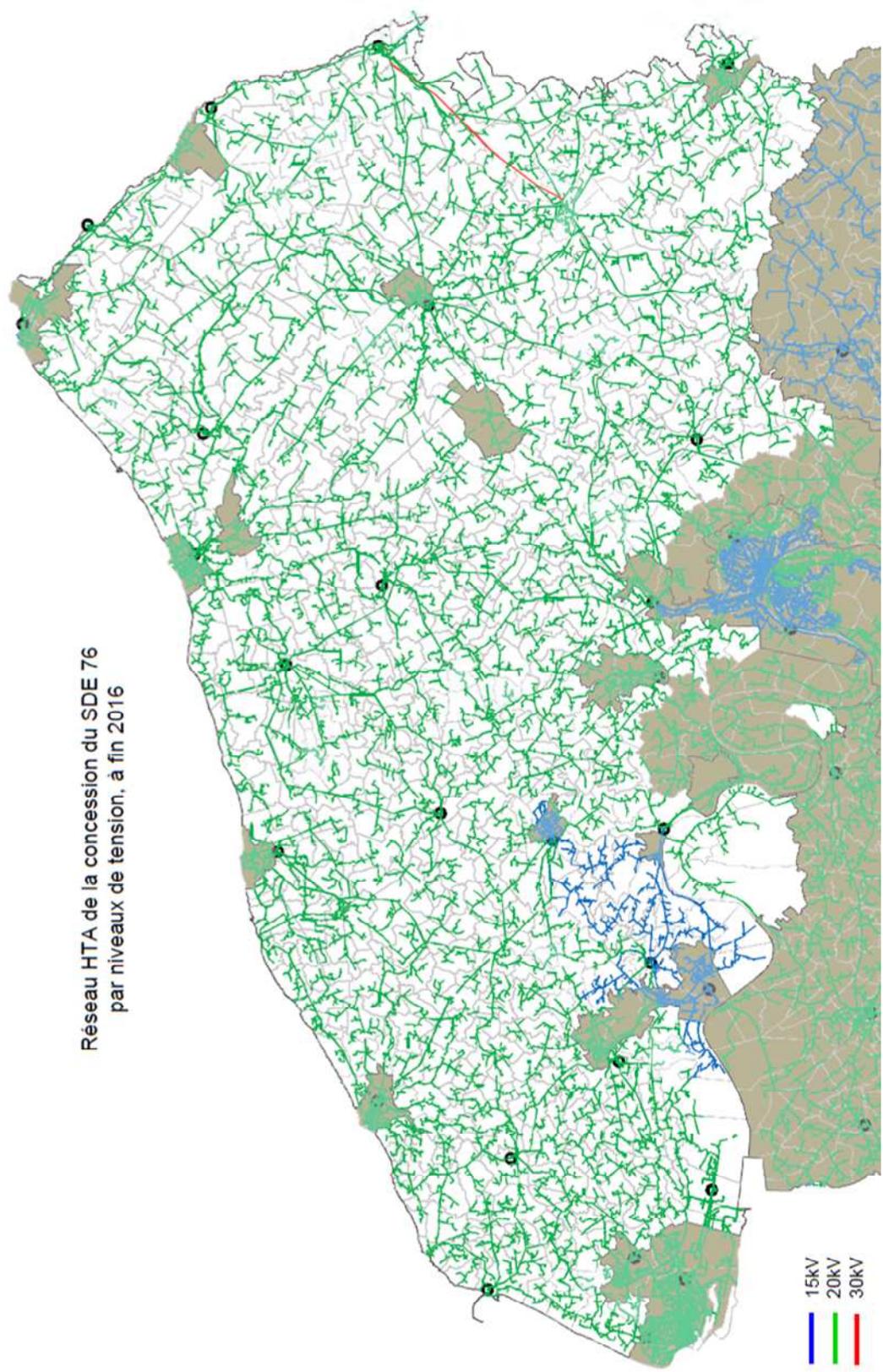
1.1.3.1. Niveau de tension HTA

A fin 2016, **95%** du réseau HTA est alimenté en 20 kV.

Le réseau en **15kV** est réparti sur **29 départs** alimentant **500 postes HTA/BT**, ce qui représente **5,8% des clients** de la concession du SDE76.

Ce réseau en 15kV se situe principalement dans la région Sud-Ouest de la Seine-Maritime, à l'Est du Havre. Il est matérialisé en bleu sur la carte ci-dessous.

Sur la concession, nous pouvons également observer un départ en 30kV (1980) n'alimentant aucun client, qui relie les postes sources d'AUMALE et de FORGES (anciennement poste de répartition). La dépose de ce départ sera étudiée à moyen terme.



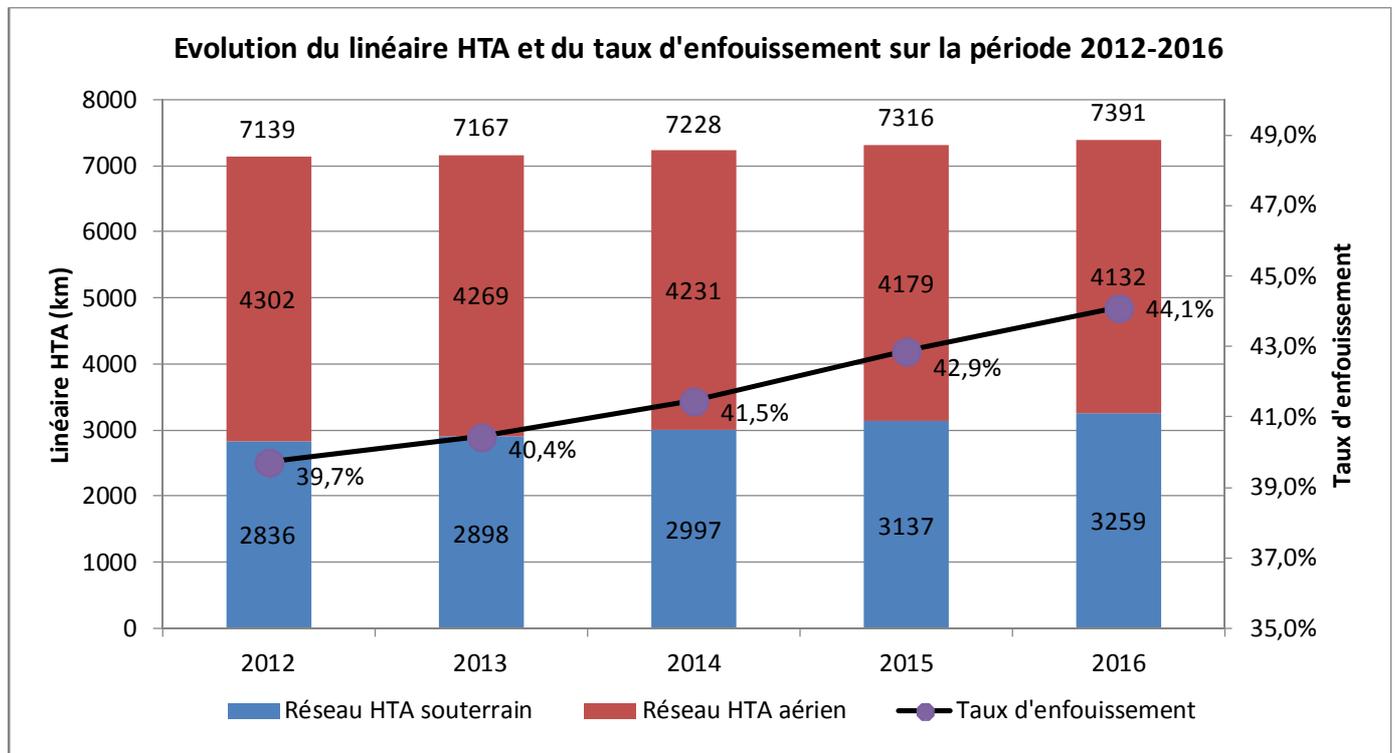
Réseau HTA de la concession du SDE 76
par niveaux de tension, à fin 2016

Une partie du réseau représenté alimente les autres concessions de la région Normandie.

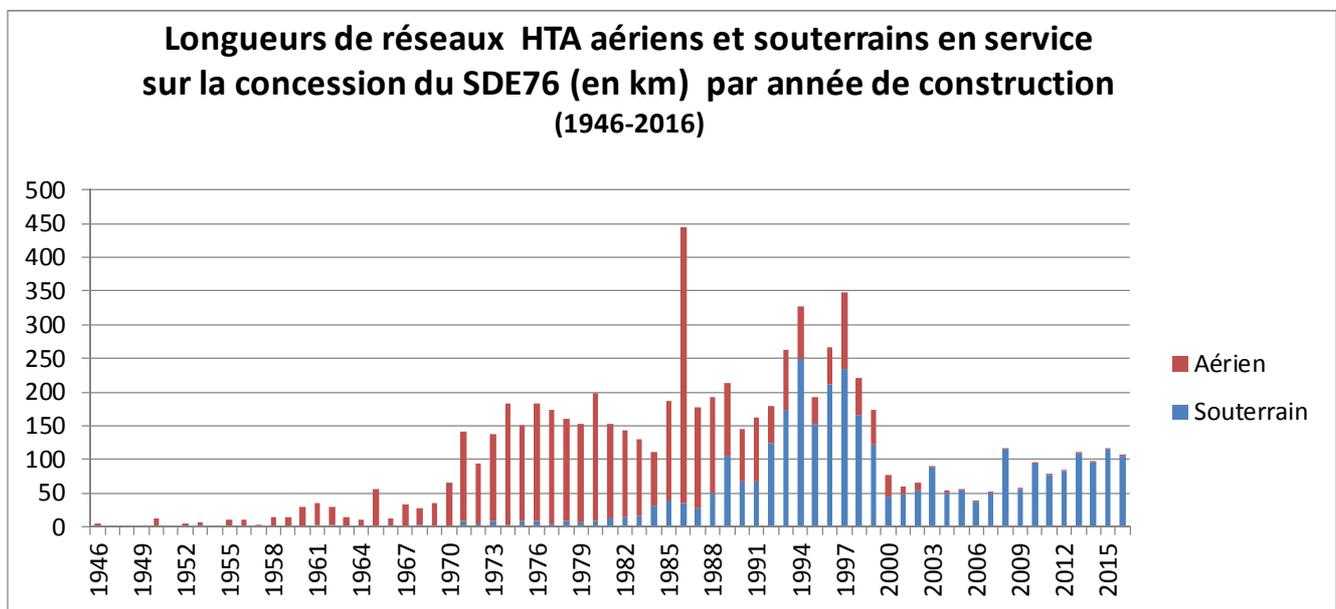
1.1.3.2. État des lieux des longueurs des réseaux HTA aériens et souterrains à fin 2016

La concession est traversée par **322 départs HTA** (dont 13 sont des départs secourants, n'alimentant pas de client en schéma normal ; 26 sont des départs en provenance de la région Picardie ; et 19 départs n'alimentent pas de client sur la concession).

A fin 2016, le réseau HTA de la concession représente **7391 km** dont **44,1% de réseau souterrain (soit 3259 km)**. L'âge moyen du réseau HTA est d'environ **28 ans**.



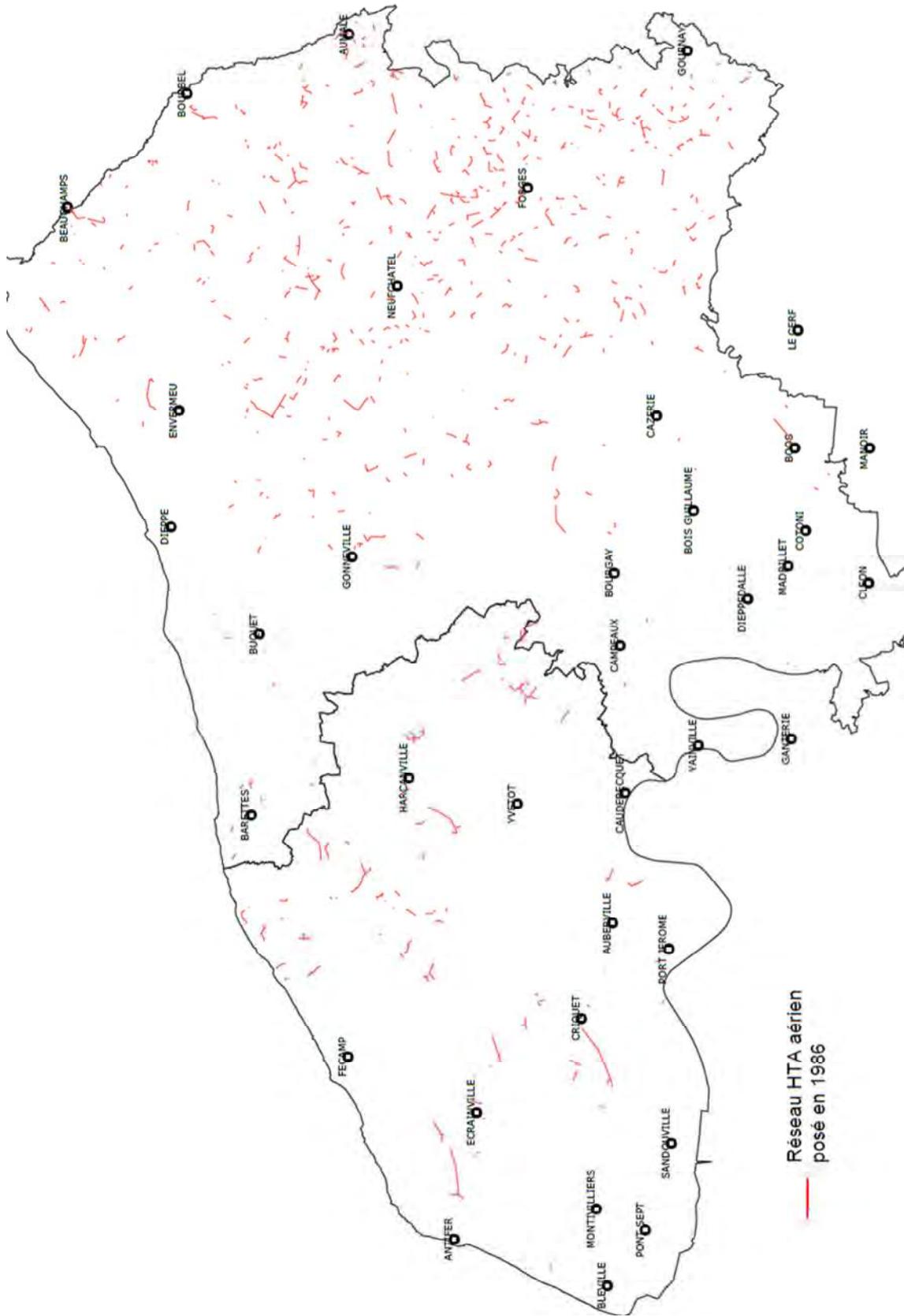
Source : [Enedis] Données Réseau



Source : [Enedis] Données Réseau

En analysant les longueurs de réseaux posés depuis 1946, nous notons que sur la concession actuelle du SDE76, la technique souterraine est devenue prépondérante dans la pose de réseau HTA à **partir de 1992**. Depuis 2003, la technique souterraine représente **plus de 95% du réseau posé/an**.

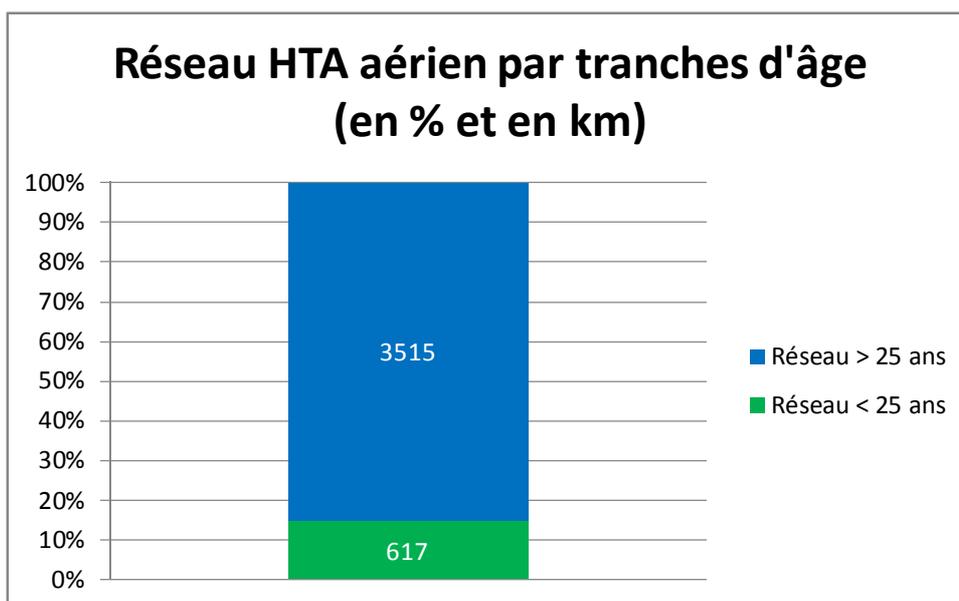
On observe que plus de 400 km de réseau HTA aérien ont été posés en 1986 (soit 2 fois plus que lors des autres années de cette période). Ce réseau se situe majoritairement autour des postes sources de NEUFCHATEL et FORGES (150 km pour ces deux postes sources, 208 km en prenant en compte le réseau alimenté par les postes sources de GOURNAY et AUMAË également).



Réseau HTA aérien :

A fin 2016, l'âge moyen du réseau HTA aérien de la concession est de **35,5 ans**.

Sur la concession, **85% du réseau a plus de 25 ans**.

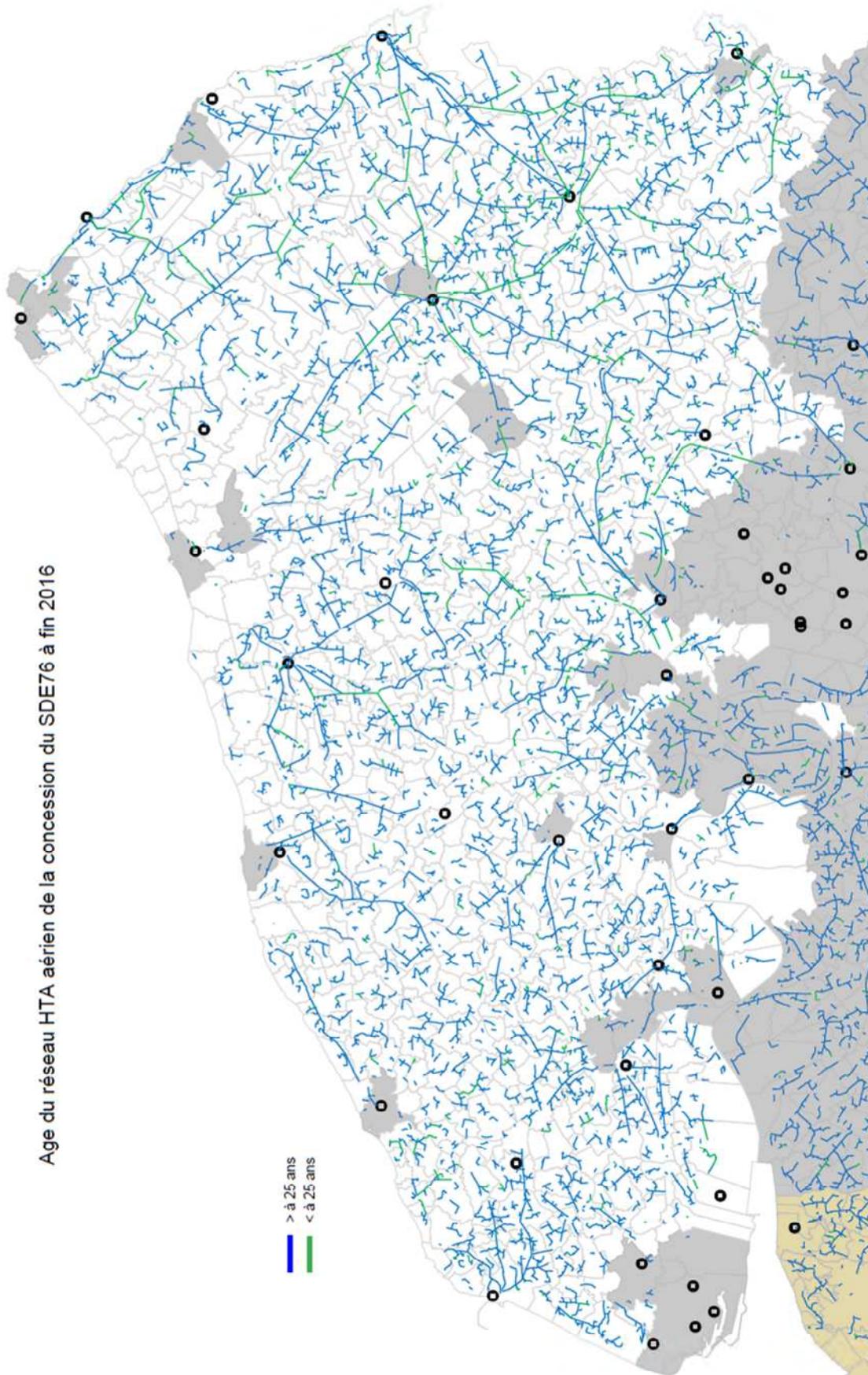


Source : [Enedis] Données Réseau

La carte suivante représente l'âge du réseau aérien HTA suivant 2 catégories :

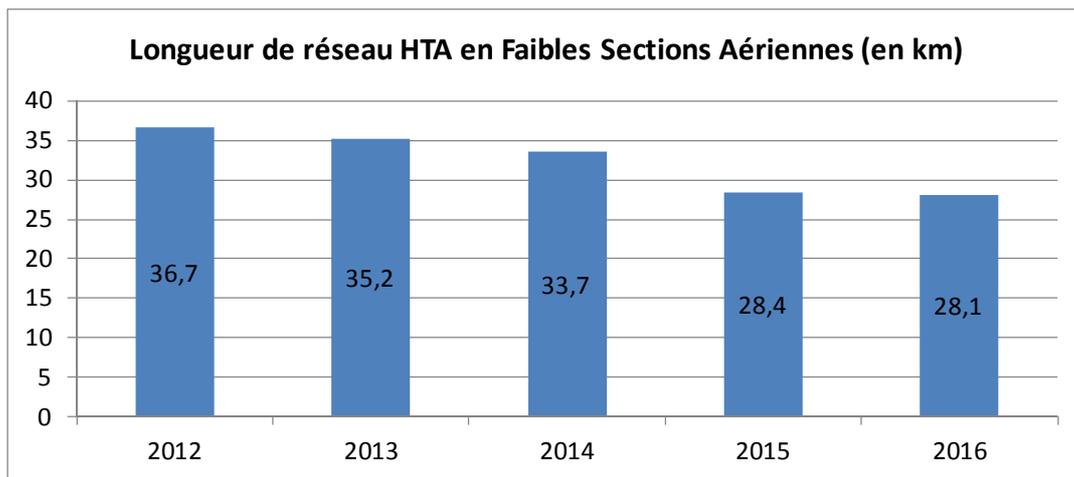
- les réseaux de plus de 25 ans, éligibles à la Prolongation de la Durée de vie (en bleu) ;
- ceux ayant moins de 25 ans (en vert).

Age du réseau HTA aérien de la concession du SDE76 à fin 2016



Faibles Sections Aériennes :

Le réseau en « **Faibles Sections Aériennes** » (FSA) représente seulement **0,7%** du réseau aérien de la concession, soit **28 km**. Le rythme moyen de dépose de réseau en FSA est de **2,1 km/an** sur les 4 dernières années.

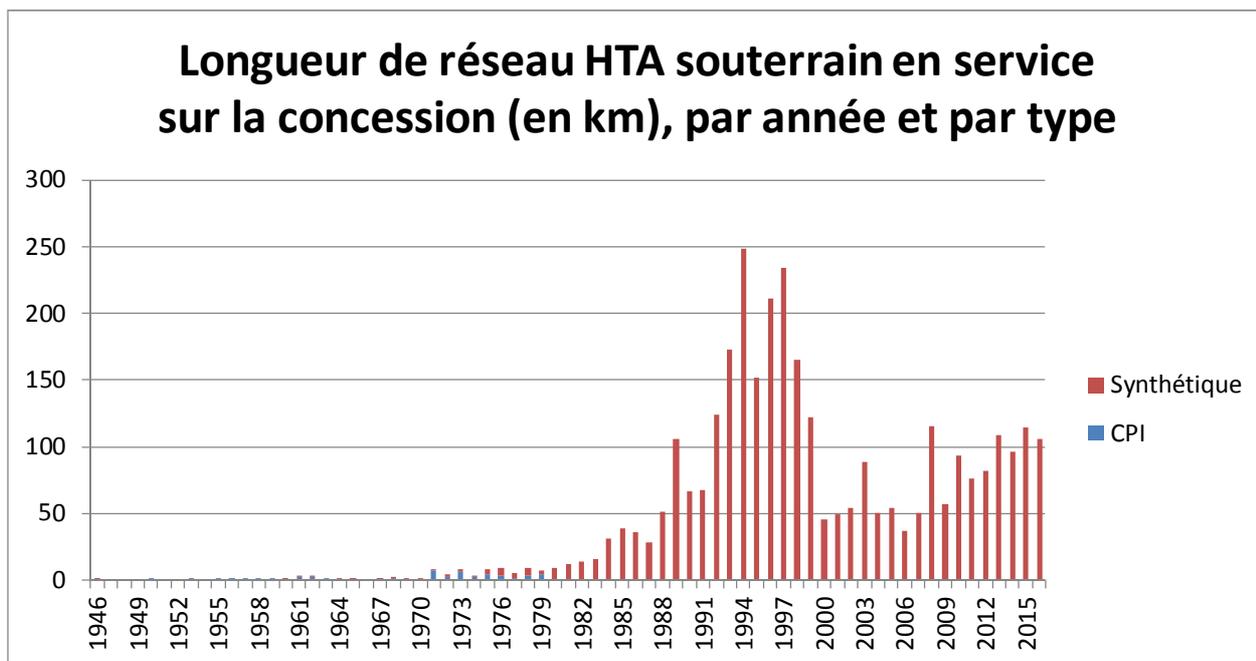


Source : [Enedis] Données Réseau

Réseau HTA souterrain :

A fin 2016, l'âge moyen du réseau HTA souterrain est de **17,8 ans**.

Les « Câbles en Papier Imprégné » représentent **1,3%** de ce réseau, soit **42,4 km**.



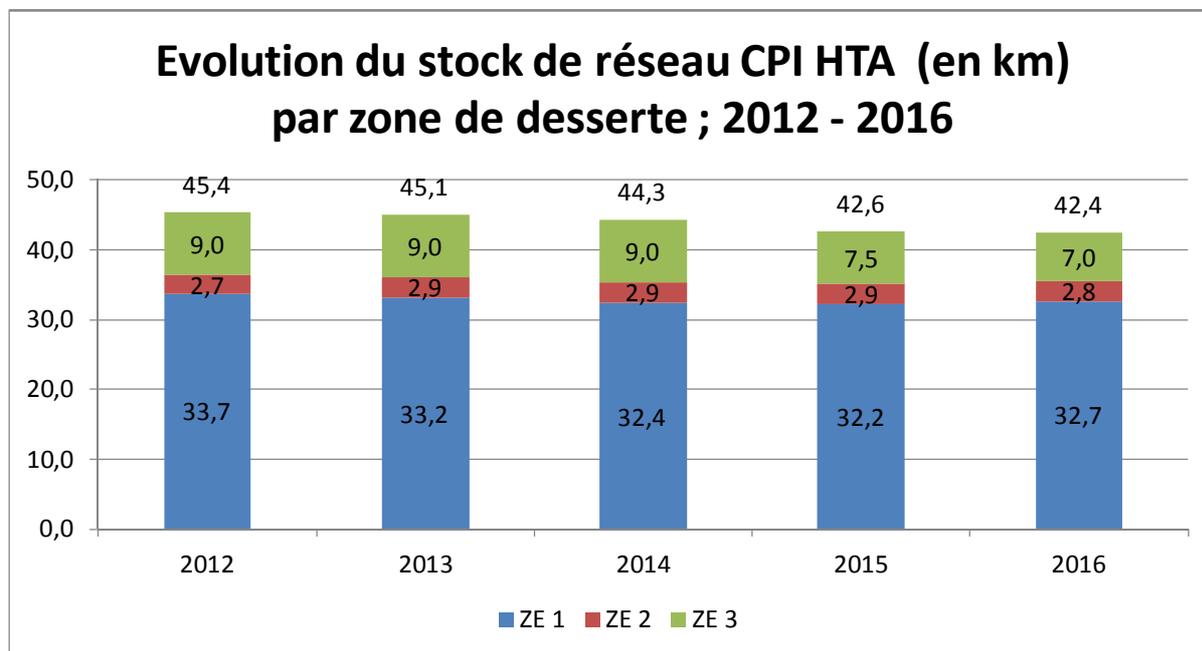
Source : [Enedis] Données Réseau

La technologie « CPI » (Câble au Papier Imprégné) a été remplacée à partir de 1977 par la technologie dite « synthétique » (polyéthylène réticulé). Peu de câbles souterrains ont été posés avant 1985, par conséquent une quantité modérée de CPI a été posée sur la concession du SDE76.

La répartition par zone de desserte est donnée ci-après. **Le réseau en CPI est situé principalement en Z1**, zone majoritaire sur la concession. En termes de proportion par zone, la Z3 est la plus dense en CPI avec près de **5% de son réseau souterrain en câbles isolés en papier imprégné**.

| | Z1 | Z2 | Z3 | Total |
|--|--------|-------|-------|--------|
| Longueur de réseau souterrain (km) | 2924,2 | 193,7 | 141,1 | 3259,0 |
| Longueur de réseau CPI (km) | 32,7 | 2,8 | 7,0 | 42,4 |
| Part Longueur CPI/Longueur souterrain | 1,1% | 1,5% | 4,9% | 1,3% |
| Taux de CPI par zone sur la concession | 77% | 7% | 16% | 100% |

Source : [Enedis] Données Réseau



Source : [Enedis] Données Réseau

Sur la période 2012-2016, **3,2 km de CPI ont été déposés** sur la concession du SDE76. Le rythme de dépose moyen est donc de **0,8 km/an**. En termes de proportion, la dépose de CPI est la plus élevée en **Z3**, avec **23% de réseau CPI déposé (2,1 km)** sur la chronique 2012-2016.

Nous pouvons observer que le stock de CPI en Z1 a augmenté entre 2015 et 2016. Cette augmentation peut être expliquée par une mise à jour de la cartographie et de nos bases de données, ainsi qu'aux remontées du « camion diagnostic ». Ces mises à jour permettent d'avoir des données plus précises et fiables sur le réseau actuel.

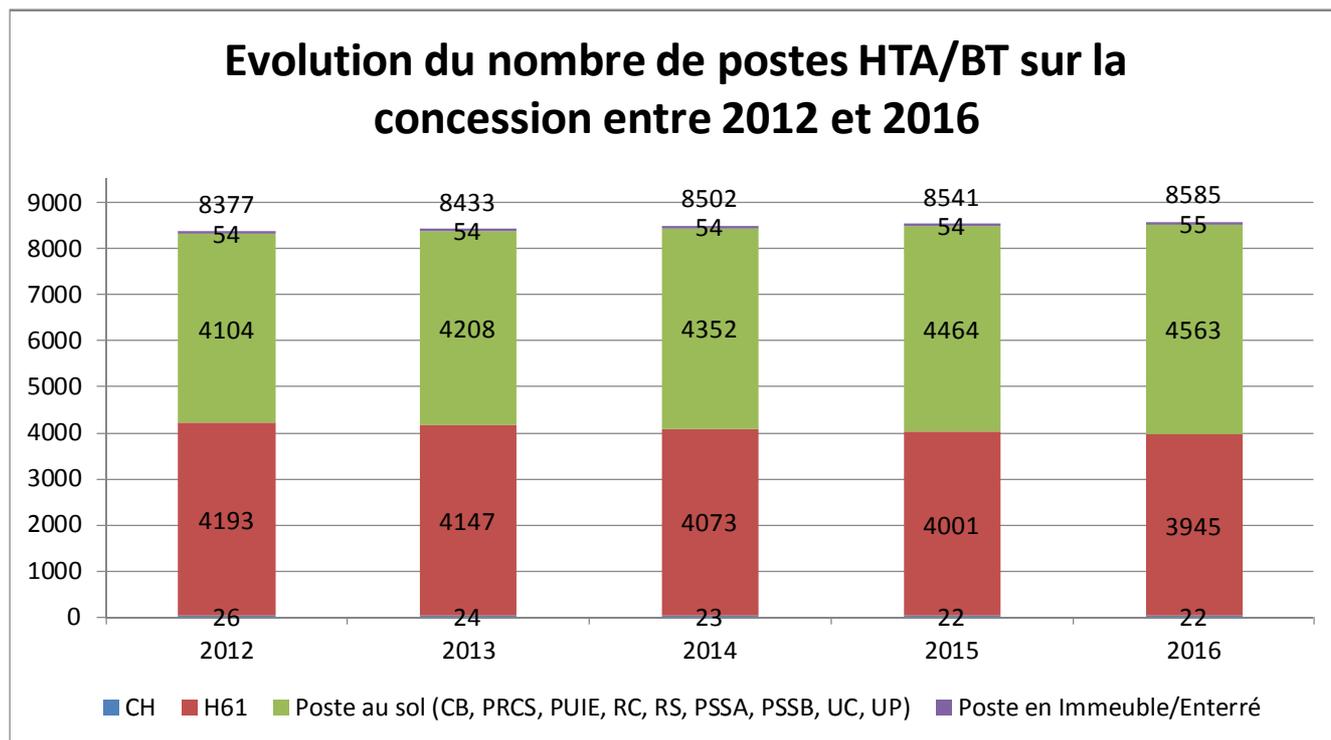
Synthèse HTA

A fin 2016, la concession compte **322 départs HTA** pour une longueur totale de **7391 km** majoritairement en **20 kV** (95% du réseau HTA) :

- **4132 km de réseau HTA aérien** d'âge moyen **35,5 ans** (dont 28 km (soit 0,7%) de réseau en Faibles Sections Aériennes),
- **3259 km de réseau souterrain** d'âge moyen **17,8 ans** (dont 42,4 km (soit 1,3%) de réseau en Câble au Papier Imprégné),
- pour un taux d'enfouissement moyen de **44,1%**.

1.1.4. Postes HTA/BT

A fin 2016, le nombre de postes HTA/BT DP sur le territoire de la concession s'élevé à **8585** (sont comptabilisés les postes mixtes). Son évolution par type de poste est la suivante :



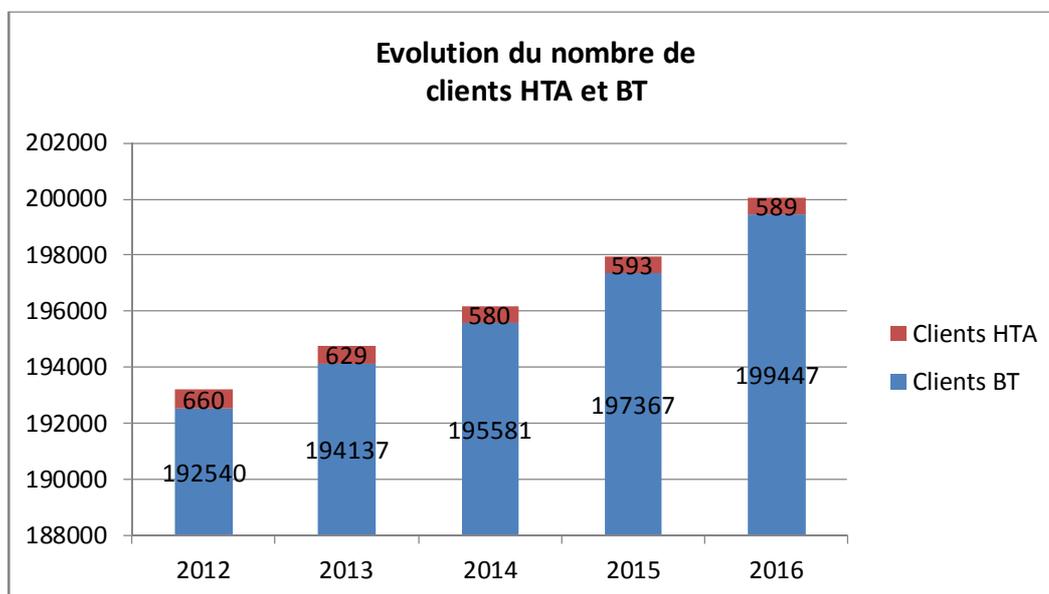
Source : [Enedis] Données Réseau

Le nombre de postes HTA/BT DP a évolué de manière progressive, avec une **hausse de 2,5% sur les 5 dernières années**.

Le nombre de clients BT a également augmenté, de manière légèrement plus élevée que le nombre de postes HTA/BT (soit une augmentation de **3,6%** sur la chronique 2012-2016).

Pour la HTA, nous observons une diminution de 71 clients HTA sur la concession entre 2012 et 2016, soit - **10,8%** des clients HTA sur la chronique 2012-2016.

Cette diminution du nombre de clients HTA est notamment due au basculement des clients historiquement rattachés au réseau HTA avec une puissance souscrite faible, et qui sont passés en clients BT (TJ).



Source : [Enedis] Données Client

Le nombre de producteurs BT a augmenté de **47%** sur la chronique 2012-2016 tandis que la somme des puissances de raccordement en injection de ces producteurs a **plus que doublé** sur la même période.

Concernant les producteurs HTA, leur nombre ainsi que leur puissance de raccordement ont évolué progressivement sur la chronique 2012-2016. A noter en 2016 une hausse de 26,5% de la puissance de raccordement en injection suite à l'arrivée de 4 producteurs HTA.

| | Nombre de Producteurs | | Puissance de raccordement en injection (en kW) | |
|------|-----------------------|-------|--|-------|
| | HTA | BT | HTA | BT |
| 2012 | 26 | 1 261 | 200 873 | 4 092 |
| 2013 | 26 | 1 517 | 200 873 | 6 543 |
| 2014 | 27 | 1 685 | 222 153 | 7 368 |
| 2015 | 33 | 1 772 | 259 197 | 8 078 |
| 2016 | 37 | 1 871 | 327 968 | 8 992 |

Source : [Enedis] Données Client

A fin 2016, la concession comptabilise **8585 postes de distribution publique**, en légère évolution sur les 5 dernières années.

On recense :

- Près de **200 000 clients BT** et **589 clients HTA**,
- **37 producteurs HTA** (pour une puissance de raccordement en injection de **328 MW**) et **1 871 producteurs BT** (**9 MW**).

1.1.5. Description du réseau BT

La concession est alimentée par **13 091 départs BT**.

A fin 2016, le réseau BT de la concession représente **6 628 km** avec un taux d'enfouissement de 48 %, soit 3 189 km de réseaux souterrains.

| Année d'observation | Aérien nu hors faible section | Aérien nu faible section | Aérien torsadé | Souterrain | % Sout | dont Alu < 1981 | dont CPI | Total |
|---------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------|------------|--------|-----------------|----------|-------|
| 2012 | 130 | 141 | 3 442 | 2 720 | 42 | 197 | 5 | 6 433 |
| 2013 | 126 | 138 | 3 391 | 2 821 | 44 | 196 | 5 | 6 475 |
| 2014 | 120 | 131 | 3 325 | 2 956 | 45 | 195 | 5 | 6 532 |
| 2015 | 114 | 124 | 3 263 | 3 085 | 47 | 194 | 5 | 6 586 |
| 2016 | 104 | 117 | 3 217 | 3 189 | 48 | 194 | 5 | 6 628 |

Source : [Enedis] Données Réseau

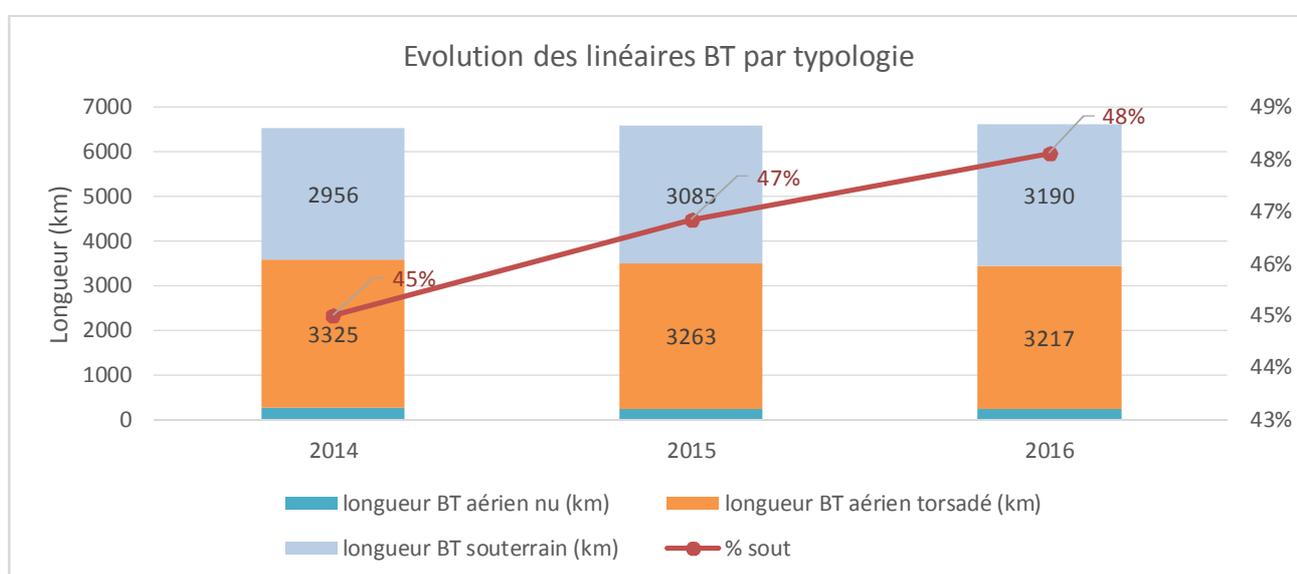


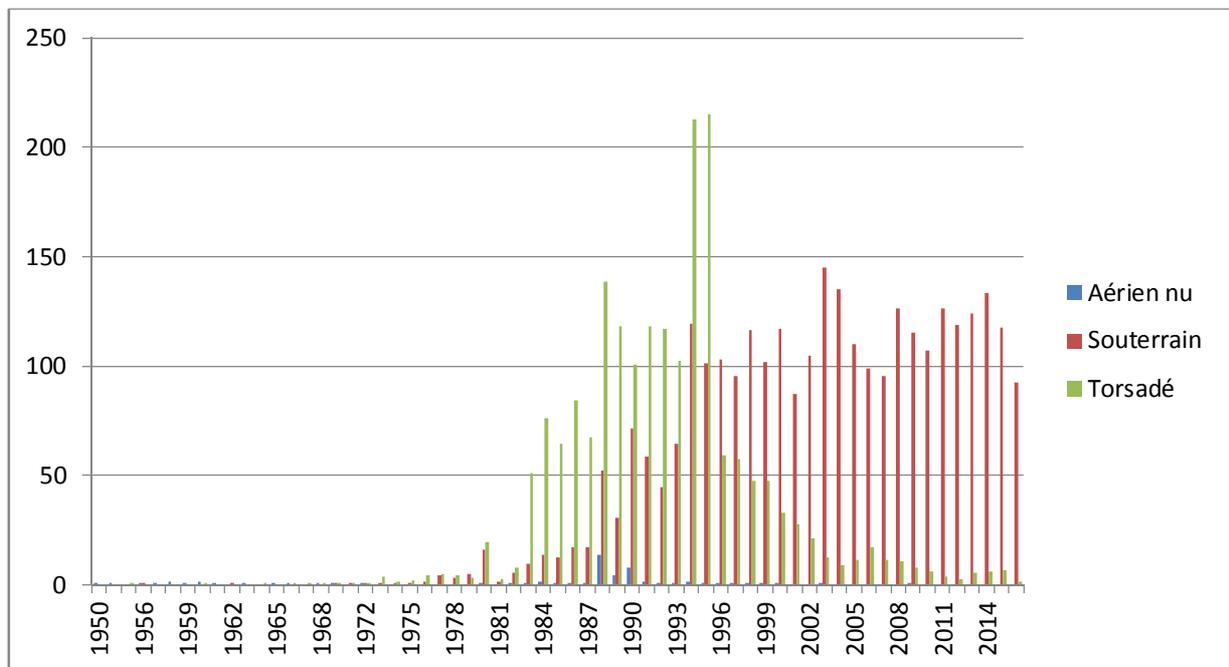
Figure 1 - Approche SDE 76

Depuis les années 2012, le rythme annuel d'accroissement du réseau BT est quasi constant (aux alentours de **49 km/an**).

Jusqu'au milieu des années 1990, les réseaux BT étaient principalement réalisés en technique aérienne torsadée. Ensuite, la technique souterraine est devenue la technique prédominante.

La création de réseaux en aérien nu a, quant à elle, été abandonnée au début des années 1990.

Sur la chronique 2012-2016, la dépose de réseaux aériens torsadés a été 4,5 fois plus importante que la dépose de réseaux aériens fils nus.



Source : [Enedis] Données Réseau

Le graphique suivant présente un benchmark des départements selon leur densité et le taux d'enfouissement BT. Sur la période 2014 à 2016, le taux d'enfouissement est en légère augmentation pour atteindre 48%. La concession apparaît au-dessus de la tendance puisque les territoires de densité similaire présentent un taux d'enfouissement de 40%, soit 8 points en-dessous de la valeur de la concession.

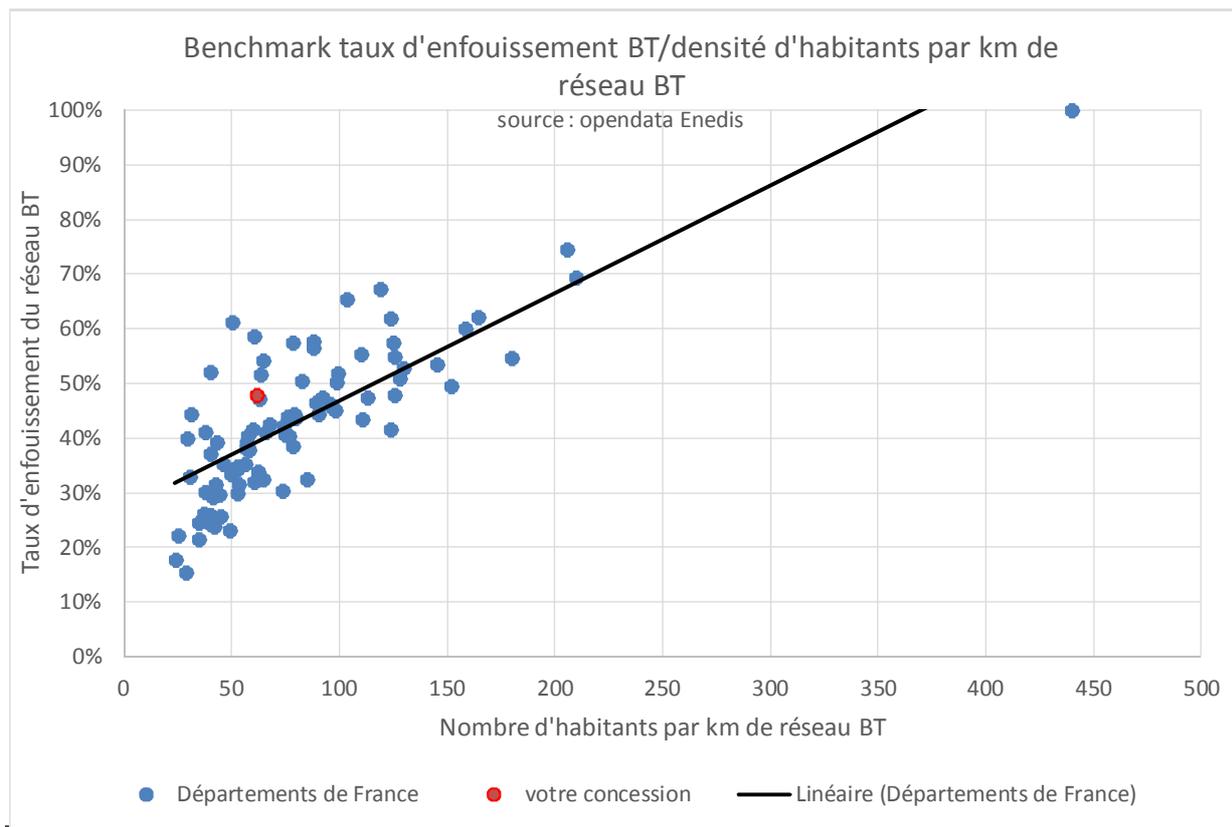
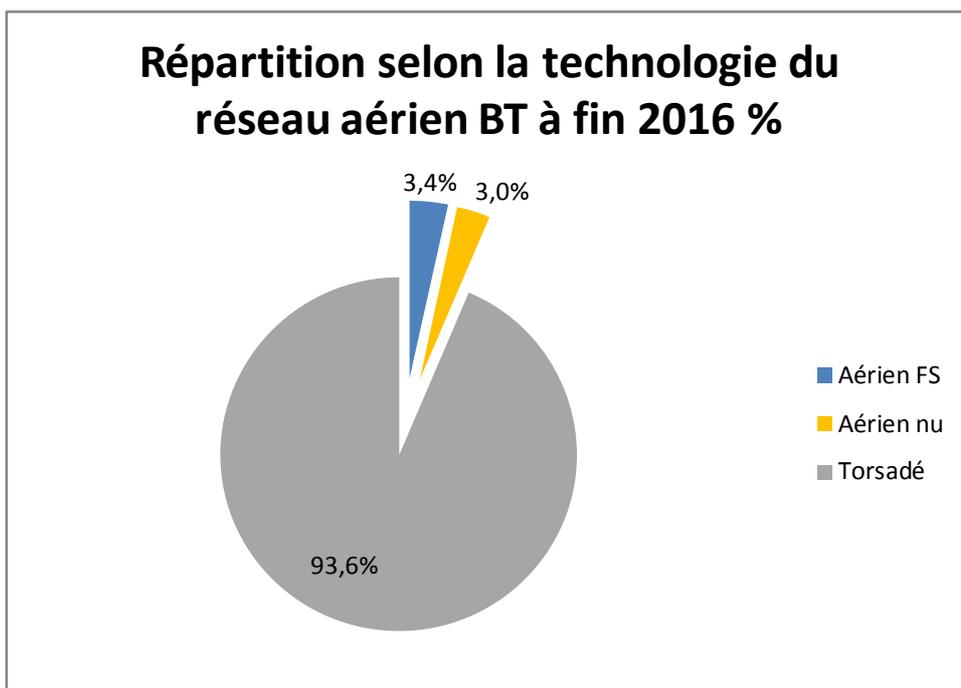


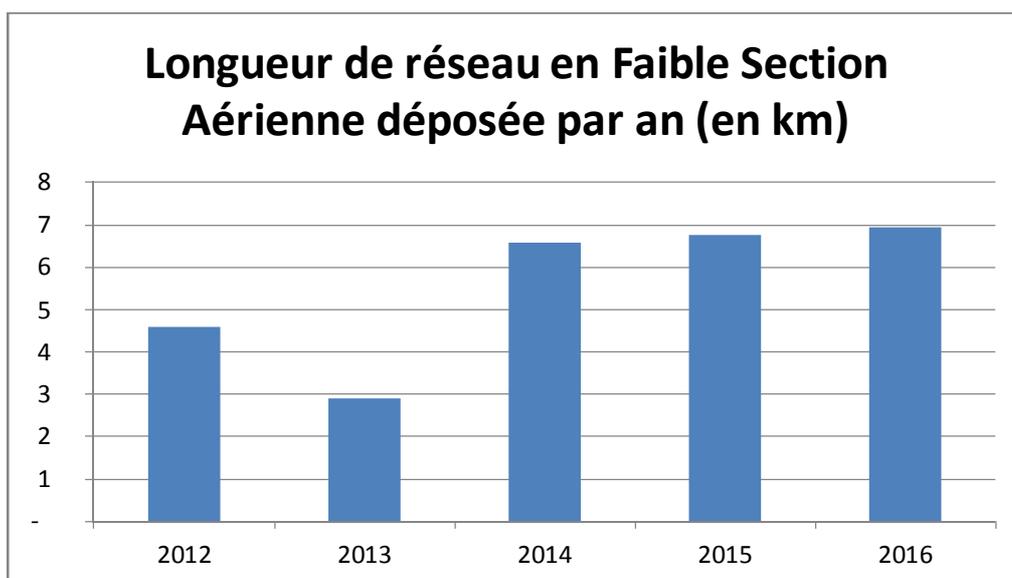
Figure 2 - Approche SDE76 - maille départementale

1.1.5.1. Description du réseau BT aérien

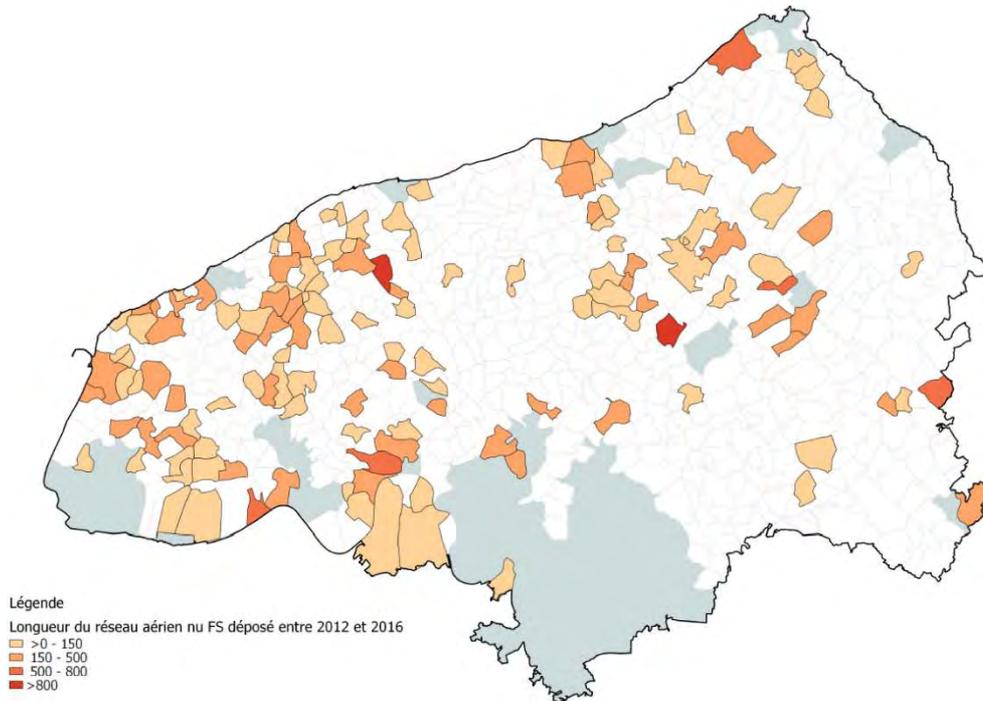
En aérien, le réseau est constitué très majoritairement en technique torsadée. Le réseau fils nus et le réseau fils nus faible section représentent une proportion très minoritaire (3% chacun), en diminution constante.



Source : [Enedis] Données Réseau

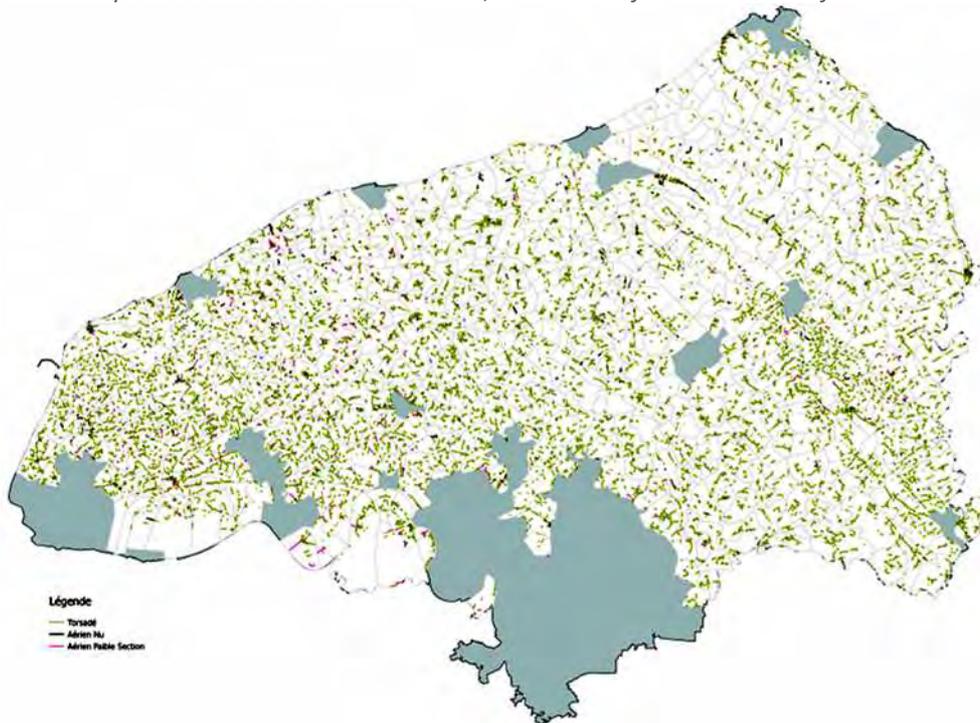


Source : [Enedis] Données Réseau



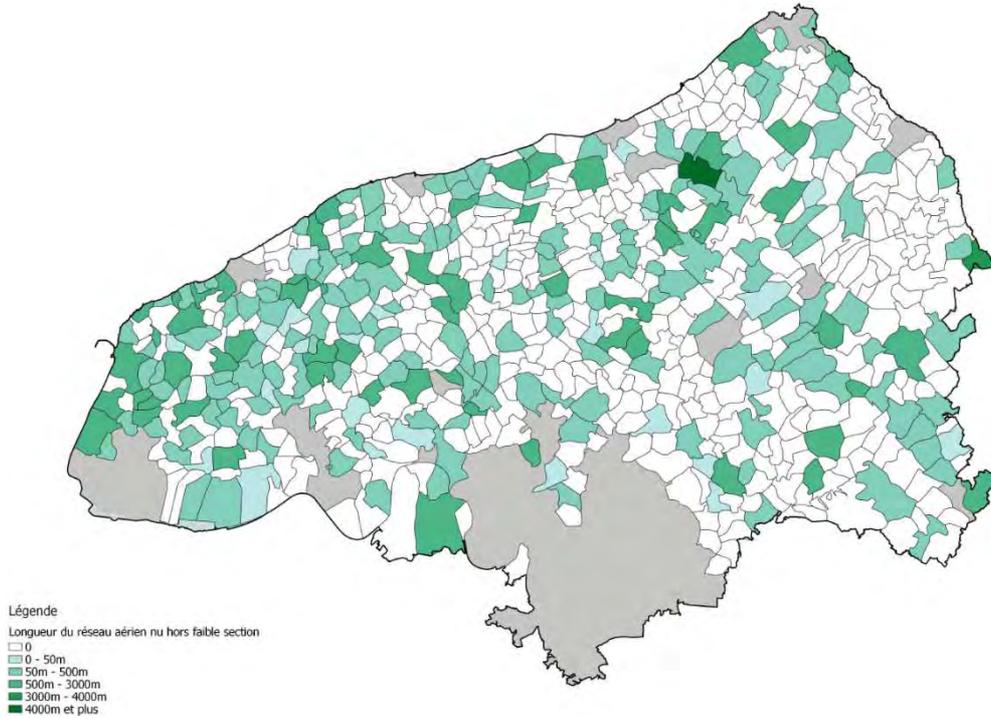
Le réseau BT torsadé se retrouve sur l'ensemble du département, avec cependant une présence moindre sur la zone littorale (en particulier sur la côte la plus septentrionale), au profit de la technique souterraine.

Implantation des réseaux BT torsadé, aérien nu et faible section – à fin 2016



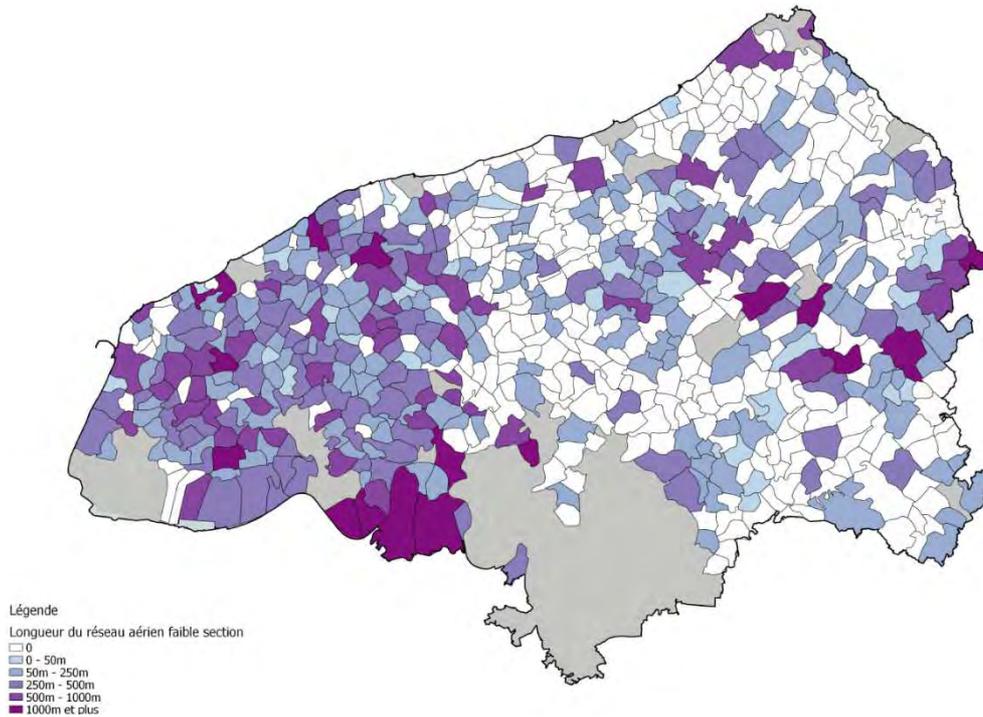
Le réseau BT nu hors faible section est peu présent sur la concession, de manière plutôt concentrée sur certaines communes.

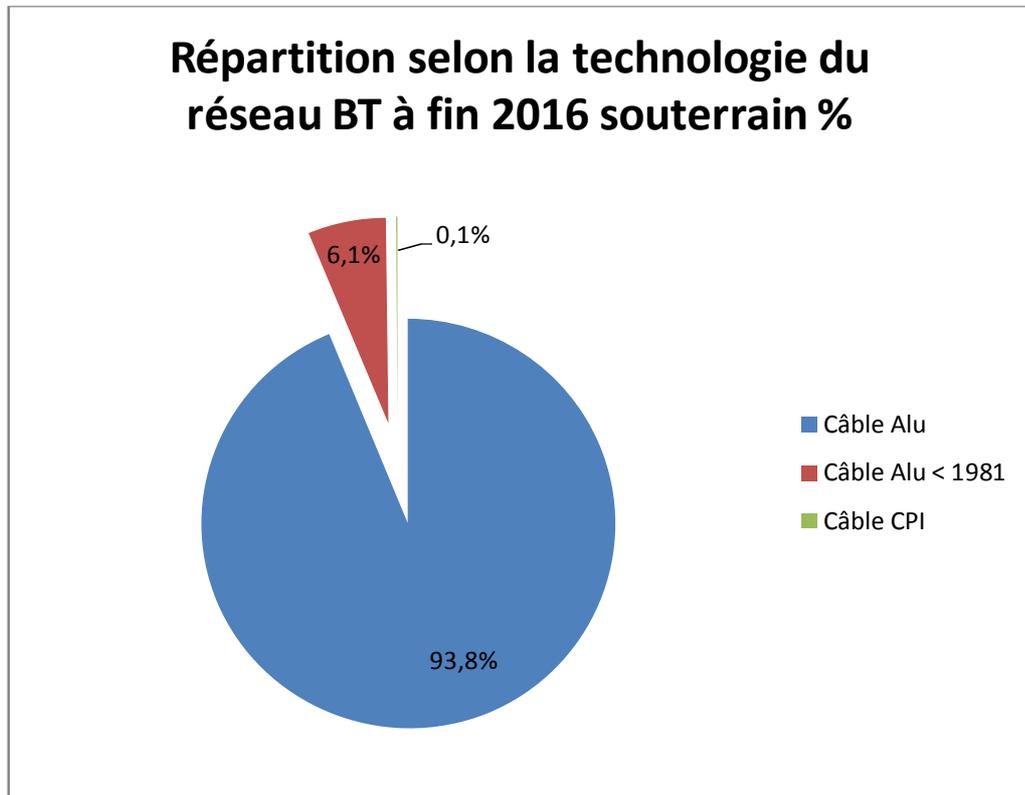
Longueur de réseau aérien fils nu hors faible section – à fin 2016



Le réseau fils nus faible section est quant à lui présent de manière plus diffuse sur l'ensemble du territoire, et de manière légèrement plus prononcée sur sa moitié ouest (Pays de Caux et région du Havre).

Longueur de réseau aérien fils nu à faible section par commune – à fin 2016



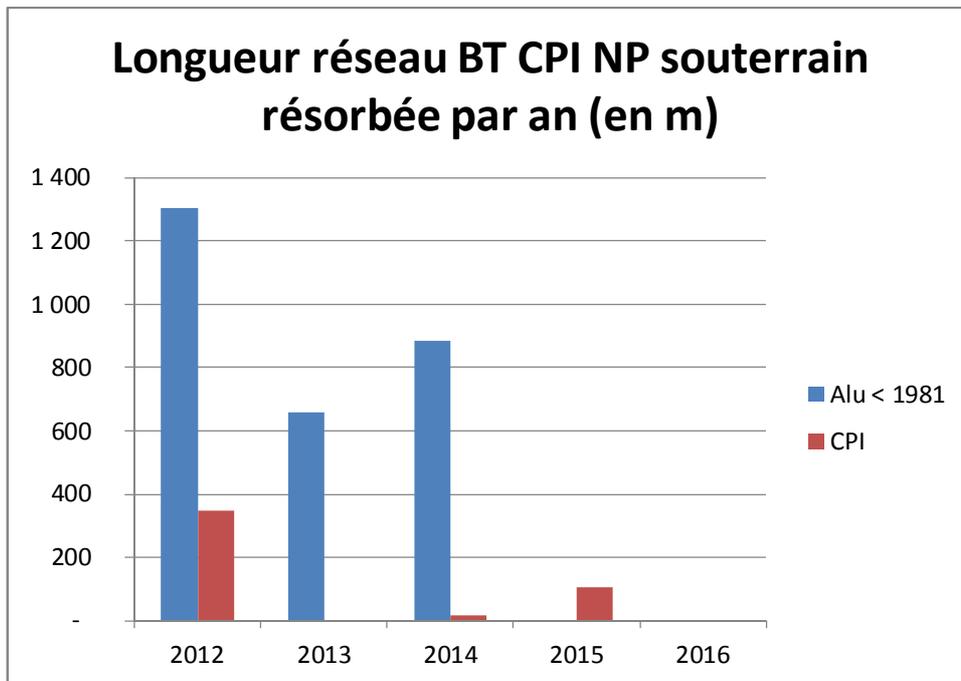
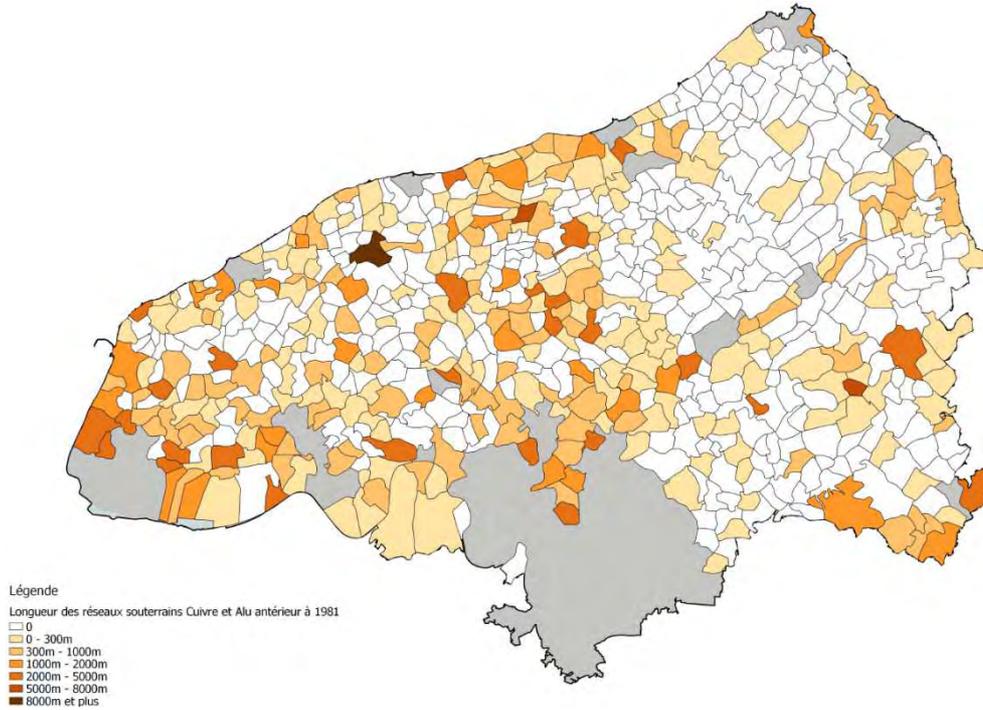


Source : [Enedis] Données Réseau

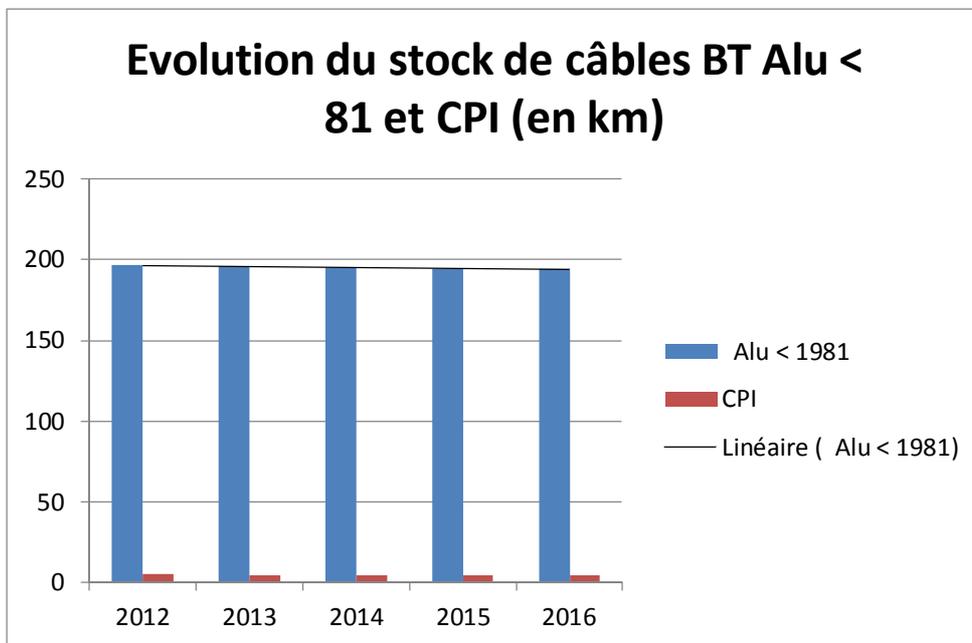
Le réseau souterrain de technologie ancienne (câble CPI¹ cuivre ou Alu à Neutre périphérique) se situe principalement sur les centres bourgs, notamment sur l'axe entre l'agglomération de Rouen et la mer en direction du nord (Pays de Caux), et dans une large périphérie autour du Havre.

Les réseaux à câble CPI représentent une proportion très minime des réseaux souterrains sur le territoire de la concession (0,1%).

¹ Câble à Papier Imprégné



Source : [Enedis] Données Réseau



La longueur moyenne de réseau BT souterrain CPI ou Aluminium antérieur à 1981 déposé annuellement sur les 5 dernières années s'élève à 650 m. Ces travaux, engagés après confirmation du caractère incidentogène des tronçons concernés, sont réalisés majoritairement à l'occasion de chantiers en coordination avec des travaux de réfection ou d'aménagement de voirie.

1.2. Performance du réseau

1.2.1. Respect du Décret Qualité

Selon le décret 2007-1826, appelé « Décret Qualité », la qualité de fourniture s'évalue suivant deux critères : **la continuité d'alimentation** et **la tenue de la tension**. Il s'agit d'un dispositif permettant **d'évaluer la qualité minimale réglementaire de l'alimentation électrique**.

1.2.1.1. Continuité d'alimentation

Le Décret fixe un niveau de qualité attendu du réseau du point de vue de la continuité d'alimentation. Il est évalué selon 3 critères : le nombre de Coupures Longues (Nb CL), la durée cumulée de Coupures Longues (durée CL) et le nombre de Coupures Brèves (Nb CB), enregistrées sur les départs HTA des postes sources (cette méthode automatisée ne prend cependant pas en compte les coupures, longues et brèves, qui interviennent sur les tronçons BT) :

- Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.
- Les coupures brèves sont les interruptions de 1 seconde à 3 minutes qu'il subit au cours d'une année.
- Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ».

Un client est alors considéré comme mal alimenté s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères :

- Nb CL > 6 / an
- Durée CL > 13h / an
- Nb CB > 35 / an

Et le niveau global de continuité n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% à la fois sur le département et sur la concession.

| Année | Nombre clients HTA et BT en dépassement sur Nombre CL Concession | Nombre clients HTA et BT en dépassement sur Durée CL Concession | Nombre clients HTA et BT en dépassement sur Nombre CB Concession | % de clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères (Concession) | % de clients HTA et BT en dépassement sur l'un des 3 critères (Département) |
|--------------------------|---|--|---|---|--|
| 2012 | 3 259 | 3 731 | 0 | 2,9% | 0,9% |
| 2013 | 3 644 | 12 166 | 1698 | 8,2% | 2,7% |
| 2014 | 2 174 | 3 590 | 0 | 2,7% | 1,1% |
| 2015 | 218 | 1 363 | 0 | 0,8% | 0,3% |
| 2016 | 730 | 2 398 | 0 | 1,5% | 0,5% |
| Moyenne 2012-2016 | 2005 | 4650 | 340 | 3,2% | 1,1% |

Source : [Enedis] Décret Qualité

Le décret qualité est respecté sur la chronique 2012-2016. La dominante rurale de la concession explique la différence de résultat entre le département et le SDE 76.

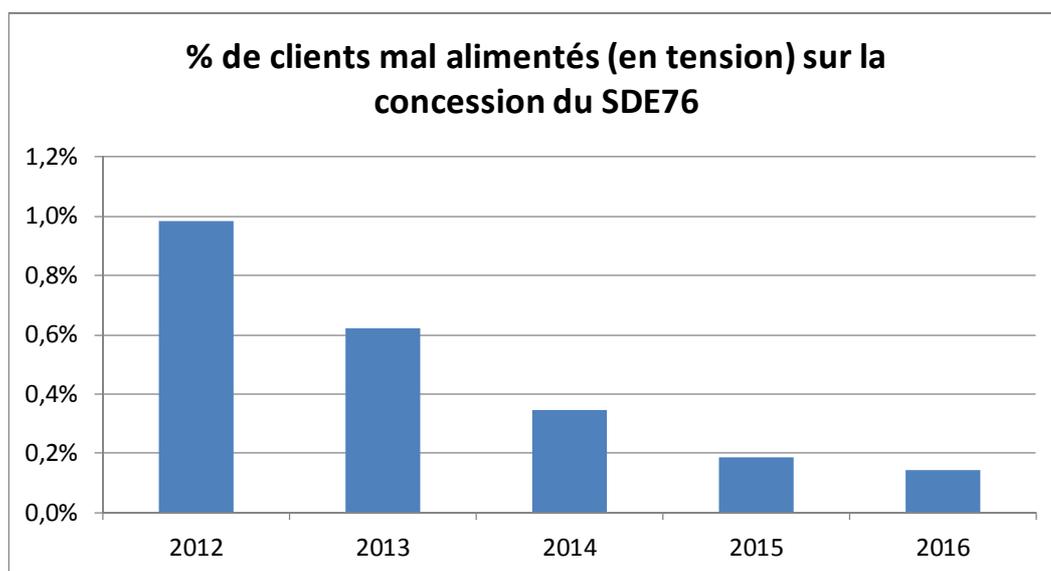
L'année 2013 a vu son taux de clients en dépassement sur l'un au moins des 3 critères atteindre **8,2%**, ce qui est essentiellement dû à la durée cumulée de coupures longues générée par les événements climatiques de l'année.

1.2.1.2. Tenue de la tension

Au sens du Décret, un client est mal alimenté si la tension à son point de livraison sort de la plage de variation à + ou – 10% de la tension nominale. Le niveau global de tenue de la tension n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 3% à la fois sur le département et sur le réseau de la concession considérée.

| Année | Nombre clients BT de la concession | Nombre clients BT en chute de tension | % de clients mal alimentés | Nombre clients BT en Rural | Nombre clients BT en chute de tension en Rural | % de clients mal alimentés en Rural | Nombre clients BT en Urbain | Nombre clients BT en chute de tension en Urbain | % de clients mal alimentés en Urbain |
|-------|------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------------|--|-------------------------------------|-----------------------------|---|--------------------------------------|
| 2012 | 192 715 | 1 894 | 0,98% | 159 461 | 1 562 | 0,98% | 33 254 | 332 | 1,00% |
| 2013 | 194 168 | 1 211 | 0,62% | 160 595 | 1 007 | 0,63% | 33 573 | 204 | 0,61% |
| 2014 | 195 705 | 681 | 0,35% | 161 880 | 563 | 0,35% | 33 825 | 118 | 0,35% |
| 2015 | 197 669 | 370 | 0,19% | 163 478 | 297 | 0,18% | 34 191 | 73 | 0,21% |
| 2016 | 199 543 | 289 | 0,14% | 164 966 | 267 | 0,16% | 34 577 | 22 | 0,06% |

Source : [Enedis] Décret Qualité



Source : [Enedis] Décret Qualité

Le Décret Qualité (tenue de la tension) a été respecté chaque année sur la période 2012-2016. Le nombre de clients BT de la concession en chute de tension est en baisse constante sur la chronique étudiée. Ces résultats démontrent la bonne tenue de la tension pour les clients BT à la maille de la concession.

Sur la chronique 2012-2016, le **Décret Qualité a été respecté** chaque année sur la concession :

- **3,2%** des clients du SDE76 ont été en dépassement d'au moins l'un des critères en moyenne (**continuité d'alimentation**),
- Moins de 1% des clients sont mal alimentés (**tenue de la tension**), ce chiffre étant en baisse depuis 2012 et celui-ci a atteint **0,14% en 2016**.

1.2.2. Performance du réseau HTA

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

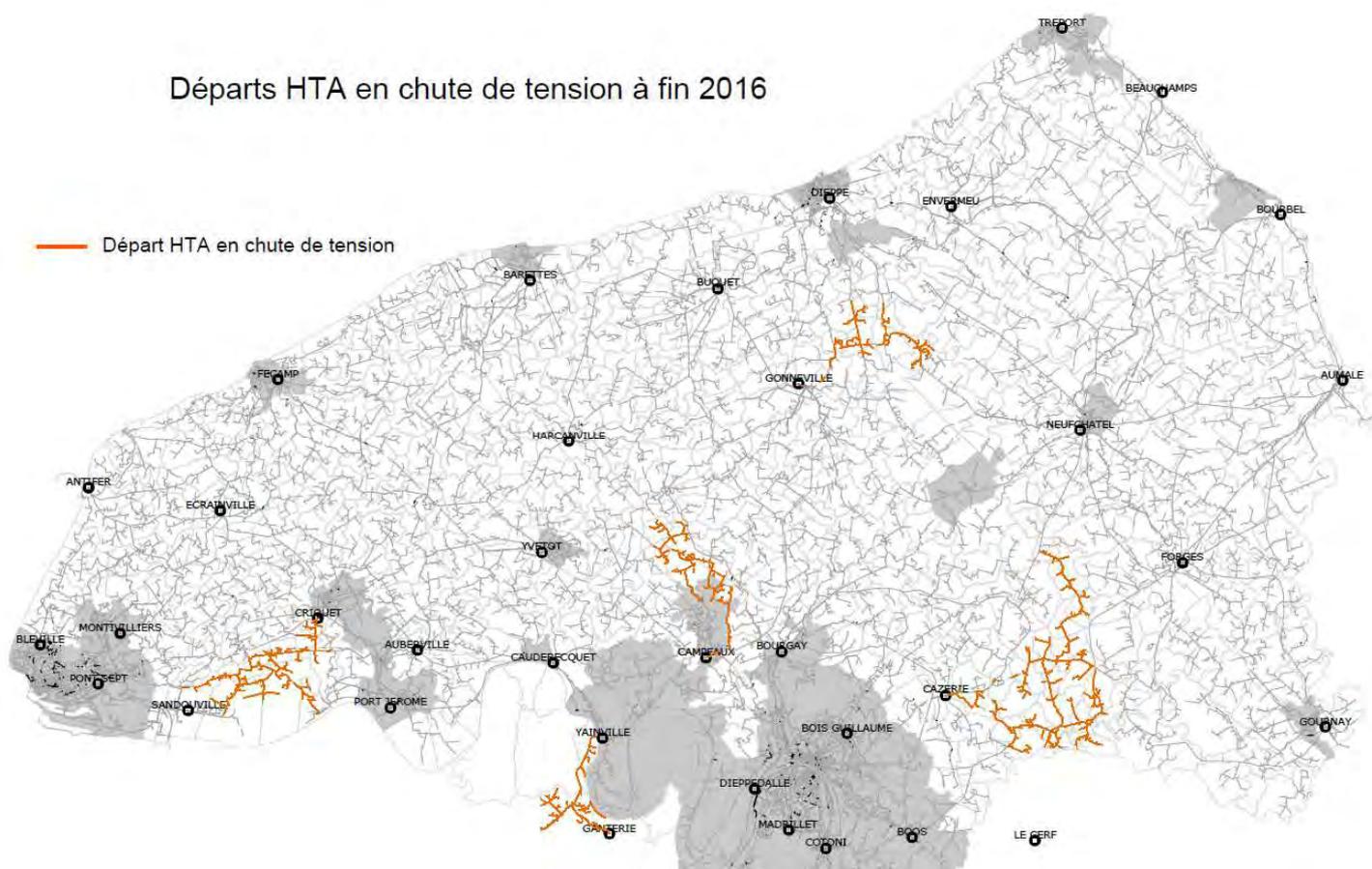
Le réseau HTA du SDE76 est dépendant des projets de développement du concédant concernant la tenue de la tension.

A fin 2016, 6 départs sont en chute de tension supérieure à 5% (dont 1 départ en 15kV, Saint Eustache) :

| Poste Source | Départ | Chute de tension (%) |
|--------------|----------------|----------------------|
| CAMPEAUX | Limesy | 6,5 |
| CAZERIE | Ry | 5,8 |
| CAZERIE | Boissay | 5,6 |
| CRICQUET | Saint Eustache | 7,7 |
| GANTERIE | Hauville | 6,5 |
| GONNEVILLE | Torcy | 6,2 |

Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

Départs HTA en chute de tension à fin 2016



1.2.3. Critère B : le temps moyen de coupure des clients

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, département, région,...) et correspond donc à un temps moyen de coupure : le critère B (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 critère B pour la concession de 2000*30 min / 199 447, soit 0,30 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 (RTE, PS, HTA, BT).

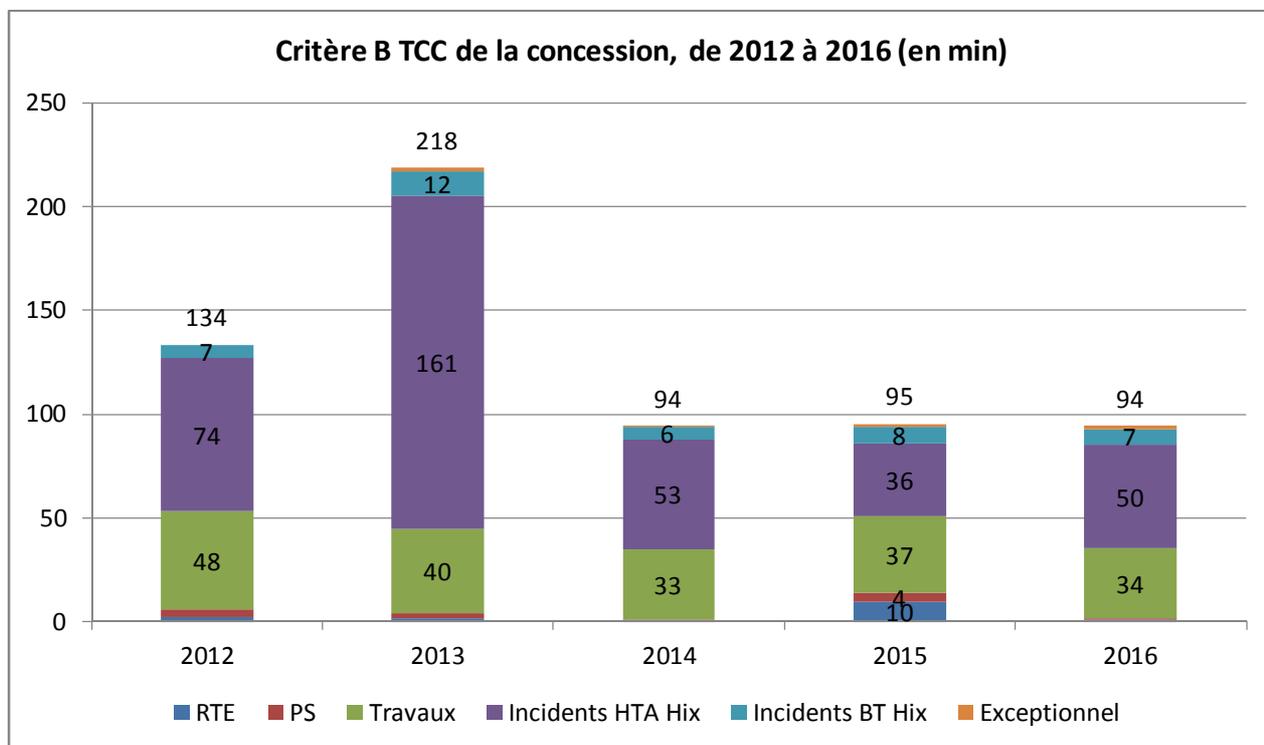
Cet indicateur est communément analysé suivant deux variantes :

- « Toutes Causes Confondues » (TCC),
- et « hors événements exceptionnels » (HIX) (voir définition en Annexe 1)

Il faut noter qu'Enedis est objectivé sur le **critère B HIX hors RTE**, qui correspond à la performance de référence du réseau de distribution.

Critère B TCC et Hix hors RTE :

Le critère B Toutes Causes Confondues de la concession sur la période 2012-2016 est décomposé comme suit :

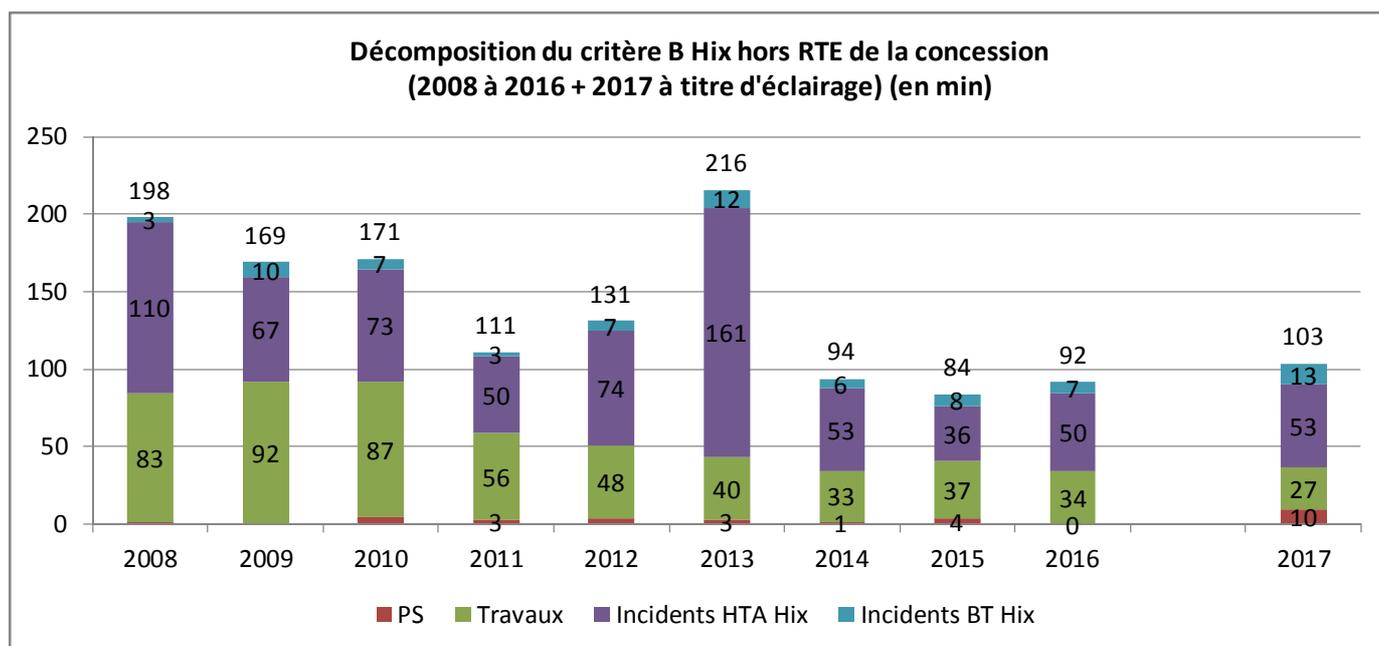


Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

La concession présente un **critère B TCC moyen de 127 min** sur la période 2012-2016. Cette valeur est notamment due à un haut niveau de critère B en 2013. Sur les 3 dernières années, le critère B TCC est de l'ordre de **94 min**.

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2012 - 2016 |
|---|-------|-------|------|------|------|-------------|
| Crit B TCC (en min) concession | 133,5 | 218,5 | 94,3 | 95,1 | 94,3 | 126,8 |
| Crit B HIX hors RTE (en min) concession | 131,1 | 215,7 | 93,9 | 83,9 | 91,7 | 122,9 |
| Crit B Incidents HTA Hix (en min) concession | 73,5 | 160,7 | 53,4 | 35,5 | 50,0 | 74,3 |

Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture



Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

Analyse de la chronique 2012-2016

En **2012**, le critère B incidents HTA HIX de la concession est d'environ **74 min**. Ce résultat s'explique par :

- des incidents répartis tout au long de l'année ayant pour cause **une défaillance du matériel**, pour près de **50%** des incidents recensés sur le réseau HTA (*les incidents ayant cette cause comme origine représentent en moyenne 20% des incidents de la concession sur la période 2012-2016*) ;
- le 05/01/2012 (tempête « Andrea ») ainsi que le 24/09/2012 ont chacun contribué à près de **8 min** de critère B incidents HTA HIX sur la concession (ce qui représente **20%** du critère B de la concession en 2012).

En **2013**, le critère B incidents HTA HIX de la concession est d'environ **161 min**. Ce résultat s'explique par :

- 4 événements climatiques (« neige » de mars, « **foudre-vent** » de juillet, tempêtes « Christian » et « Dirk » respectivement le 28 octobre et le 23 décembre 2013) dont seul le premier a été qualifié d'exceptionnel. Ces événements climatiques représentent respectivement 1% ; **57%** ; 6% et 6% du critère B incidents HTA de la concession.

L'événement climatique de mars a principalement touché la Manche et le Calvados, la Seine-Maritime (et par conséquent le SDE76) ont été moins impactés. Les 3 événements climatiques survenus entre juillet et décembre ont engendré pour chacun plus de 100 000 clients coupés, et ils ont fortement impacté la Seine-Maritime.

Ce phénomène montre une **réelle sensibilité climatique** du réseau HTA de la concession, notamment concernant le risque vent.

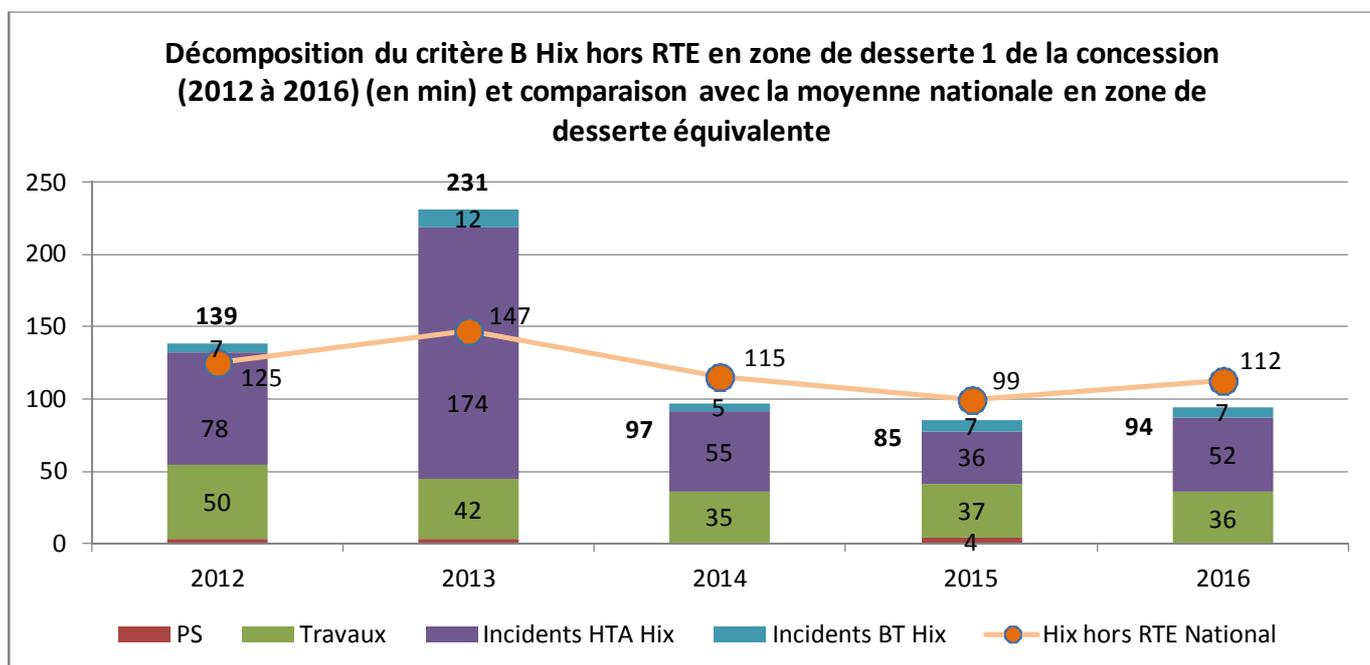
En **2015**, 10 minutes de critère B sont dues à un incident sur le réseau de transport d'électricité (RTE), qui s'est produit dans la nuit du 1^{er} au 2 juillet dans la zone d'ANTIFER et CRIQUET.

Enfin, on observe une valeur de **critère B travaux importante** : près de **40 min/an** en moyenne sur la période 2012-2016 (contre 29 min en moyenne au national) : environ 11 min suite à des travaux d'élagage et moins de 1 minute concernant le PCB. On constate une diminution progressive de cette valeur sur la chronique considérée (-28% entre 2012 et 2016, ce qui se confirme et se prolonge en 2017 : **27,4 minutes de critère B travaux sur le SDE76**).

Comparaison avec les valeurs moyennes nationales :

| Z1 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2012 - 2016 |
|--|-------|-------|-------|------|-------|-------------|
| Crit B TCC (en min) concession Z1 | 141,3 | 233,2 | 97,3 | 95,5 | 97,2 | 132,5 |
| Crit B HIX hors RTE (en min) concession Z1 | 138,7 | 230,8 | 97,0 | 85,3 | 94,5 | 128,9 |
| Crit B Incidents HTA Hix (en min) concession Z1 | 77,7 | 174,0 | 55,1 | 36,3 | 51,7 | 78,7 |
| Crit B HIX hors RTE (en min) national Z1 | 124,8 | 147,2 | 115,4 | 99,4 | 112,4 | 119,8 |

Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

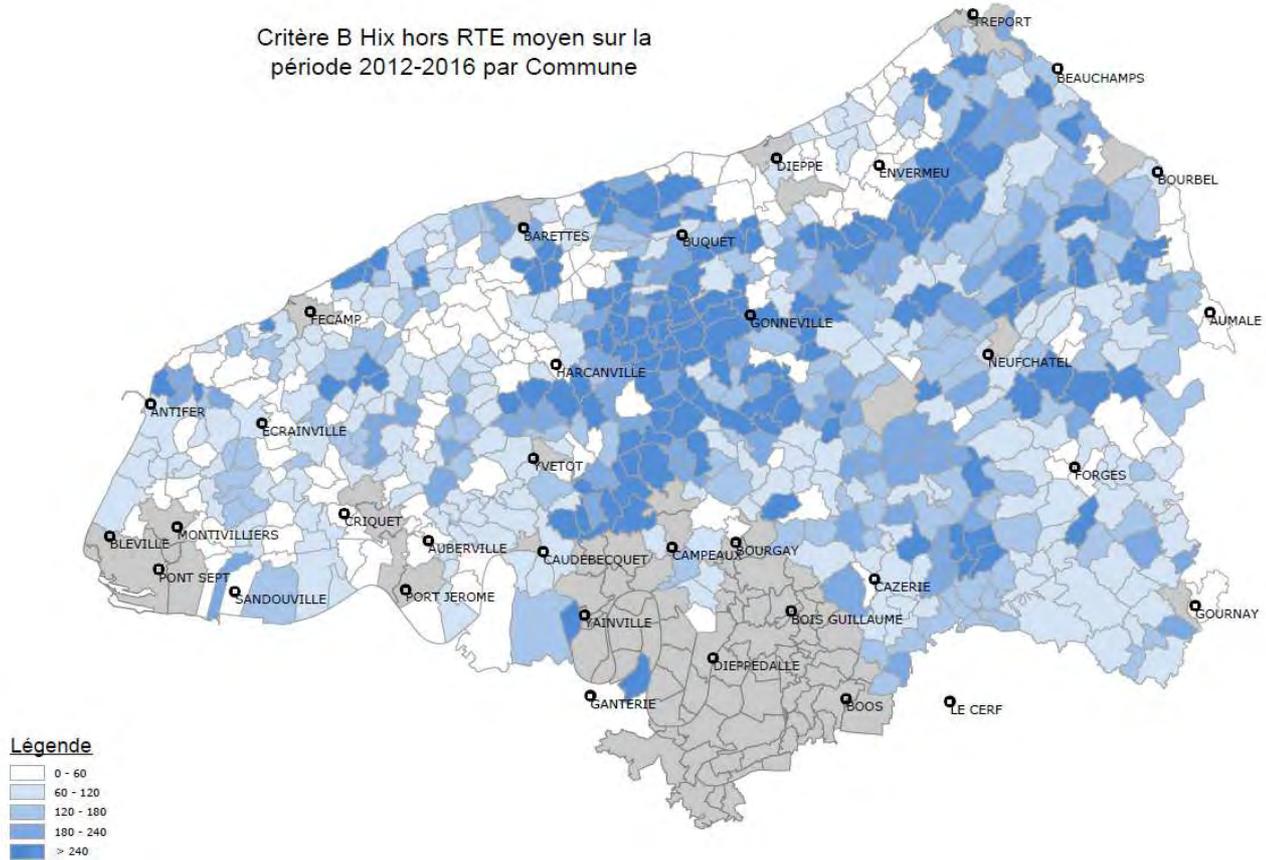


Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

Ce graphique à la maille de la zone de desserte 1 illustre la dimension rurale de la concession.

Nous nous intéressons à la comparaison des différentes composantes du critère B avec les données nationales en zone 1, zone prépondérante sur la concession. Le critère B HIX hors RTE moyen de la concession est supérieur à celui du national en Z1 en moyenne sur la chronique 2012-2016 (**9 minutes au-dessus**, notamment dû à l'année 2013 : 231 minutes de critère B HIX hors RTE). Cependant, depuis 2014, cet indicateur est en-dessous des valeurs moyennes nationales en zone de desserte équivalente.

Critère B Hix hors RTE moyen sur la période 2012-2016 par Commune

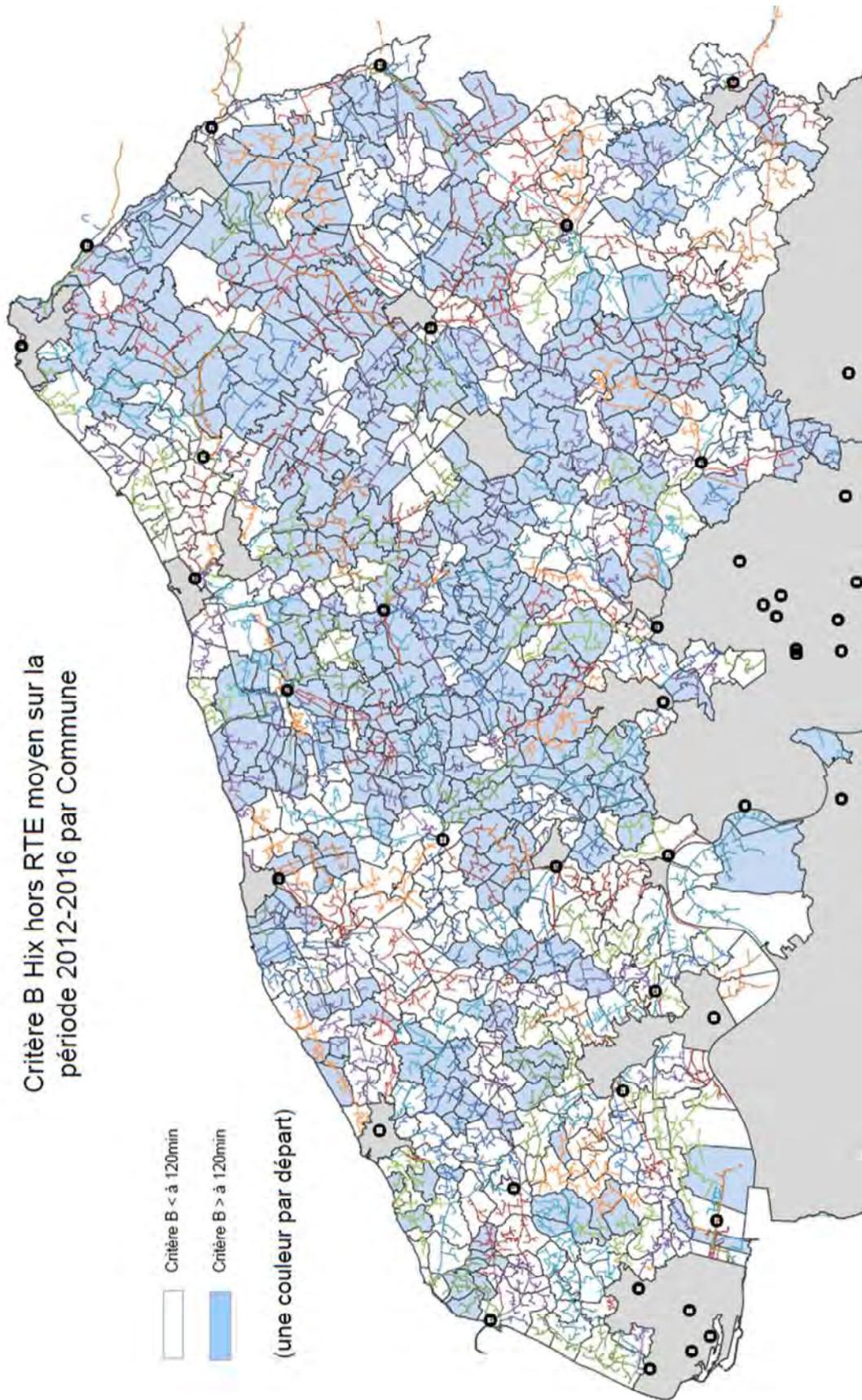


Critère B Hix hors RTE moyen sur la période 2012-2016 par Commune

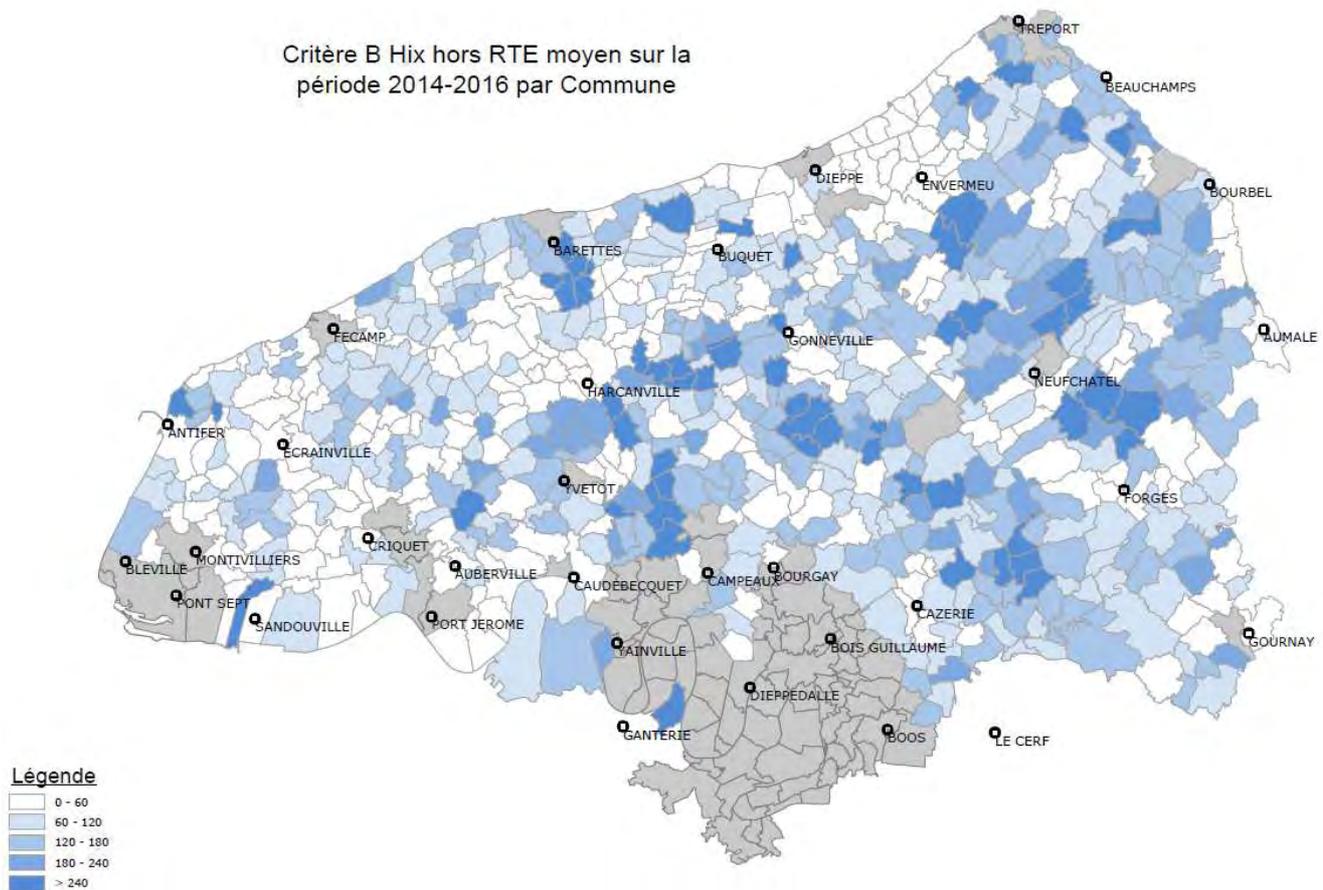
Critère B < à 120min

Critère B > à 120min

(une couleur par départ)



Pour filtrer l'impact de 2013 (nombreux événements climatiques), on propose une carte du critère B HIX hors RTE sur la chronique 2014-2016 :



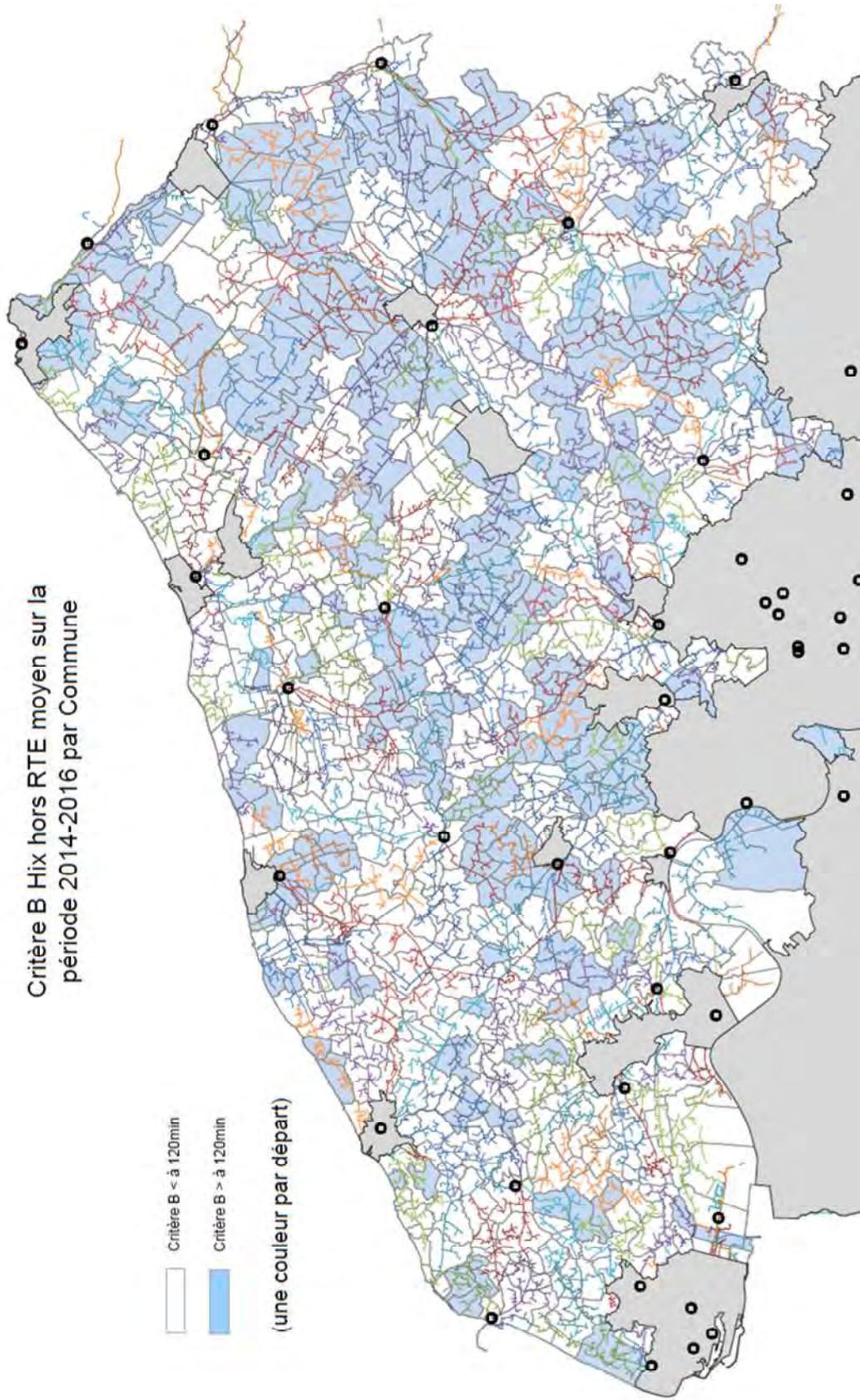
Le **critère B** (temps moyen de coupure des clients BT) hors événements exceptionnels hors RTE moyen de la concession du SDE76 sur la période 2012-2016 est de **123 minutes** (le critère B TCC s'élevant à 127 min).

- le critère B HIX hors RTE de la concession est au-dessus de la moyenne nationale (70 min), ce qui est notamment dû à la **sensibilité aux événements climatiques** de la concession ainsi qu'à son **caractère rural**,
- le critère B HIX hors RTE des communes en zone 1 de la concession est inférieur aux moyennes nationales en zone de desserte équivalente depuis 2014,
- les **incidents HTA HIX** représentent **59%** du critère B TCC de la concession en moyenne,
- l'année 2013 présente un critère B TCC élevé (218 min) ce qui peut s'expliquer tout particulièrement par **l'événement climatique du 27 juillet** (représentant 60% du critère B incidents HTA),
- le critère **B travaux** est plus élevé que la moyenne au niveau national : **40 min/an** en moyenne sur la période 2012-2016.

Critère B Hix hors RTE moyen sur la période 2014-2016 par Commune

- Critère B < à 120min
- Critère B > à 120min

(une couleur par départ)



1.2.4. Fréquence de Coupures Longues incidents HTA

La fréquence de Coupures Longues incidents HTA, permet d'appréhender le nombre moyen de coupures longues (>3 min) sur incident par client par an sur une commune donnée. Il est calculé « Toutes Causes Confondues » afin de mesurer le niveau réel de continuité de fourniture, y compris donc pendant les événements climatiques.

Cet indicateur est donné pour chaque année de la période retenue, avec à titre comparatif les résultats à la maille nationale (général et en zone 1) :

| Année | Fréquence CL incidents HTA TCC Moyenne National | Fréquence CL incidents HTA TCC Moyenne Concession |
|-------|--|--|
| 2012 | 0,67 | 1,08 |
| 2013 | 0,67 | 1,30 |
| 2014 | 0,54 | 0,77 |
| 2015 | 0,55 | 0,56 |
| 2016 | 0,50 | 0,71 |

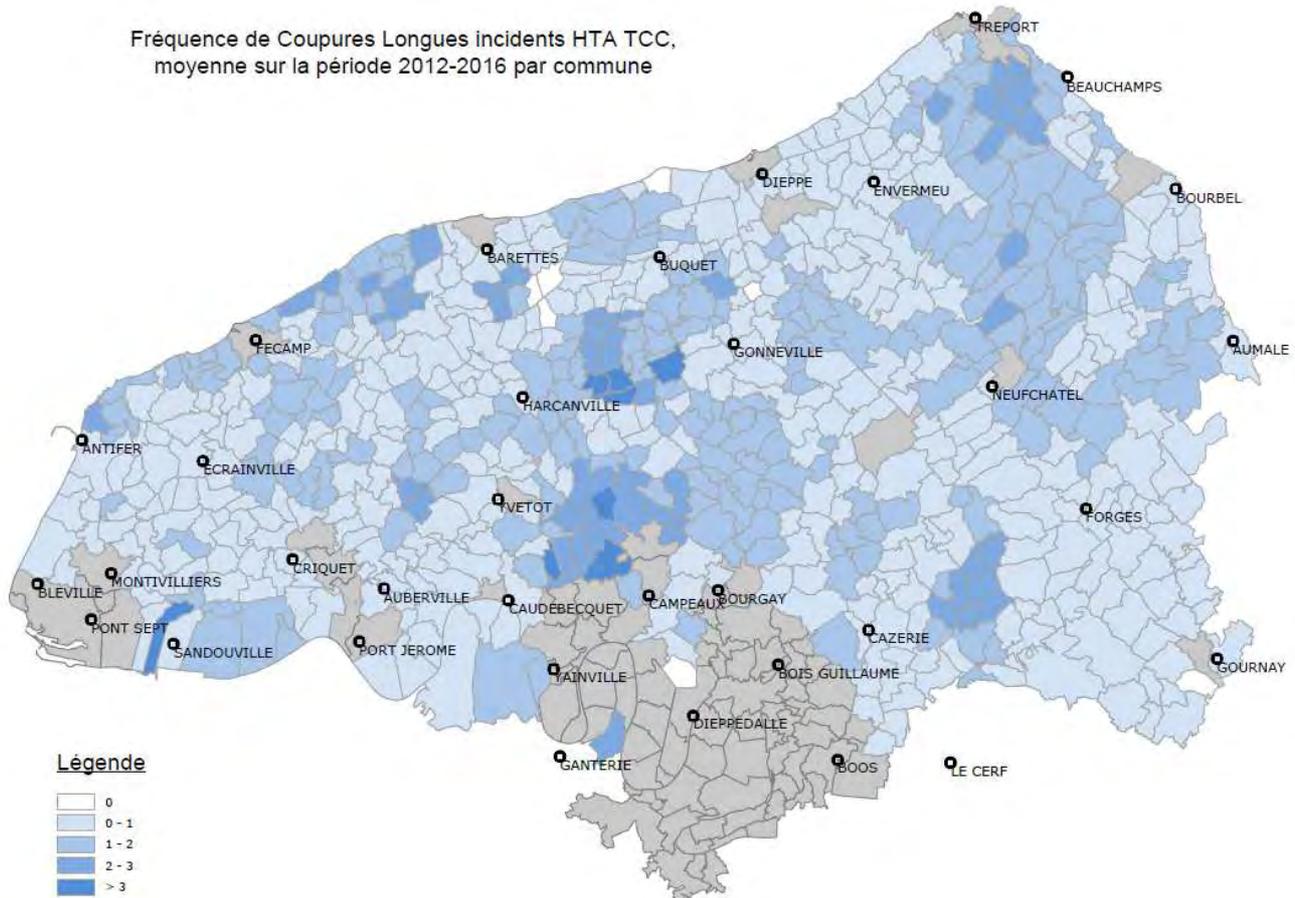
| Année | Fréquence CL incidents HTA TCC National en Z1 | Fréquence CL incidents HTA TCC Concession en Z1 |
|-------|--|--|
| 2012 | 1,04 | 1,11 |
| 2013 | 1,09 | 1,36 |
| 2014 | 0,92 | 0,77 |
| 2015 | 0,83 | 0,57 |
| 2016 | 0,85 | 0,74 |

Source : [Enedis] Données Qualité de Fourniture

La sensibilité de la concession est aussi visible sur cet indicateur. Outre les augmentations en 2013 (4 événements climatiques), et en 2016 dans une moindre mesure (2 événements climatiques), du taux de fréquence de Coupures Longues incidents HTA liées aux aléas climatiques, celui-ci est en amélioration sur la chronique 2012-2016.

La partie de la concession en Z1 a un taux de fréquence de Coupures Longues incidents HTA meilleur que la moyenne nationale en zone de desserte équivalente depuis 2014. En 2013, cet indicateur a une valeur plus élevée que la moyenne suite aux multiples événements climatiques qui se sont produits cette année. Cet indicateur confirme les résultats satisfaisants de la concession concernant les incidents HTA en Z1 à partir de 2014.

Fréquence de Coupures Longues incidents HTA TCC,
moyenne sur la période 2012-2016 par commune



On observe deux zones ayant une fréquence de Coupures Longues incidents HTA importante (supérieure à 2 voire 3) dans la partie centrale de la Seine-Maritime. Ces zones sont la conséquence de nombreux incidents sur le réseau HTA aérien de la concession, ayant des causes aussi bien climatiques (vent et bois) que matériel (usure).

La zone au Nord-Est de la concession a subi plusieurs incidents HTA localisés principalement sur les armements.

La fréquence de Coupures Longues incidents HTA TCC de la concession du SDE76 est supérieure aux valeurs moyennes nationales sur la chronique 2012-2016 ; les taux observés en 2015 et 2016 se rapprochant de la moyenne nationale.

Cet indicateur montre la sensibilité du réseau aux événements climatiques : **1,3 CL/client en 2013**.

L'analyse de la fréquence de CL en zone 1 montre qu'à zone de desserte équivalente, la fréquence de Coupures Longues sur les communes du SDE76 est **inférieure aux moyennes nationales depuis 2014**.

1.2.5. Fiabilité des ouvrages

1.2.5.1. Fiabilité des ouvrages HTA

La fiabilité des ouvrages est évaluée par leur taux d'incident par an pour 100 km de réseau.

Les incidents retenus sont « Toutes Causes Confondues » (TCC : en prenant donc en compte les événements climatiques), **mais hors tiers** (les incidents de cause tiers représentent 11% des incidents sur le réseau HTA sur la chronique 2012-2016).

L'analyse de la fiabilité du réseau HTA est conduite sur l'intégralité des 223 départs alimentant significativement la concession (départs ayant plus de 50% de leur longueur sur la concession, parmi les 264 départs alimentant des clients du SDE76). Le choix du périmètre considéré modifie légèrement la longueur du réseau. Ce choix nous semble plus pertinent pour cette étude.

En effet, seuls les départs alimentant majoritairement des clients appartenant à la concession ont un intérêt en termes de fiabilité du réseau de la concession du SDE76. De plus, il est intéressant d'étudier l'intégralité d'un départ majoritairement sur la concession (en schéma normal), car un incident hors concession sur ce départ peut impacter les clients de la concession.

Réseau HTA aérien :

Analyse de la fiabilité du réseau HTA aérien

| | Longueur de réseau aérien (en km) | Nb incidents HTA aérien TCC avec dégât hors tiers | Taux d'inc/an/100 km de réseau HTA aérien TCC avec dégât hors tiers |
|------------------|-----------------------------------|---|---|
| | concession | concession | concession |
| 2012 | 4 298 | 142 | 3,3 |
| 2013 | 4 263 | 188 | 4,4 |
| 2014 | 4 224 | 105 | 2,5 |
| 2015 | 4 205 | 77 | 1,8 |
| 2016 | 4 210 | 118 | 2,8 |
| 2012-2016 | 4 240 | 630 | 3,0 |

Source : [Enedis] Données Réseau / Qualité de Fourniture

Le nombre important d'incidents en 2012 n'est pas dû à un événement particulier, mais il est plutôt la conséquence d'**incidents répétitifs sur toute la durée de l'année**. La moitié des incidents sont dus à une **usure** du réseau HTA, ce qui est en corrélation avec le caractère régulier des incidents sur l'année 2012 (il n'y a pas eu d'événement particulier impactant le réseau HTA de la concession sur l'année en question).

En 2013, plusieurs événements climatiques se sont produits en Normandie, événements qui ont fortement impacté le réseau aérien notamment (épisode « neige collante » en mars sur la Manche et Le Calvados principalement, événement « foudre-vent » de juillet, tempêtes « Christian » et « Dirk » respectivement le 28 octobre et le 23 décembre 2013).

Le taux d'incident du réseau HTA aérien de la concession du SDE76, qui s'élève à 3,0 incidents/an/100 km sur la période 2012-2016, se trouve au niveau de la moyenne nationale (3 incidents/an/100 km sur la chronique considérée).

Analyse siège/cause des incidents HTA aériens sur la période 2012-2016 :

Les causes génériques « bois » et « climatique » de l'analyse menée ci-dessous regroupent les causes détaillées répertoriées dans le tableau ci-dessous.

| CAUSES | |
|---|-------------------|
| Libellé | Causes regroupées |
| élagage insuffisant | Bois |
| Chute de branche par vent | Bois |
| Chute d'arbre par vent | Bois |
| Abattage insuffisant | Bois |
| Effort anormal par tempête de vent ou de pluie | Climatique |
| Effort anormal par tempête de neige ou de givre | Climatique |
| Coup de foudre | Climatique |
| Pollution, corrosion | Climatique |
| Condensation, inondation | Climatique |
| Cause inconnue: par grand vent | Climatique |
| Cause inconnue: par orage | Climatique |
| Cause inconnue: par neige ou givre | Climatique |

| Siège/Cause | Bois | Climatique | Défaut Matériel hors Usure | Manipulation | Externe | Inconnue | Usure | Toutes causes confondues | |
|--------------------------|------|------------|----------------------------|--------------|---------|----------|-------|--------------------------|-----|
| Armement | 15 | 10 | | | 2 | | 10 | 37 | 6% |
| Attache | 9 | 44 | 1 | 1 | 1 | 2 | 72 | 130 | 21% |
| IA | 1 | 3 | 2 | 1 | | | 10 | 17 | 3% |
| Isolateur | 2 | 8 | 3 | | 5 | | 16 | 34 | 5% |
| Conducteurs | 143 | 63 | 6 | | 17 | 2 | 42 | 273 | 43% |
| Parafoudres ou éclateurs | | 5 | 1 | | 5 | | 7 | 18 | 3% |
| Raccord, pont, bretelle | 3 | 26 | 3 | | 1 | 1 | 57 | 91 | 14% |
| Support | 12 | 4 | 1 | 1 | 2 | | 10 | 30 | 5% |
| Tous sièges confondus | 185 | 163 | 17 | 3 | 33 | 5 | 224 | 630 | |
| | 29% | 26% | 3% | 0% | 5% | 1% | 36% | | |

Concernant le détail des incidents, nous pouvons observer qu'environ **36% des incidents sont dus à l'usure du réseau HTA**, tandis que **55% sont causés par des événements climatiques** de manière directe (tempête de vent, pluie) ou indirecte (chutes de branches ou d'arbres causés par le vent) sur le réseau aérien pour la chronique 2012-2016.

Près de la moitié des incidents (**43%**) sont localisés sur les **conducteurs** ; on remarque également que **21% des incidents sont dus aux attaches**.

Une analyse de la contribution en termes de NiTi des incidents par cause et siège est proposée, pour compléter l'approche numérique précédente.

| Siège/Cause | Bois | Climatique | Défaut Matériel hors Usure | Manipulation | Externe | Inconnue | Usure | Toutes causes confondues |
|------------------------------|---------------|---------------|----------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------------------|
| Armement | 5,25% | 3,70% | 0,00% | 0,00% | 0,04% | 0,00% | 1,99% | 10,97% |
| Attache | 1,40% | 6,94% | 0,02% | 0,02% | 0,24% | 0,22% | 8,21% | 17,03% |
| IA | 0,12% | 0,12% | 0,01% | 0,04% | 0,00% | 0,00% | 0,82% | 1,11% |
| Isolateur | 0,06% | 2,61% | 0,16% | 0,00% | 0,56% | 0,00% | 2,01% | 5,41% |
| Conducteurs | 24,00% | 20,67% | 0,29% | 0,00% | 1,57% | 0,16% | 3,88% | 50,57% |
| Parafoudres ou éclateurs | 0,00% | 0,98% | 0,15% | 0,00% | 0,22% | 0,00% | 0,83% | 2,17% |
| Raccord, pont, bretelle | 0,18% | 2,77% | 0,02% | 0,00% | 0,08% | 0,02% | 4,80% | 7,86% |
| Support | 3,29% | 0,12% | 0,15% | 0,01% | 0,09% | 0,00% | 1,21% | 4,87% |
| Tous sièges confondus | 34,30% | 37,91% | 0,81% | 0,06% | 2,79% | 0,39% | 23,74% | 100% |

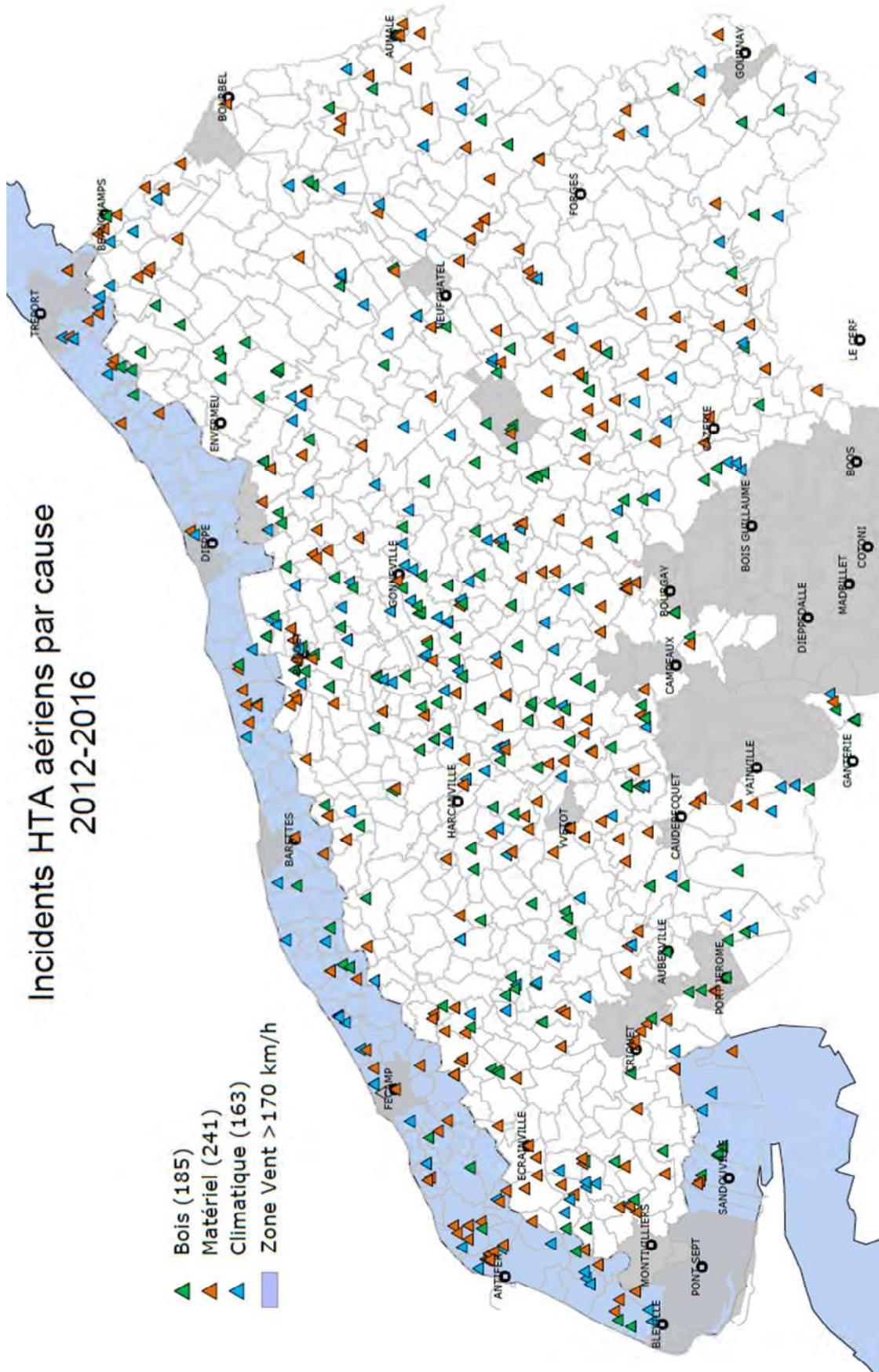
On retrouve la part prépondérante des incidents pour cause **bois/climatique** ainsi que provoqué par une **usure du matériel**, localisés principalement sur les **conducteurs** HTA ainsi que les **attaches**.

La proportion des incidents par siège est semblable à leur contribution en termes de NiTi, quel que soit le siège.

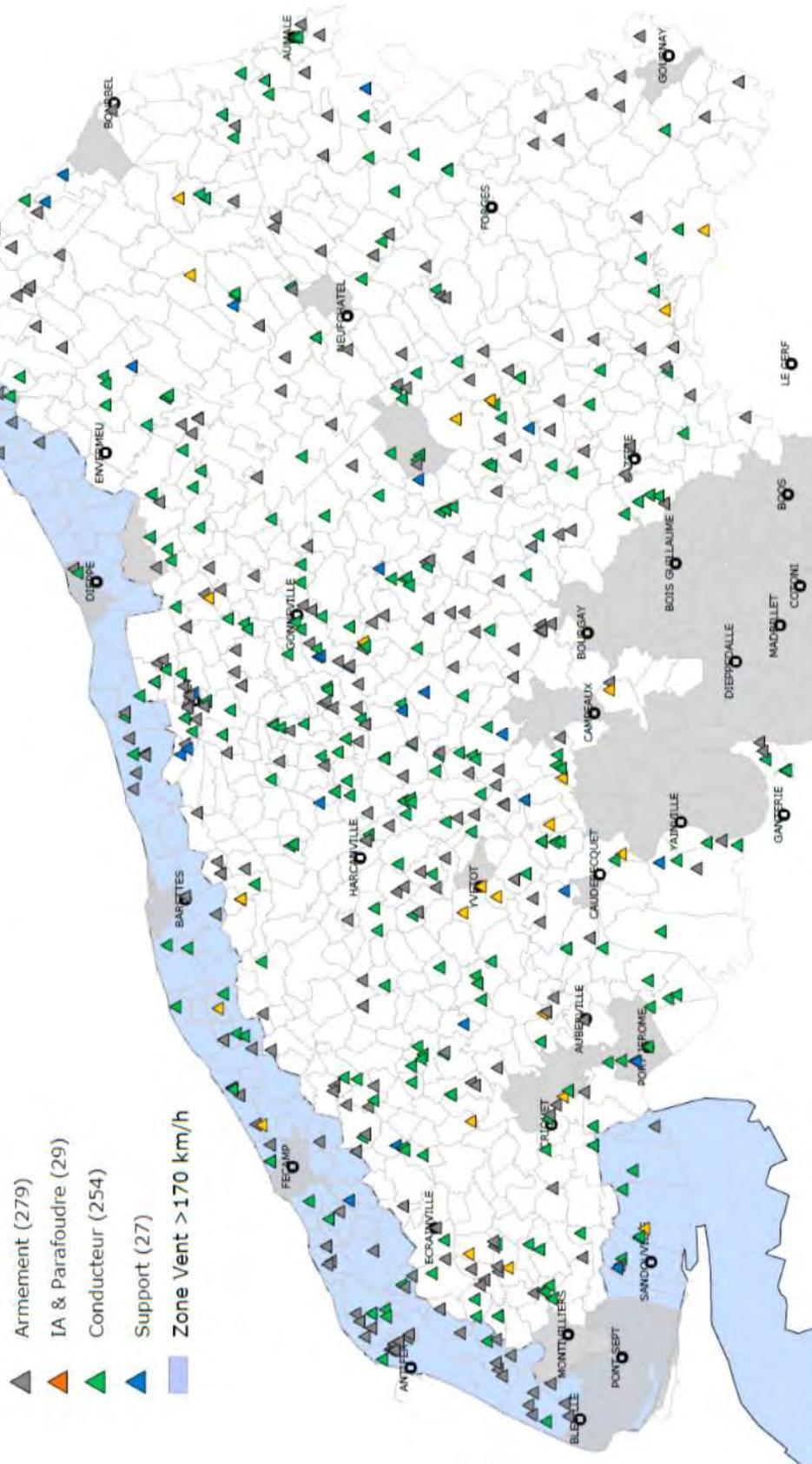
En revanche, on observe une certaine disparité entre le nombre d'incidents par cause et leur contribution en NiTi. En effet, les incidents pour cause bois et climatique représentent 55% des incidents sur la concession durant la période 2012-2016 mais ont contribué à plus de 72% du NiTi de ces incidents HTA. Ce phénomène est notamment lié aux multi-incidents durant les événements climatiques d'ampleurs.

Incidents HTA aériens par cause 2012-2016

- ▲ Bois (185)
- ▲ Matériel (241)
- ▲ Climatique (163)
- Zone Vent > 170 km/h



Incidents HTA aériens par siège 2012-2016



Zoom sur la fiabilité des portions de réseau HTA aérien traitées en PDV :

Les départs pris en compte dans cette étude sont les 223 départs alimentant significativement la concession du SDE76.

En prenant en compte uniquement les portions de réseau HTA sur lesquelles de travaux de PDV (prolongation de la durée de vie) ont été réalisés ainsi que ceux fiabilisés par la PDV sur la période 2014-2016 et les incidents ayant pour cause une défaillance du matériel, l'étude de l'incidentologie de ces réseaux donne les résultats ci-dessous.

| Programme PDV | Total CL avant PDV (historique sur 5 ans) | Total CL après PDV (jusqu'à fin 2017) | Longueur fiabilisée (km) | Taux CL avant PDV /an/100 km (sur 5 ans) | Taux CL après PDV /an/100 km (prorata temporis) |
|---------------|---|---------------------------------------|--------------------------|--|---|
| 2014 | 8 | 3 | 91,6 | 1,6 | 0,9 |
| 2015 | 5 | 1 | 114,4 | 0,8 | 0,3 |
| 2016 | 15 | 0 | 96,7 | 2,8 | 0,0 |
| Total | 28 | 4 | 302,7 | 1,7 | 0,5 |

Clé de lecture:

Les tronçons traités dans le cadre du programme PDV 2014 ont subi :

- 8 incidents pour cause une défaillance du matériel sur les 5 années précédant les travaux PDV
- 3 incidents pour cause une défaillance du matériel après travaux PDV jusqu'à la fin de l'année 2017

Sur la période 2014-2016, le taux d'incident du réseau aérien traité en PDV, en prenant en compte les incidents pour cause une défaillance du matériel HTA, a été **divisé par 3,2**.

Réseau HTA souterrain :

Analyse de la fiabilité du réseau HTA souterrain

| | Longueurs de réseau (en km) | | | Nombre d'incidents | | | Taux d'incident/an/100 km de réseau | | |
|-----------|-----------------------------|---------------|-----------------------|--------------------|---------------|-----------------------|-------------------------------------|---------------|-----------------------|
| | Réseau souterrain | Réseau en CPI | Réseau en synthétique | Réseau souterrain | Réseau en CPI | Réseau en synthétique | Réseau souterrain | Réseau en CPI | Réseau en synthétique |
| 2012 | 2 810,5 | 55,4 | 2 755,1 | 37 | - | - | 1,3 | - | - |
| 2013 | 2 880,3 | 55,7 | 2 824,6 | 31 | 15 | 16 | 1,1 | 26,9 | 0,6 |
| 2014 | 2 983,2 | 55,0 | 2 928,2 | 14 | 4 | 10 | 0,5 | 7,3 | 0,3 |
| 2015 | 3 131,2 | 50,1 | 3 081,1 | 16 | 6 | 10 | 0,5 | 12,0 | 0,3 |
| 2016 | 3 261,6 | 48,5 | 3 213,1 | 20 | 4 | 16 | 0,6 | 8,2 | 0,5 |
| 2012-2016 | 3 013,4 | 52,9 | 2 960,4 | 118 | 29 | 52 | 0,8 | 13,9 | 0,4 |

Source : [Enedis] Données Réseau / Qualité de Fourniture

NB : Taux d'incident sur réseau CPI et synthétique calculés uniquement sur les 4 dernières années du fait de la révision de la nomenclature « cause-siège » en 2013.

Le taux d'incident du réseau souterrain du SDE76 sur la chronique 2012-2016 est de **0,8 incident/an/100 km**. Ce résultat est notamment dû à la forte proportion de câbles synthétiques sur la concession, et de son faible nombre d'incidents sur la période.

Le nombre d'incidents sur le réseau CPI HTA a été élevé en 2013 (localisés dans la région à l'est du Havre). Le réseau CPI de la concession est assez incidentogène, avec un taux d'incident de **13,9 incidents/an/100 km** sur la période 2013-2016. Ce taux d'incident élevé est à relativiser vis-à-vis de la faible proportion de câbles CPI sur la concession du SDE76.

Le réseau CPI HTA situé sur les départs alimentant significativement la concession représente seulement **1,8%** du réseau souterrain en termes de longueurs, mais contribue à hauteur de **36%** aux incidents hors tiers sur la période 2013-2016.

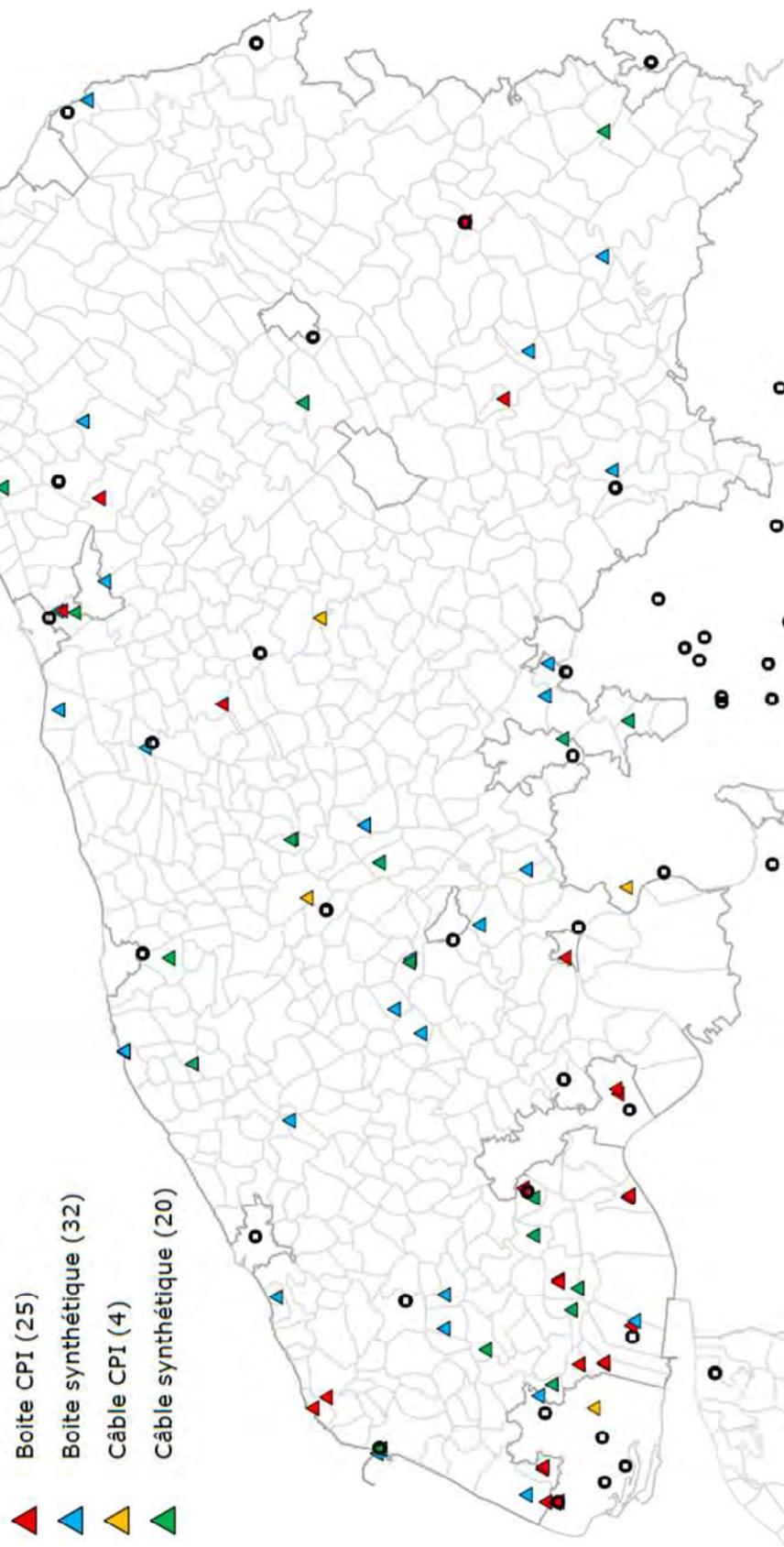
Analyse siège/cause des incidents HTA souterrains sur la période 2013-2016 :

| Siège/Cause | Défaut de conception | Défaut de montage / tirage | Usure naturelle | Autres | Total |
|-------------|----------------------|----------------------------|-----------------|--------|-------|
| CPI | | | | | |
| Boîte | 12 | | 13 | | 25 |
| Câble | | | 4 | | 4 |
| Synthétique | | | | | |
| Boîte | 7 | 3 | 21 | 1 | 32 |
| Câble | 2 | 1 | 13 | 4 | 20 |

L'étude des sièges et causes des incidents HTA est produite à partir de 2013, la distinction entre incidents sur CPI ou synthétique n'étant pas faite avant, comme expliqué précédemment.

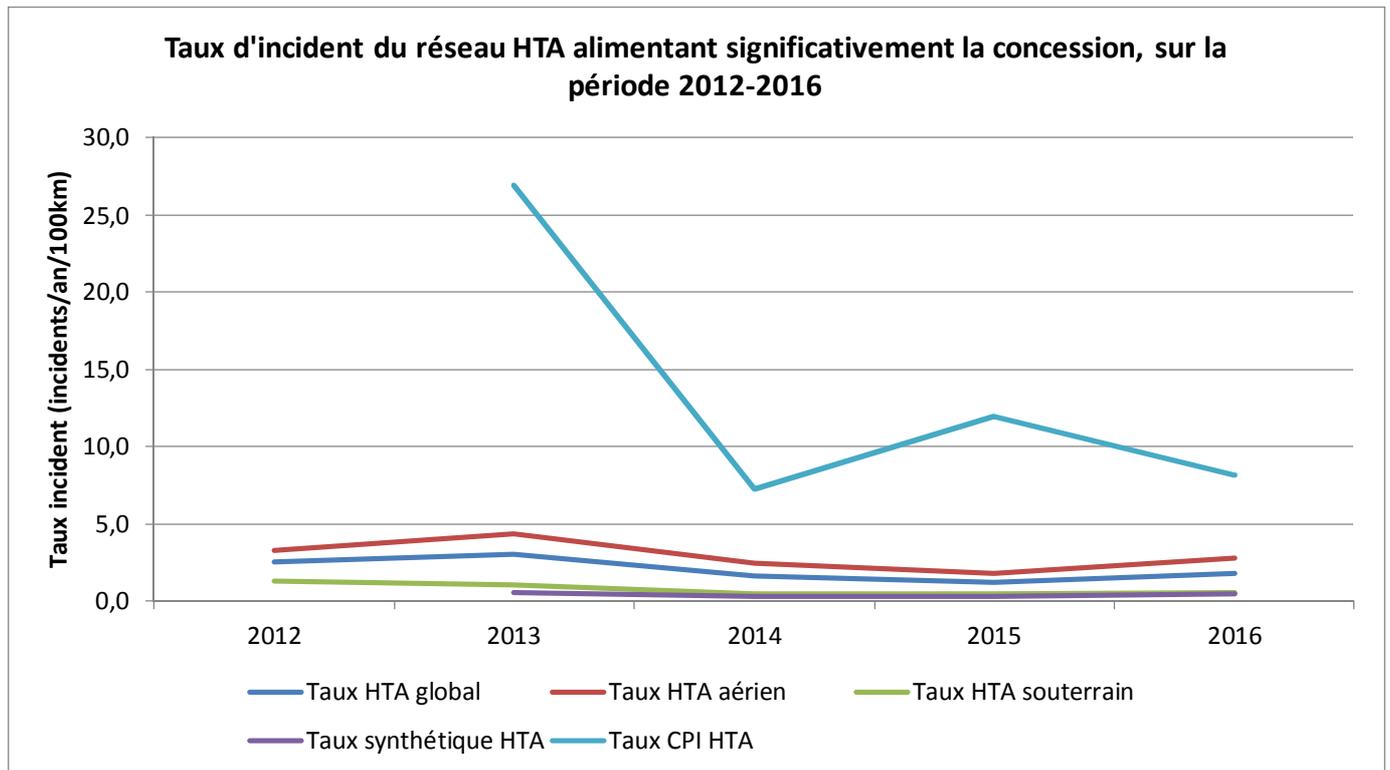
Concernant le réseau CPI, la majorité des incidents sont localisés sur les boîtes de jonction (**86%**). Le ratio boîte-câble est plus équilibré sur le réseau synthétique. Nous observons une prédominance des incidents dus à l'usure naturelle du matériel, aussi bien pour le réseau CPI que le réseau synthétique.

Incidents HTA souterrain SDE76 / 2013-2016



La carte porte sur la chronique 2013-2016 et ne recense donc pas les incidents 2012, car la distinction CPI/synthétique n'était pas accessible avant 2013.

Sur la chronique 2012-2016, les taux d'incident par année des différentes technologies de réseau HTA sont les suivants :



NB : Taux d'incident sur réseau CPI et synthétique calculés uniquement sur les 4 dernières années du fait de la révision de la nomenclature « cause-siège » en 2013.

Fiabilité des réseaux HTA

Le taux d'incident moyen du **réseau HTA aérien** est de **3,0 incidents/an/100 km**. Le taux d'incident moyen du **réseau HTA souterrain** est de **0,8 incident/an/100 km**

Les incidents ayant pour cause tiers représentent **11%** des incidents sur la chronique 2012-2016.

Sur le **réseau aérien**, les incidents ont comme sièges les **conducteurs** principalement (et en plus faible proportion les attaches). Les causes prépondérantes sont **l'usure** ainsi que le **bois** et les **événements climatiques**.

Au regard des incidents, le point faible du **réseau souterrain** se situe au niveau des **boîtes de jonction** et la majorité des incidents ont pour cause **l'usure naturelle** du matériel.

1.2.5.2. Fiabilité des ouvrages BT

La contribution au critère B des incidents sur les réseaux BT s'établit annuellement aux alentours de 7 mn (hormis en 2013 où elle s'est élevée à 12 mn), soit moins de 8% de la valeur du critère B.

Analyse de la fiabilité globale du réseau BT hors incidents Tiers

| Année | Toutes Causes Confondues | | Réseau Aérien | | | | | | | | | | | | | Toutes Causes Confondues | | Réseau Souterrain | | | | | | | Autres | |
|-------|--------------------------|-----|--------------------------|------|------------------------------|------|----------------|------|-------------------------|---------|----------------------|--------|--------|--------|-------------------------|--------------------------|-----------|--------------------|--------|-----------|----------|--------|--------|-----|--------|--|
| | | | Toutes Causes Confondues | | Conducteurs NU (Cuivre) | | | | | | Conducteurs Torsadés | | Autres | | câble synthétique (Alu) | | | Câble CPI (Cuivre) | | | Autres | | | | | |
| | Toutes Causes Confondues | | | | Sections Hors Faible Section | | Faible Section | | câble synthétique (Alu) | | | | | | Câble CPI (Cuivre) | | | | | | | | | | | |
| | | | Nbr Inc | Taux | Nb Inc | Taux | Nb Inc | Taux | Nb Inc | / Lg NU | / Lg FS | Nb Inc | Taux | Nb Inc | Taux | Nb Inc | / Lg Sout | / Lg Alu | Nb Inc | / Lg Sout | / Lg CPI | Nb Inc | Nb Inc | | | |
| 2012 | 321 | 5,0 | 124 | 3,3 | 30 | 11,1 | 21 | 16,1 | 9 | 3,3 | 6,4 | 86 | 2,5 | 8 | 47 | 1,7 | | | | | | | | 47 | 150 | |
| 2013 | 346 | 5,3 | 152 | 4,2 | 35 | 13,3 | 30 | 23,9 | 5 | 1,9 | 3,6 | 97 | 2,9 | 20 | 67 | 2,4 | 11,0 | 0,4 | 0,4 | | | | | 56 | 127 | |
| 2014 | 225 | 3,4 | 100 | 2,8 | 27 | 10,7 | 21 | 17,5 | 6 | 2,4 | 4,6 | 59 | 1,8 | 14 | 45 | 1,5 | 6,0 | 0,2 | 0,2 | | | | | 39 | 80 | |
| 2015 | 340 | 5,2 | 166 | 4,7 | 59 | 24,8 | 50 | 44,0 | 9 | 3,8 | 7,2 | 71 | 2,2 | 36 | 65 | 2,1 | 12,0 | 0,4 | 0,4 | 1,0 | 0,0 | 20,5 | 52 | 109 | | |
| 2016 | 343 | 5,2 | 170 | 4,9 | 31 | 14,0 | 29 | 28,0 | 2 | 0,9 | 1,7 | 95 | 3,0 | 44 | 86 | 2,7 | 9,0 | 0,3 | 0,3 | 4,0 | 0,1 | 84,0 | 73 | 87 | | |

Source : [Enedis] Données Réseau / Qualité de Fourniture

Dans le tableau ci-dessus, la dénomination « Taux » fait référence à des taux d'incident/an/100 km.

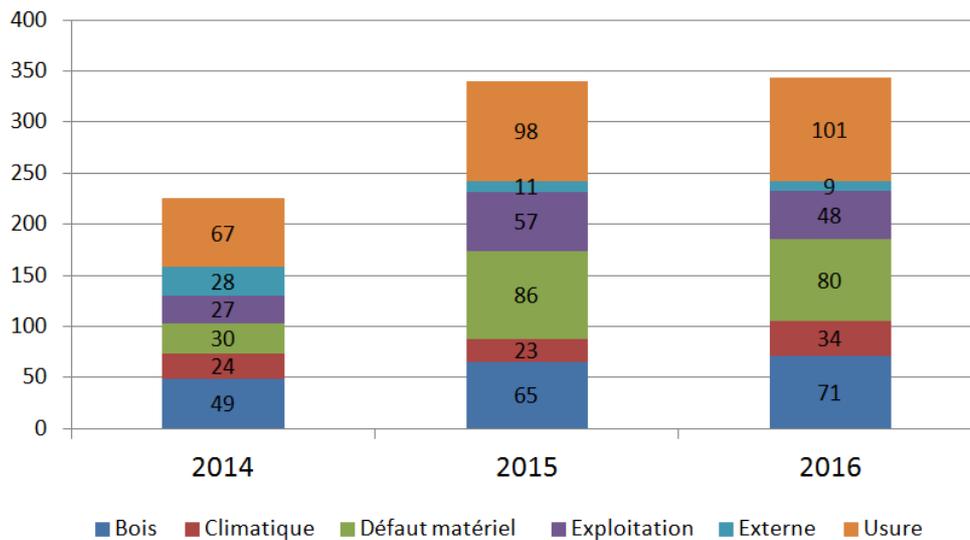
Le nombre annuel d'incidents hors tiers sur réseau est quasi-constant sur la période 2012-2016 pour s'établir aux alentours de 340 incidents, avec un creux à 225 incidents en 2014. Le taux d'incidents « Toutes Causes Confondues » s'établit ainsi aux alentours de 5 incidents/an/100 km.

Le taux d'incidents sur le réseau aérien fils nus est un peu plus élevé que le taux observé nationalement.

En revanche, le taux d'incident sur les réseaux souterrains est environ moitié moindre que celui observé nationalement.

Sur la période 2014 - 2016, la répartition des incidents hors tiers par cause est présentée ci-dessous. Les incidents liés à des défaillances d'ouvrages (défaut matériel ou usure) sont prépondérants.

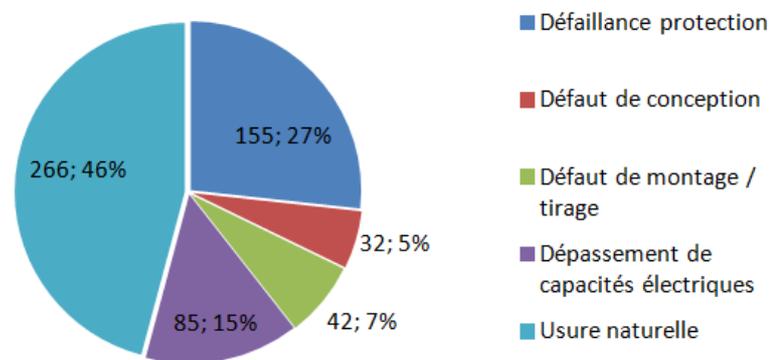
Nombre d'incidents BT hors Tiers par famille de causes



Les incidents Tiers représentent quant à eux 26% de l'ensemble des incidents BT sur la période 2014 -2016.

Les graphiques ci-dessous montrent la répartition des interruptions liées à des défaillances d'ouvrages par type de causes sur la période 2014 à 2016 ainsi que leur répartition selon le type de siège. Les défaillances sur les ouvrages sont liées à 46% à une usure naturelle des équipements.

Nombre d'interruptions hors Tiers liées à des défaillances d'ouvrages par type de cause sur la période 2014 à 2016



Source Enedis

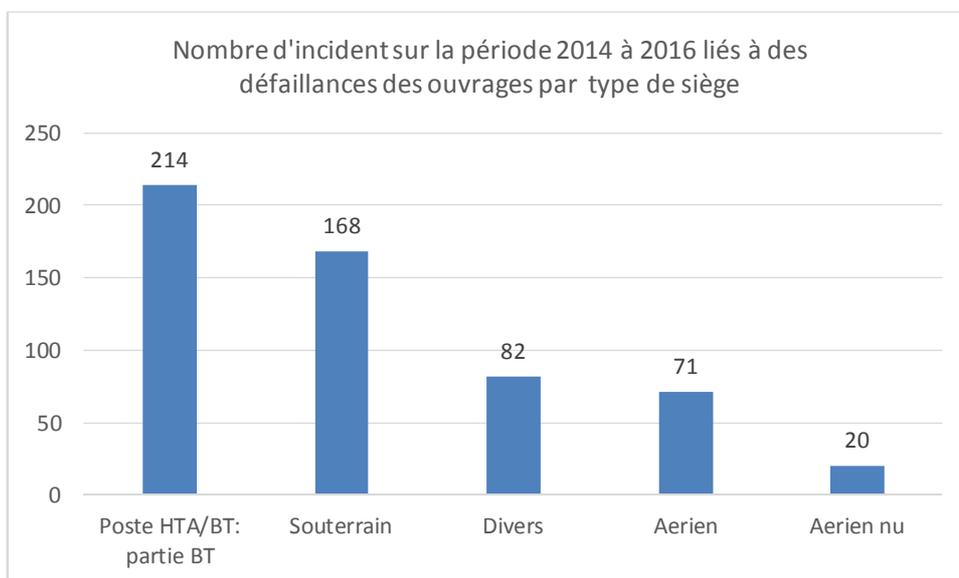


Figure 3 - Approche SDE 76

Nota : Le nombre d'incidents « Postes HTA / BT » inclut les incidents liés à la « partie BT » (150 incidents) et « transformateurs HTA/BT » (64 incidents).

Le graphique ci-dessus indique que la partie BT des postes HTA/BT et les réseaux souterrains (accessoires compris) ont été fortement impactés par les incidents BT.

Le tableau des incidents Sièges/Causes sur la chronique 2012-2016 (hors Tiers) met en avant la prédominance des incidents liés aux postes HTA/BT (17,6%) sur défaillance matériel (défaut ou usure), suivi des incidents sur les réseaux aériens (17,1%) et les réseaux souterrains (15,4%).

| | Branchement BT | Inconnu | Poste HTA/BT | Réseau Aérien | Réseau Souterrain | Tous Sièges |
|----------------------|----------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|----------------|
| Climatique | 0,60% | 0,00% | 2,14% | 10,62% | 1,20% | 14,55% |
| Défaut matériel | 0,94% | 0,00% | 11,56% | 5,39% | 6,08% | 23,97% |
| Exploitation | 0,68% | 0,26% | 13,44% | 3,85% | 6,85% | 25,09% |
| Externe | 0,17% | 0,00% | 2,74% | 2,40% | 2,14% | 7,45% |
| Usure | 1,20% | 0,60% | 6,08% | 11,73% | 9,33% | 28,94% |
| Toutes Causes | 3,60% | 0,86% | 35,96% | 33,99% | 25,60% | 100,00% |

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de l'incidentologie BT par type de technologie sur la période 2012 à 2016. Il montre un taux d'incident pour l'aérien nu environ 5 fois supérieur aux autres typologies de câbles.

La forte variabilité des taux d'incident des réseaux aériens nus est principalement liée aux aléas climatiques.

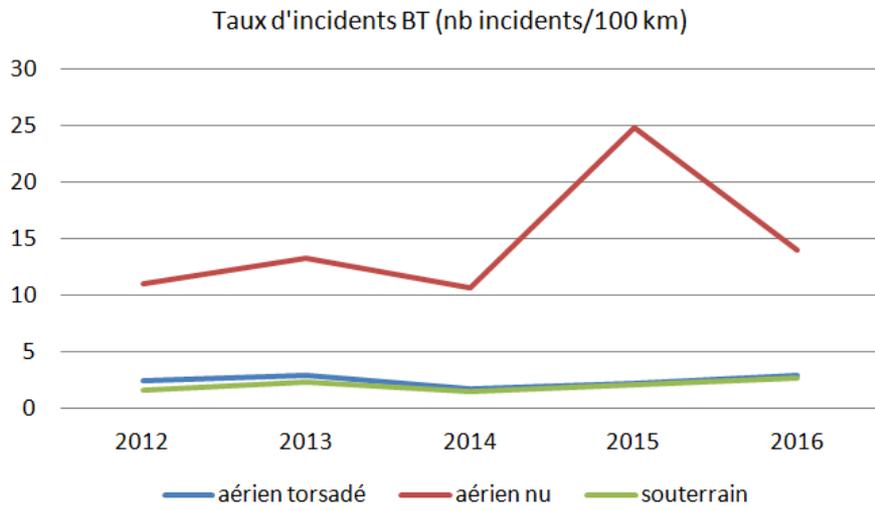
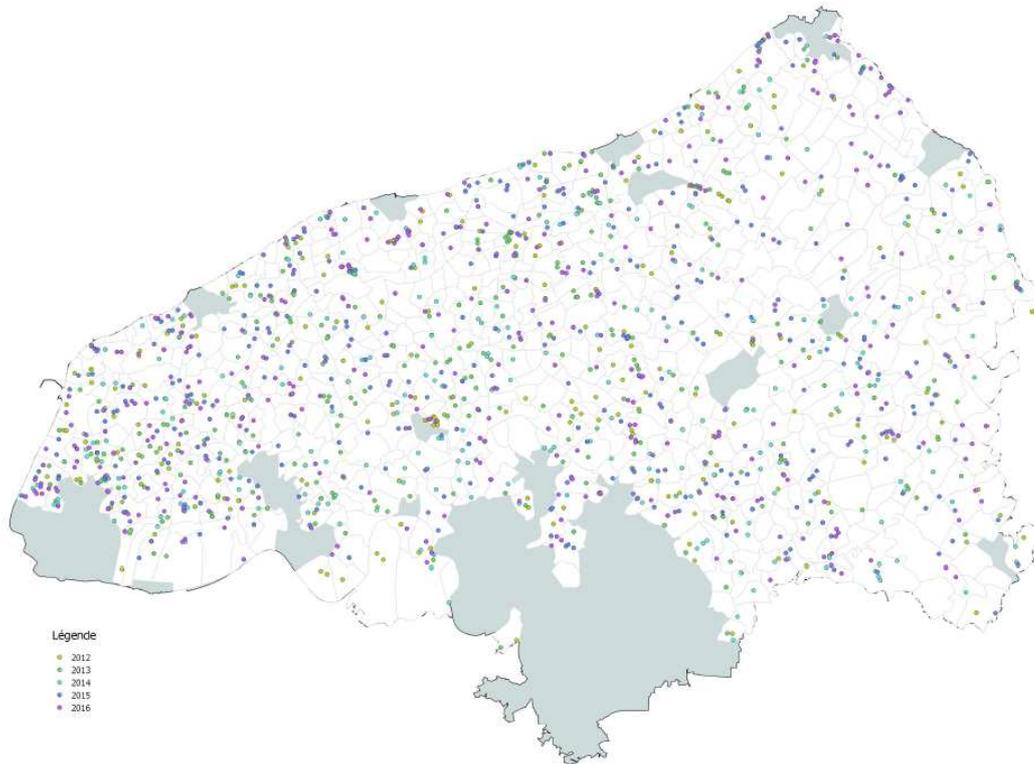
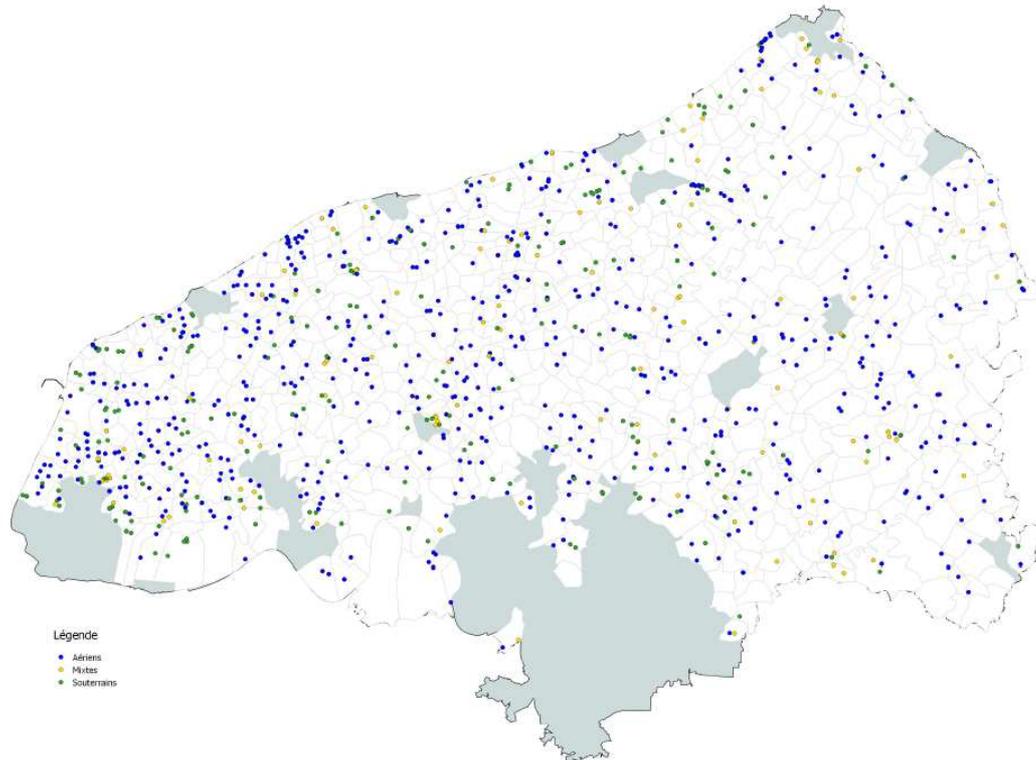


Figure 13 : Source Enedis

Le taux d'incidents du réseau BT aérien torsadé est très inférieur à celui du réseau aérien nu. Ce constat sur les taux d'incidents permet d'interpeller sur la nature des ouvrages et les rythmes de déposes respectifs de l'aérien nu et de l'aérien torsadé (cf. § 1.1.5).

Carte incidents Toutes Causes Confondues sur le SDE 76 pour la période 2012-2016



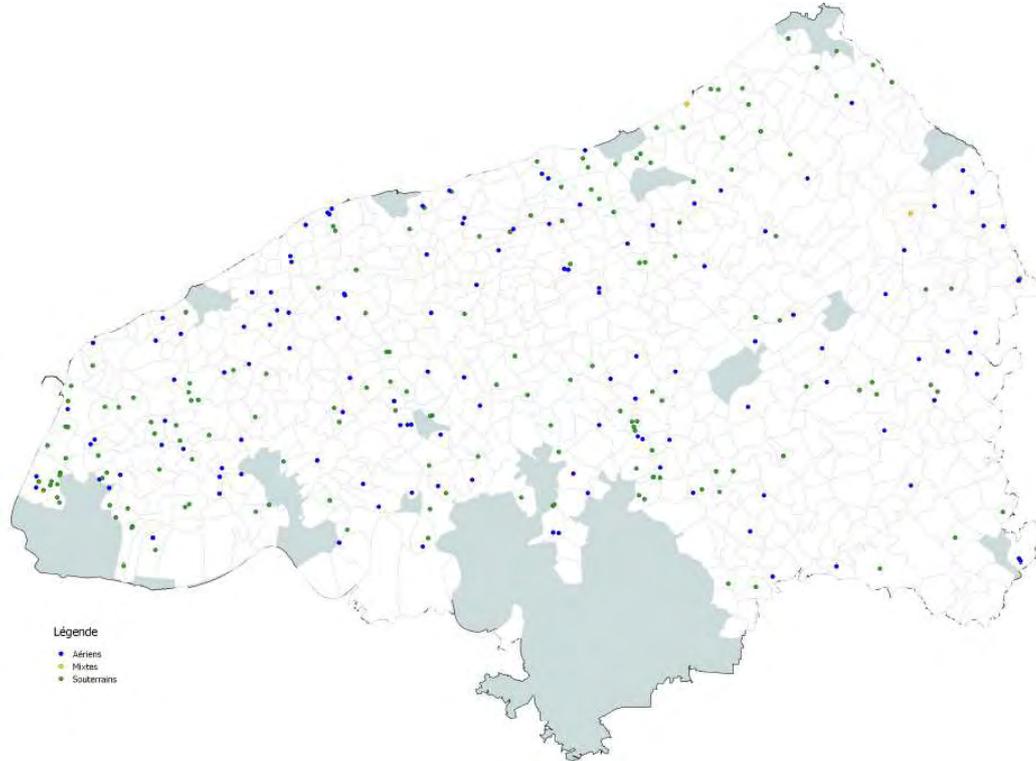


Les incidents se répartissent de manière assez diffuse sur le territoire de la concession, mais avec une certaine corrélation avec la densité de réseau BT, plus importante sur la partie ouest du territoire.

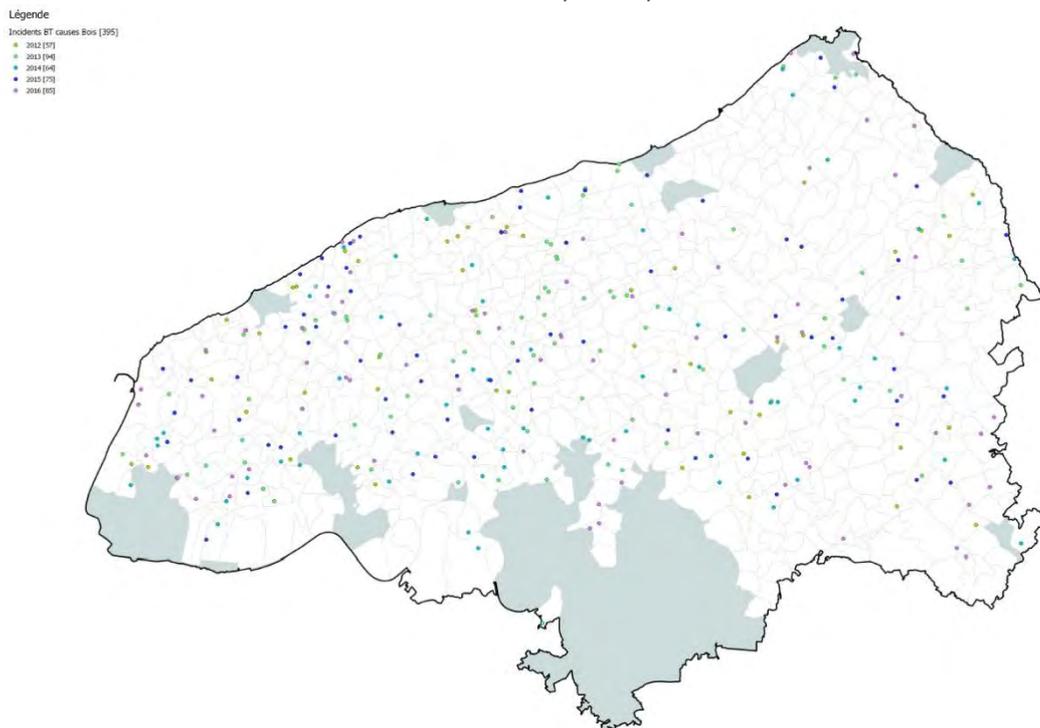
Ce constat vaut également pour les incidents dus à des tiers. En particulier, les incidents sur les réseaux souterrains sont plus nombreux dans les centres urbains. Il apparaît un peu moins d'incidents dans le Pays de Bray.

La majeure partie des incidents causés par des tiers concernent les câbles et accessoires et représente 38% des incidents sur les ouvrages réseaux souterrains (hors branchements et transformateurs).

Carte incidents tiers sur le SDE 76 pour la période 2012-2016

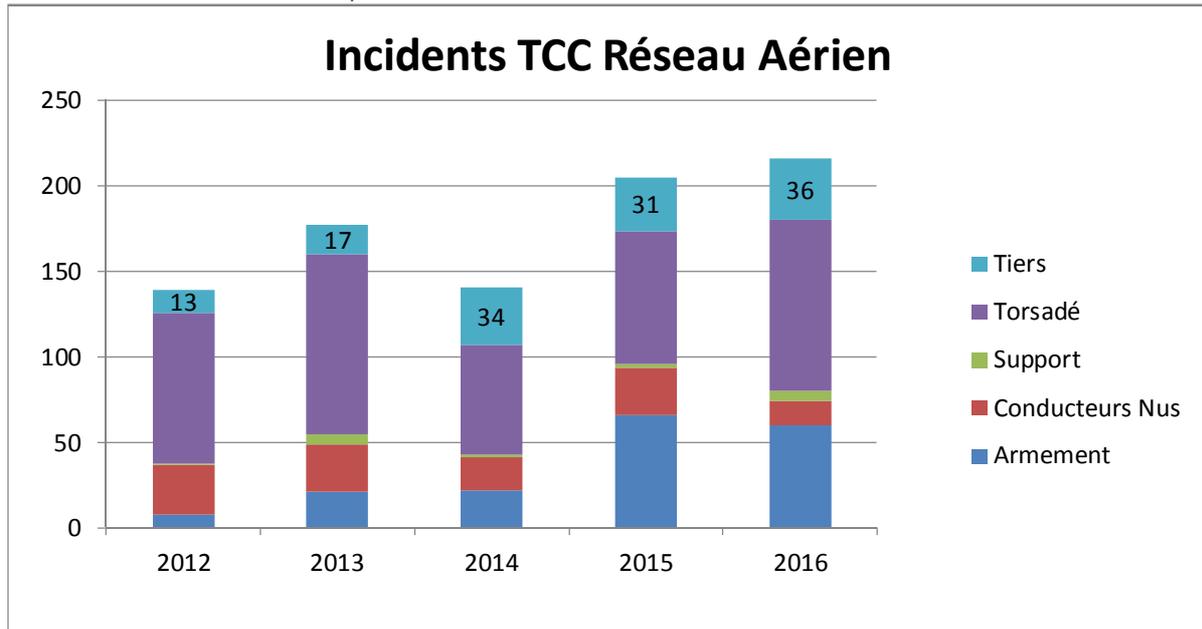


Carte incidents bois sur le SDE 76 pour la période 2012-2016



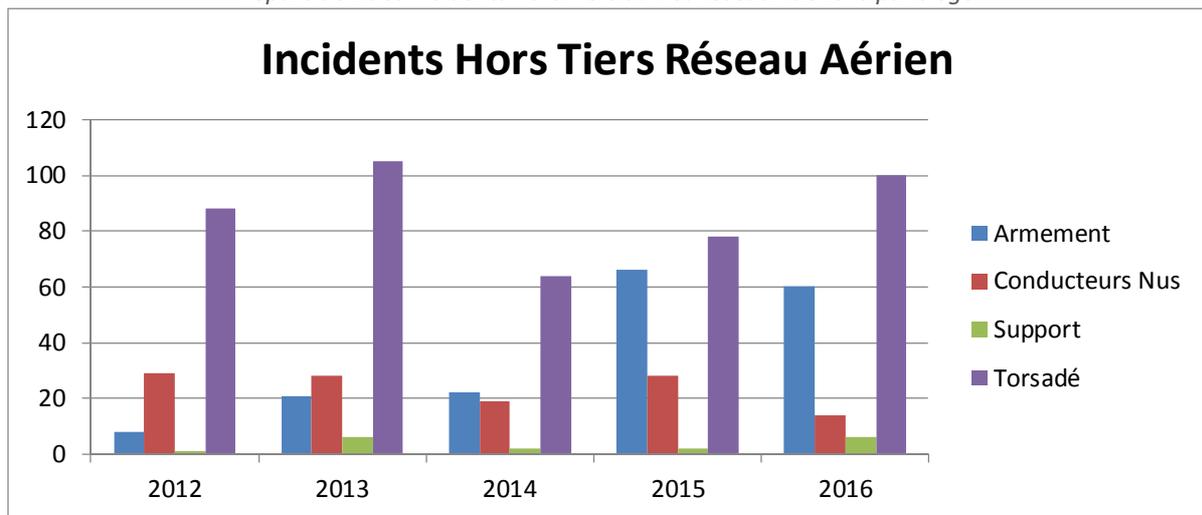
Les incidents liés à la végétation ont une répartition géographique similaire à celle des incidents en général, avec cependant une occurrence bien plus faible sur la bande littorale (en particulier entre Dieppe et le Tréport).

Répartition des incidents TCC sur les réseaux aériens



Les incidents Tiers représentent environ 15% des incidents sur les réseaux aériens.

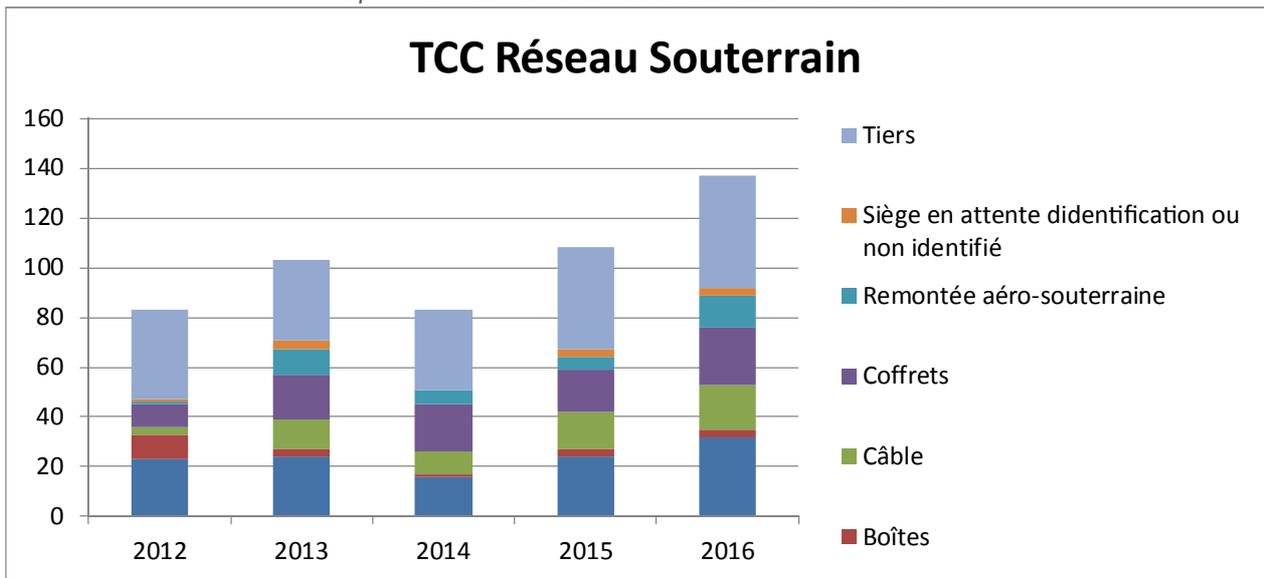
Répartition des incidents hors Tiers sur les réseaux aériens par siège



Hors Tiers, les incidents se concentrent principalement sur les conducteurs torsadés, dont la technologie est très majoritaire sur le territoire de la concession, suivis par les incidents affectant les armements.

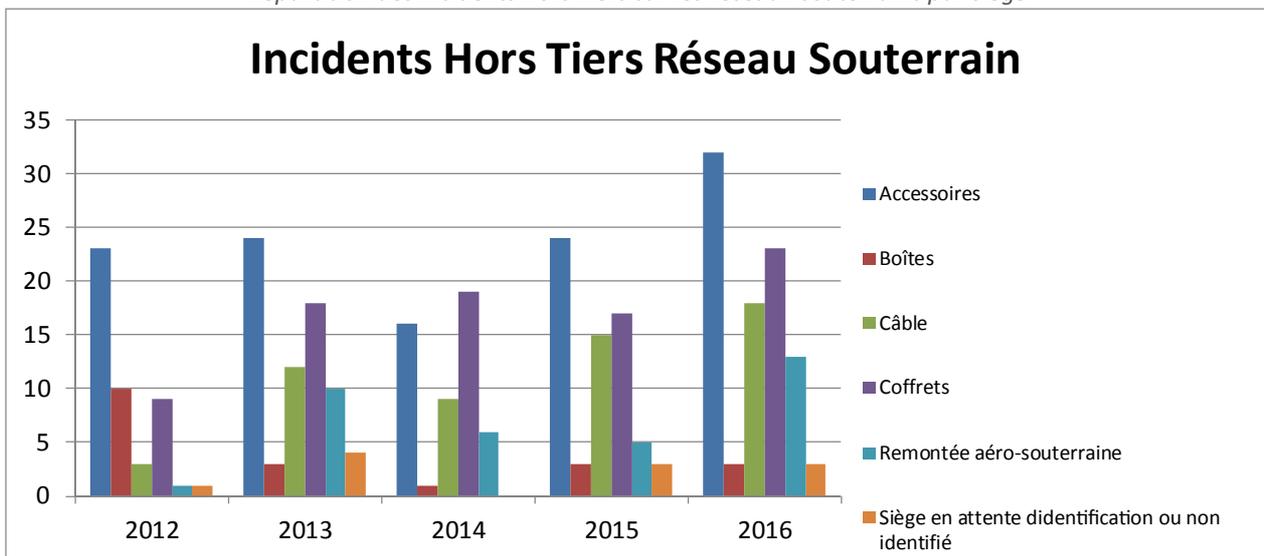
1.2.5.4. Fiabilité des ouvrages souterrains BT

Répartition des incidents TCC sur les réseaux souterrains



Les incidents Tiers représentent plus de 1/3 des incidents (37%) sur les réseaux souterrains.

Répartition des incidents hors Tiers sur les réseaux souterrains par siège



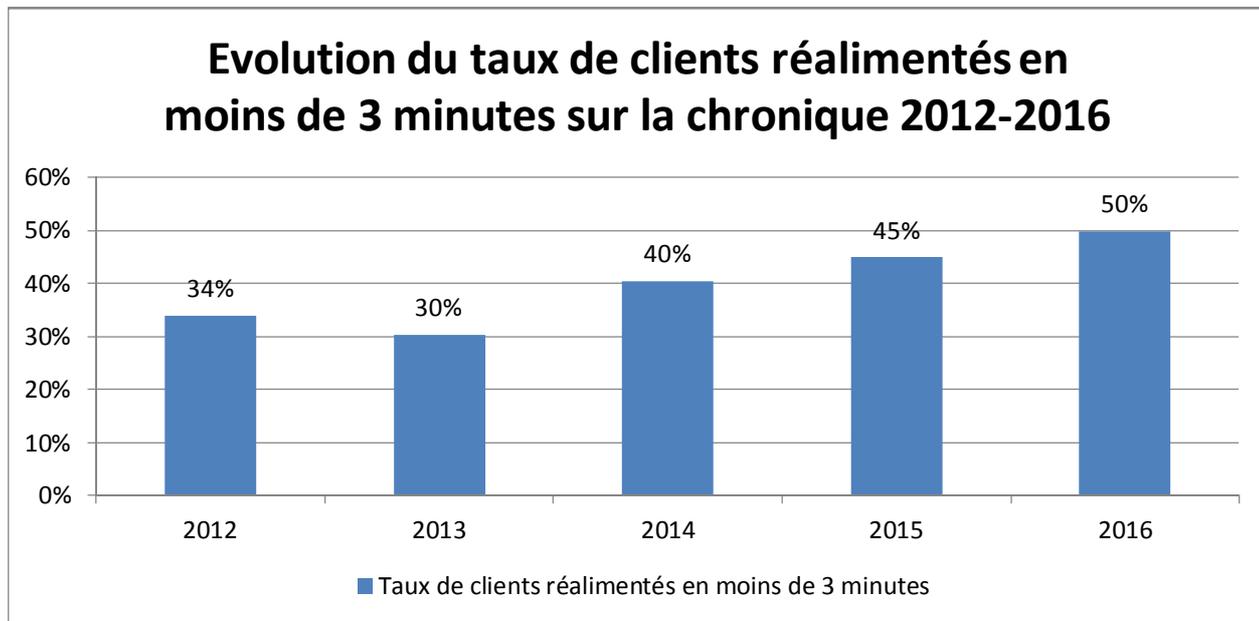
Hors Tiers, les incidents sur les accessoires, les coffrets et les remontées aéro-souterraines constituent l'essentiel des événements, bien avant les incidents sur les câbles eux-mêmes.

1.2.6. Réactivité du réseau HTA

1.2.6.1. Analyse des moyens de réalimentation

A fin 2016, les 296 départs de Normandie sur la concession sont dotés au total de **737 Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT)**, pilotés depuis l'agence de conduite des réseaux pour permettre une réalimentation rapide des clients en cas d'incident sur le réseau. Le réseau entre deux OMT est qualifié de « poche OMT » ou « poche télécommandée ».

Le taux de clients réalimentés en moins de 3 minutes sur la concession du SDE76 suite à incident sur le réseau HTA est le suivant. Nous pouvons observer une nette et constante amélioration de cet indicateur depuis 2013. La politique de télécommande ainsi que des efforts côté Enedis en terme d'optimisation de réalimentation sont en cours et montrent une réelle amélioration de la réalimentation des clients dans un délai inférieur à 3 minutes.



Étude réalisée en prenant en compte tous les incidents sur le réseau HTA de la concession. Le périmètre de l'étude correspondant aux 223 départs alimentant significativement le SDE76.

1.2.6.2. Analyse de la structure des départs

L'étude de la structure des départs HTA, et en particulier de certaines antennes, sera conduite en déclinaison de la politique d'Enedis sur le développement des réseaux en zone rurale, et en utilisant une approche technico économique.

1.3. Analyse technique du réseau

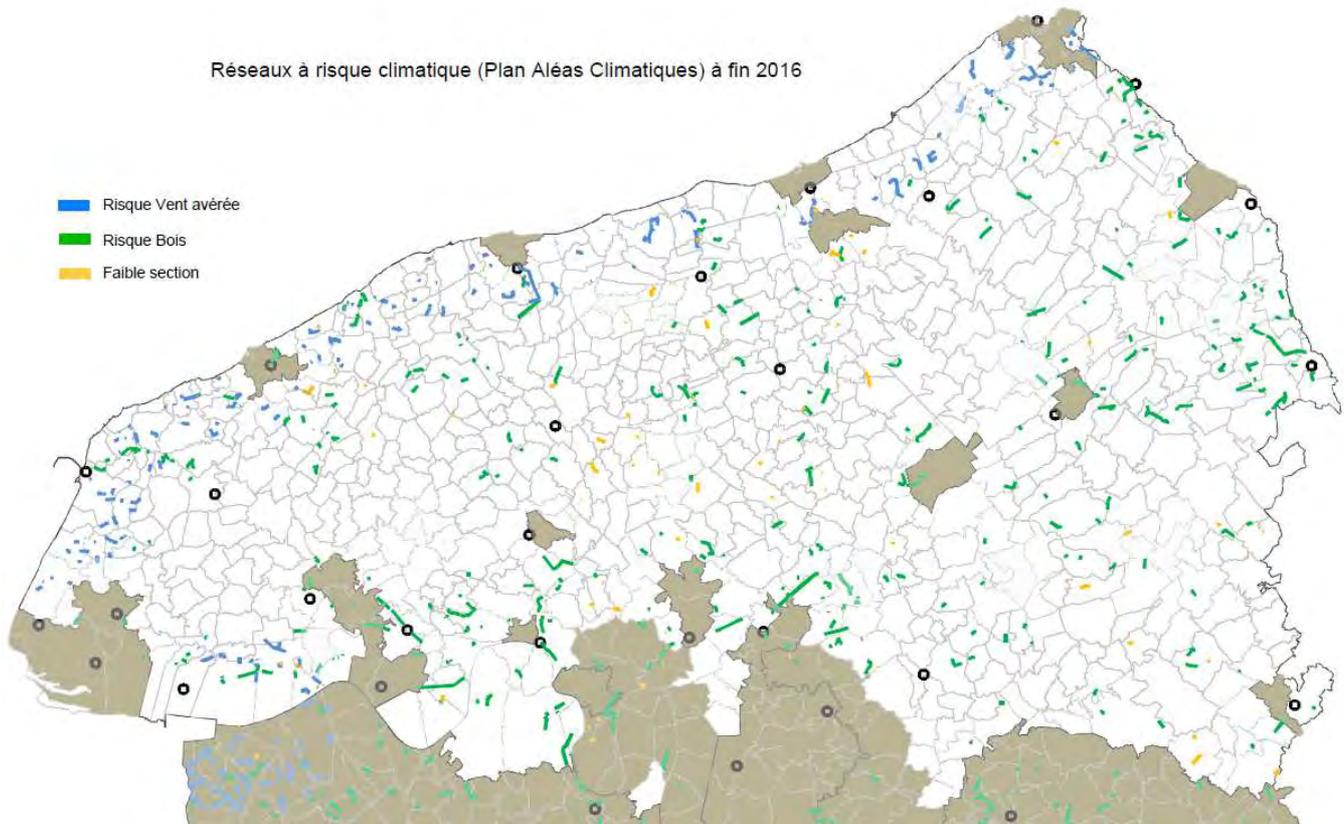
1.3.1. Réseau HTA

1.3.1.1. Réseau HTA soumis au risque climatique

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux aux aléas climatiques. L'ensemble des mesures prévues pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur a été résumé dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle. Cette politique est décrite dans ses grandes lignes en annexe 5.

En appliquant la politique nationale PAC aux départements alimentant la concession, on recense **215,5 km de réseaux à risque climatique** (donc 38,8 km sur principale et secondaire bouclé) à fin 2016 :

- **114,5 km en zone vent** (dont **17,9 km** sur Principale et Secondaire Bouclée),
- **76,4 km en zone bois** (dont **20,2 km** sur P et SB),
- **30,4 km de faible section** (dont **0,8 km** sur P et SB).

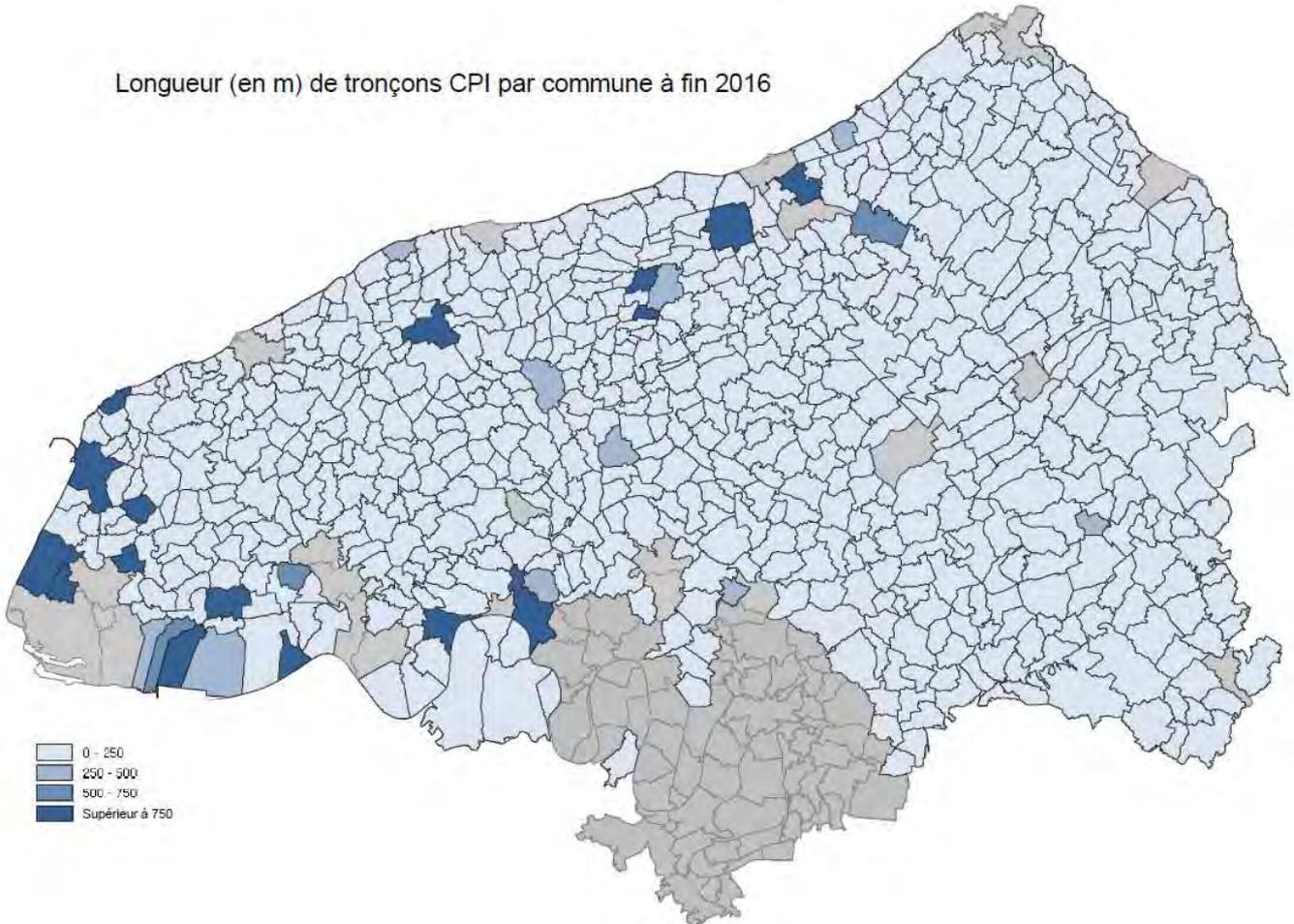


Approche SDE 76 : Au sujet du risque vent, des conditions climatiques défavorables peuvent faire que des incidents se multiplient pour des vitesses de rafale de vent supérieure à 90 km/h en moyenne des stations situées sur le département.

1.3.1.2. Réseau souterrain HTA de technologie CPI

Nous l'avons vu dans la première partie « description », il reste, à fin 2016, **42,4 km** de CPI (1,3% du réseau souterrain de la concession).

Longueur (en m) de tronçons CPI par commune à fin 2016



Le réseau CPI de la concession est en majorité présent sur les communes situées dans la partie Ouest de la Seine-Maritime, autour du Havre.

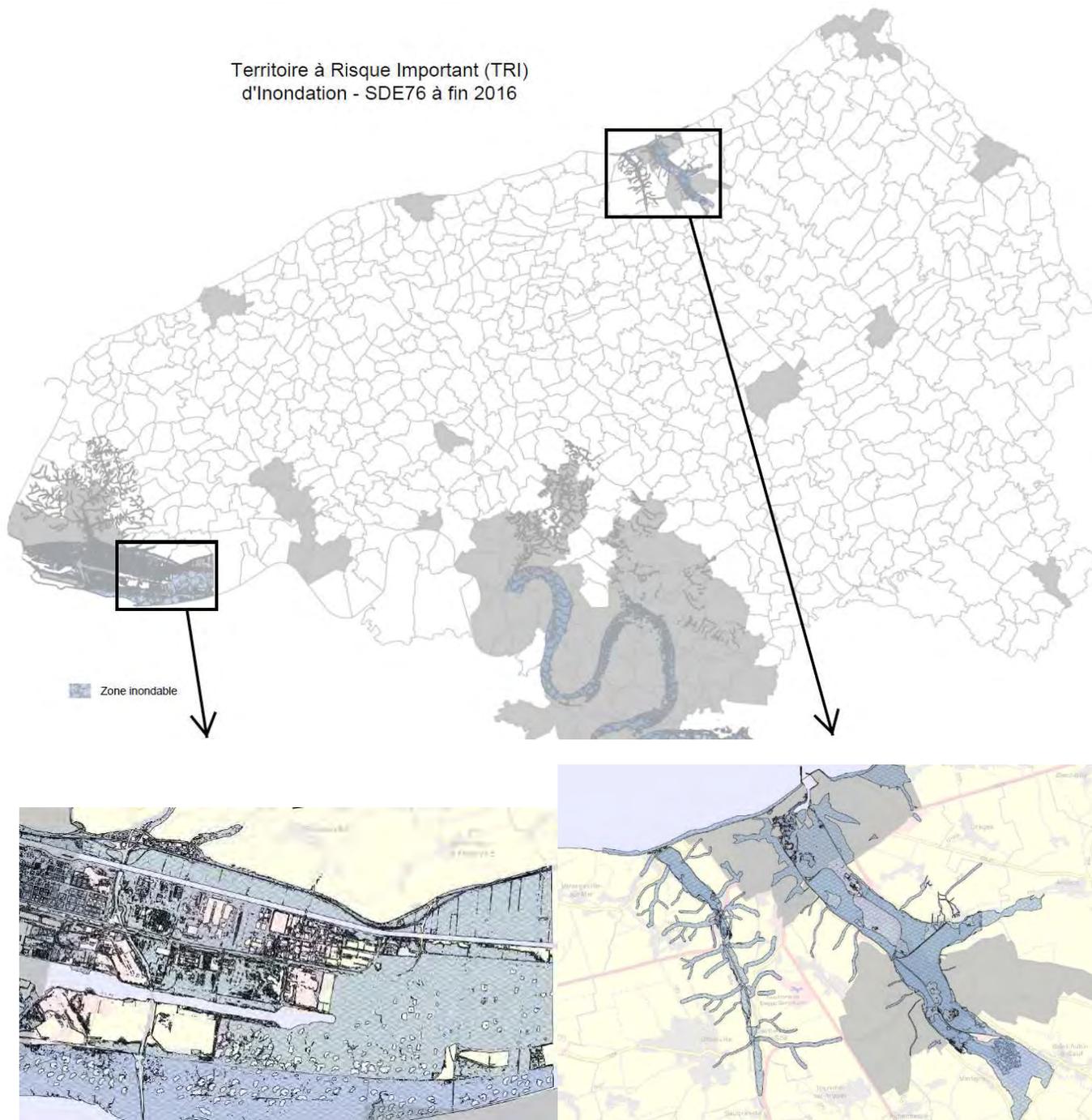
Pour information, la table du réseau en CPI de la concession, par technologie (type d'isolant-métal-section-année de pose) est fournie en annexe 4.

1.3.2. Risque d'inondation des postes HTA/BT

La Concession compte des postes en zones inondables, identifiées comme Territoire à Risque important d'Inondation vis-à-vis du risque centennal.

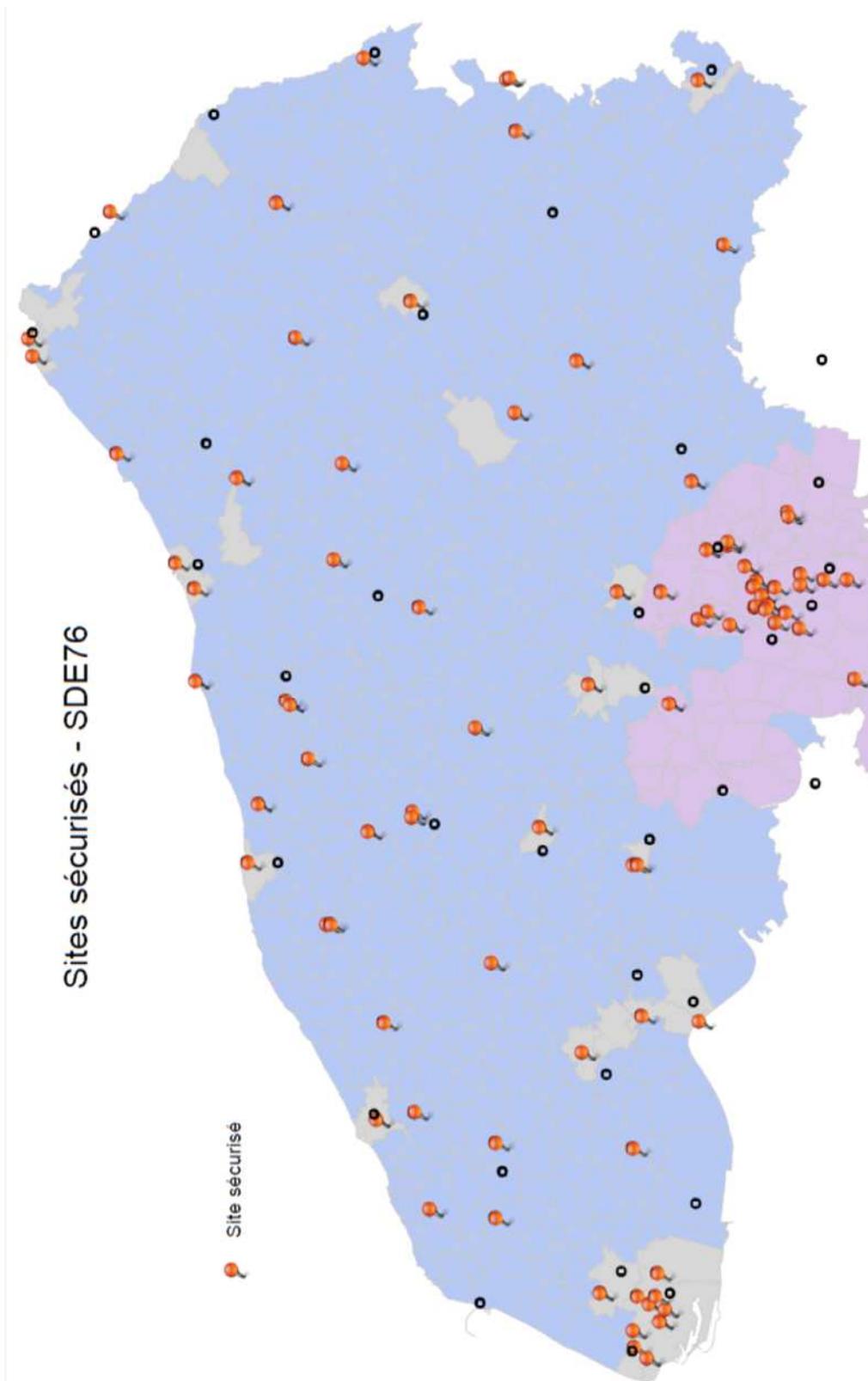
Sur la concession du SDE76, on recense 69 postes DP inondables dans la région proche de Dieppe ainsi que 16 autour de la Métropole de Rouen. L'analyse des postes inondables autour du Havre est complexe et en cours (couche de données de la DREAL difficile à traiter).

Les zones inondables de la concession sont majoritairement concentrées à l'est du Havre ainsi qu'à l'ouest de Dieppe. La localisation de ces zones est la suivante :



1.3.3. Sites sécurisés en Seine-Maritime

Les sites sécurisés de la Seine-Maritime, définis par la préfecture, sont recensés sur la carte ci-dessous.



Données des sites sécurisés datant de 2015.

1.3.4. Risques sur le réseau BT

1.3.4.1. Réseau aérien BT

Le réseau BT aérien ne présente pas de sensibilité marquée aux événements climatiques, en raison notamment de la faible proportion de réseaux en fils nus (environ 6%, toutes sections confondues).

1.3.4.2. Réseau souterrain BT

De manière similaire, les réseaux en technologies anciennes (CPI ou Alu NP) sont assez peu présents sur le territoire de la concession (environ 6%).

2. Analyse des forces et risques du réseau de la concession

2.1. Forces

- **Respect du Décret Qualité** sur les 5 dernières années (continuité d'alimentation et tenue de la tension).

Qualité de fourniture

- **Critère B Hix hors RTE moyen de la concession en-dessous des valeurs moyennes nationales** (92 minutes contre 109 minutes sur les années 2014-2016), en zone Z1 qui représente 89% des usagers BT de la concession.
- **Critère B incidents BT** moyen de 7,9 min sur la chronique 2012-2016, en-dessous de la moyenne nationale sur la même période (de l'ordre de 10 min).

Fiabilité des réseaux

- **Faible stock de réseaux HTA faible section** (0,7% soit 28km).
- **Faible stock de réseaux HTA CPI HTA** (1,3% soit 42 km).
- **96% du réseau BT en souterrain ou torsadé**
- **Taux d'incident souterrain** (avec dégâts hors tiers) **et aérien torsadé**

Conditions d'exploitation

- **95% du réseau HTA sur un niveau de tension homogène** (20kV niveau de tension de référence), limitant les contraintes.
- **Finalisation du programme OMT**, visant à réduire la taille des poches dépassant le seuil recommandé par la politique nationale.

2.2. Risques et faiblesses

Qualité de fourniture

- **Réseau soumis à des aléas climatiques de grandes ampleurs** (218 minutes de coupure en 2013 / 368 minutes de coupure en 2017).
- **Critère B Hix hors RTE de la concession élevé en moyenne sur la période 2012-2016** et au-dessus des valeurs moyennes nationales sur la chronique **2012 – 2016** du fait de l'année 2013.
- **Critère B travaux élevé** (moyenne de 38,4 min sur la chronique 2012-2016), levier d'amélioration potentiel pour le critère B.
- **Fréquence de CL incidents HTA TCC importante** (0,86), taux au-dessus de la moyenne nationale (0,59).
- **Stock de CPI incidentogène localisé.**
- **8,2% des clients de la concession en dépassement sur au moins un des seuils de continuité d'alimentation en 2013**, notamment dus aux événements climatiques.

Faiblesses du réseau

- **Sensibilité du réseau HTA aux événements climatiques**, 38,8 km de réseau à risque avéré sur principale et secondaire bouclée, sujets à la politique PAC.
- **Risque d'inondation sur les postes HTA/BT (85 postes)**
- **Réseaux BT :**
 - Réseaux BT aériens nus incidentogènes (193 km en zone rural ; 41 km en zone urbaine)
 - Présence de réseaux CPI sur 5 km (à localiser)

2.3. Opportunités

- **Travaux de renforcement** des postes sources programmés.

Le présent document répond aux attentes en matière de diagnostic technique et d'évolution des besoins visés à l'article 11 du Cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente.

La synthèse du diagnostic, qui est établie au 31/12/2016 dans sa première version annexée au contrat, est le fruit de ce travail partenarial. Comme indiqué dans l'annexe 2A, il devra être mis à jour à la fin de chaque période de Programmation Pluriannuelle afin de faire le bilan de la période passée et de préparer les discussions pour la période à venir.

Le diagnostic porte le raisonnement menant à l'identification des forces et faiblesses de notre réseau. Il est le préalable à la définition d'objectifs et d'orientations des politiques de développement. Il doit donc être partagé.

Pour ce faire, l'autorité concédante et le concessionnaire ont convenu de poursuivre les échanges ayant permis d'achever son élaboration sur plusieurs plans :

- Annuellement, suivi de l'avancement du programme travaux lié au PPI en cours, à travers les indicateurs de suivi qui seront définis conformément aux dispositions de l'annexe 2A au cahier des charges ;
- A l'issue du 1^{er} PPI, évaluation des indicateurs de performance, mise à jour du présent diagnostic technique et réflexions conjointes sur l'évolution de la trajectoire d'investissements afin de préparer la mise en œuvre du PPI suivant ;
- Au fil de l'eau, à l'occasion d'ateliers dédiés, réflexions sur les modalités d'échange et de partage des données liés à l'ensemble de la démarche SDI/PPI.

Les services techniques du SDE76 souhaitent faire quelques précisions utiles pour que nos élus puissent s'approprier notre travail commun de diagnostic en ayant connaissance des limites du document établi :

Le SDE76 fait remarquer que le diagnostic aborde bien les points sujets suivants :

- ✓ *le patrimoine concédé (descriptif détaillé, qualité des inventaires),*
- ✓ *la performance du réseau (qualité, continuité, incidents majeurs, ...),*
- ✓ *l'analyse poussée des ouvrages (taux d'incident, vulnérabilité, fragilité, aléas climatiques, impact du vieillissement, risques naturels).*

Cependant le diagnostic n'aura pas abordé d'une manière générale, d'une part les moyens mis en œuvre par Enedis pour une exécution efficiente du service public, sa réactivité, d'autre part les charges de maintenance actuelles et les premiers besoins de notre infrastructure en renouvellement. Enedis ne souhaite pas aborder ces points au moment du diagnostic, ils devront être abordés en préambule à l'élaboration du Schéma d'investissement.

Le SDE76 souhaite également moduler ce diagnostic car l'accès aux données par le SDE76 a été quelque peu limité (étendue de l'historique et contenu des données). Ceci rend difficile un diagnostic plus précis sur l'ensemble des thématiques, notamment pour quantifier les besoins de renouvellement du réseau ou fixer des valeurs repères engageantes et ambitieuses au futur Schéma d'Investissement. Ainsi, seul un travail d'échanges plus réguliers des données et d'analyse contradictoire respectueux et transparent permettra au SDE76 et à Enedis, à l'occasion de l'élaboration du Schéma des Investissements et de chaque PPI, d'affiner la connaissance mutuelle partagée de nos réseaux et de prendre, chacun dans son domaine de compétence, la meilleure orientation politique du développement de nos réseaux.

Annexes

Annexe 1 : Lexique

AL :

Abréviation d'aluminium, métal constituant certains conducteurs du réseau électrique.

AM :

Abréviation d'almelec, alliage de métaux constituant certains conducteurs du réseau électrique.

Boîte de jonction :

Élément du réseau électrique permettant de connecter entre eux deux câbles électriques souterrains. On distingue les boîtes de jonction dites « de transition » qui connectent des câbles de technologie CPI à des câbles de technologie synthétique.

BT :

Domaine Basse Tension. Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 50 V sans dépasser 1 000 V en courant alternatif.

Coupures brèves :

Coupures du réseau de distribution électrique de moins de 3 minutes (temps de manœuvre des OMT)

Coupures longues :

Coupures du réseau de distribution électrique de plus de 3 minutes.

CPI :

Câble à isolation en Papier Imprégné. Désigne une ancienne technologie de câbles souterrains dont l'isolant est imprégné dans de l'huile.

Critère B :

Temps moyen de coupure (en minutes) par habitant sur une zone donnée.

CU :

Abréviation de cuivre, métal constituant certains conducteurs du réseau électrique.

Départ HTA :

Désigne un circuit électrique HTA en aval d'un disjoncteur HTA et qui alimente en électricité les postes électriques.

DREAL :

Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

HIX :

hors événements exceptionnels : « Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. » (Délibération TURPE 5 du 17 novembre 2016)

HTA :

Domaine « haute tension A » ou moyenne tension (MT). Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 1 000 V sans dépasser 50 000 V en courant alternatif.

HTB :

Domaine « haute tension B » ou haute tension (HT). Concerne les installations électriques dans lesquelles la tension excède 50 000 V.

OMT :

Organe de Manœuvre Télécommandée.

PAC :

Plan Aléa Climatique

Poste HTA/BT :

Poste de transformation de la tension du domaine HTA vers le domaine BT.

Poste Source (PS) :

Poste de transformation de la tension du domaine HTB vers le domaine HTA

RTE :

Réseau de Transport de l'Electricité. Désigne à la fois le réseau HTB français et l'entreprise qui en a la charge.

RPDE :

Réseau Publique de Distribution d'Electricité. Désigne le réseau d'électricité exploité par Enedis.

SRRREnR, S3REnR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

TCC :

Toutes Causes Confondues.

Annexe 2 : Liste des départs HTA alimentant la concession

| Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA |
|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| FORGES-LES-EAUX | ARNEU1 | BEAUCHAMPS | INCHEV | DIEPPE | VAUBAN | GOURNAY | ZI |
| FORGES-LES-EAUX | POMREU | BEAUCHAMPS | GOUSSE | DIEPPE | CASERN | HARCANVILLE | DOUDEV |
| FORGES-LES-EAUX | ROUVRA | BEAUCHAMPS | P MARA | DIEPPE | RELEV | HARCANVILLE | HAUTOT |
| FORGES-LES-EAUX | SAUMON | BEAUCHAMPS | GUERVI | DIEPPE | OFFRAN | HARCANVILLE | OCQUEV |
| FORGES-LES-EAUX | SOMMER | BEAUCHAMPS | GRANCO | DIEPPE | ESCARP | HARCANVILLE | CARVIL |
| FORGES-LES-EAUX | GAILLE | BOURBEL | BLANGY | DIEPPE | VALDR | HARCANVILLE | ANVEVI |
| FORGES-LES-EAUX | ARNEU2 | BOURBEL | ZONE | DIEPPE | ZINEU | HARCANVILLE | YVECRI |
| FORGES-LES-EAUX | ZIFORG | BOURBEL | REALCA | DIEPPE | NEUVIL | HARCANVILLE | BOSCSMA |
| FORGES-LES-EAUX | CIRELA | BOURBEL | GUIMER | DIEPPE | SOPAD | HARCANVILLE | SELTOT |
| FORGES-LES-EAUX | SERQUE | BOURBEL | VERRER | DIEPPE | REGMA | LECERF | VASCOE |
| FORGES-LES-EAUX | ARGUEI | BOURBEL | FOUCAR | DIEPPE | VSCIE | MONTIVILLIERS | MARTIN |
| ANTIFER | SHMPP | BOURBEL | NESLE | DIEPPE | MARTIG | MONTIVILLIERS | ANGERV |
| ANTIFER | BEAURE | BOURBEL | VATINE | DIEPPE | EUROCH | MONTIVILLIERS | ST LAU |
| ANTIFER | ETRETA | BOURGAY | S GEOR | ECRAINVILLE | ST SAU | MONTIVILLIERS | EPOUVI |
| ANTIFER | TURRET | BOURGAY | 20L VA | ECRAINVILLE | MANNEV | MONTIVILLIERS | GAINNE |
| AUBERVILLE | LE BEC | BOURGAY | TENDOS | ECRAINVILLE | GODERV | NEUFCHATEL | STSAIR |
| AUBERVILLE | TRINIT | BOURGAY | QUAD M | ECRAINVILLE | CRIQUE | NEUFCHATEL | POMMER |
| AUBERVILLE | TRIQUE | BOURGAY | ND CHA | ECRAINVILLE | BREAUT | NEUFCHATEL | BURES |
| AUBERVILLE | FRENAY | BOURGAY | BOSC-G | ECRAINVILLE | FROIDU | NEUFCHATEL | CALLEN |
| AUBERVILLE | 4 CHEM | BOURGAY | FREVAU | ECRAINVILLE | BEL AI | NEUFCHATEL | FORGE1 |
| AUBERVILLE | TROUVI | BOURGAY | ACACIA | ENVERMEU | S NICS | NEUFCHATEL | FORGE2 |
| AUBERVILLE | LINTOT | BOURGAY | BOCASS | ENVERMEU | S.VAST | NEUFCHATEL | MAUCOM |
| AUMAILE | RICHEM | BOURGAY | CAILLY | ENVERMEU | NICOLN | NEUFCHATEL | GENEVI |
| AUMAILE | BAILLY | BOURGAY | BOLARD | ENVERMEU | HYBOUV | NEUFCHATEL | STREMY |
| AUMAILE | LAZARE | BOURGAY | MOULIN | ENVERMEU | IFS | NEUFCHATEL | BRADIA |
| AUMAILE | ILLOIS | BOURGAY | CORDEV | ENVERMEU | S.OUEN | NEUFCHATEL | CANADI |
| AUMAILE | NIPROG | CAMPEAUX (LES) | S-CAUX | ENVERMEU | WANCHY | NEUFCHATEL | GARE |
| AUMAILE | C.B.A | CAMPEAUX (LES) | FERERO | ENVERMEU | GARCON | NEUFCHATEL | MORTEM |
| AUMAILE | PTMAIL | CAMPEAUX (LES) | BADIN | ENVERMEU | GLICOU | NEUFCHATEL | BAILLO |
| AUMAILE | CERON3 | CAMPEAUX (LES) | PAVILL | ENVERMEU | BRUNVI | NEUFCHATEL | VARIMP |
| AUMAILE | SECNIP | CAMPEAUX (LES) | INDUST | ENVERMEU | GRENY | NEUFCHATEL | ARDOUV |
| AUMAILE | 30FORG | CAMPEAUX (LES) | HENOUV | ENVERMEU | GOUCHA | NEUFCHATEL | CLOBAT |
| BOIS-GUILLAUME | ISNEAU | CAMPEAUX (LES) | LIMESY | ENVERMEU | ASSIGN | PORT-JEROME | MARAIS |
| BARETTES | VALERY | CAMPEAUX (LES) | YERVIL | ENVERMEU | TOURVI | PORT-JEROME | TANCAR |
| BARETTES | CNPE | CAMPEAUX (LES) | ROUMAR | ENVERMEU | PUISE1 | PORT-JEROME | PETIVI |
| BARETTES | SYLVIN | CAMPEAUX (LES) | C-MARE | ENVERMEU | PUISE2 | PORT-JEROME | BOSSAY |
| BARETTES | MANEVI | CAUDEBECQUET | ARNOUL | ENVERMEU | CANEHA | PORT-JEROME | NORVIL |

| Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA | Nom du Poste Source | Nom du départ HTA |
|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| BARETTES | VIBRA | CAUDEBECQUET | LETRAI | ETREPAGNY | LONGCH | PORT-JEROME | Z.INDU |
| BARETTES | STRIQU | CAUDEBECQUET | REVIMA | FECAMP | TOURVI | PONT-SEPT | GONFRE |
| BARETTES | CANY | CAUDEBECQUET | CAUDEB | FECAMP | VALMON | PONT-SEPT | TRAPIL |
| BARETTES | ECTOT | CAUDEBECQUET | WANDRI | FECAMP | Z I | PONT-SEPT | ROULIE |
| BARETTES | SEC CN | CAUDEBECQUET | YAINVI | FECAMP | DAUBEU | PONT-SEPT | CHOUQU |
| BARETTES | DROSAY | CAUDEBECQUET | S NICO | FECAMP | TOUSSA | SANDOUVILLE | CARRIE |
| BARETTES | PALUE1 | CAZERIE | ST JAC | FECAMP | ELETOT | SANDOUVILLE | NOROIT |
| BARETTES | BEUZEU | CAZERIE | PREAUX | FECAMP | ANNOUV | SANDOUVILLE | LUBRIZ |
| BARETTES | CANOUV | CAZERIE | VX RUE | FECAMP | S.OUEN | SANDOUVILLE | ZIOUES |
| BARETTES | OUAINV | CAZERIE | ST AND | FECAMP | J FOYE | SANDOUVILLE | ZI.EST |
| BARETTES | NEVILL | CAZERIE | MORGNY | GANTERIE | ANNEVI | SANDOUVILLE | TOTAL |
| BLEVILLE | CAUVIL | CAZERIE | RY | GANTERIE | BARDOU | SANDOUVILLE | G.YEAR |
| BLEVILLE | DONDEN | CAZERIE | BLAINV | GANTERIE | BOSGOU | SANDOUVILLE | SEMEDI |
| BLEVILLE | PRESSO | CAZERIE | MARTIN | GANTERIE | YVILLE | SANDOUVILLE | THANN |
| BLEVILLE | F.LAMA | CAZERIE | BOISAY | GANTERIE | HAUVIL | SANDOUVILLE | P.NORM |
| BLEVILLE | OCTEVI | CRICQUET | GRUCHE | GONNEVILLE | VAL SA | SANDOUVILLE | TRAPIL |
| BOOS | POMMIE | CRICQUET | P.BERT | GONNEVILLE | ST MAR | SANDOUVILLE | SOGES2 |
| BOOS | PLATEA | CRICQUET | MASURE | GONNEVILLE | AUFFAY | SANDOUVILLE | D.SEIN |
| BOOS | RAOUL | CRICQUET | ST.ROM | GONNEVILLE | TOTES | SANDOUVILLE | ST.VIN |
| BUQUET | LUNERA | CRICQUET | NOINTO | GONNEVILLE | ST HEL | SANDOUVILLE | BROYAG |
| BUQUET | OUVILL | CRICQUET | C.OISE | GONNEVILLE | LONGUE | TREPORT (LE) | CRIEL |
| BUQUET | S LAUR | CRICQUET | BOSQUE | GONNEVILLE | MONTRE | TREPORT (LE) | ETALON |
| BUQUET | BACQUE | CRICQUET | GOMMER | GONNEVILLE | ETAIMP | TREPORT (LE) | G.M.F. |
| BUQUET | ICLON | CRICQUET | T.PIER | GONNEVILLE | TORCY | TREPORT (LE) | COLLEG |
| BUQUET | EOLCHP | CRICQUET | B.SITE | GONNEVILLE | CALLEV | YVETOT | AUZEBO |
| BUQUET | GUEURE | CRICQUET | ST.EUS | GONNEVILLE | BENOUV | YVETOT | ALLOUV |
| BUQUET | FONDUN | CRICQUET | ANTOIN | GONNEVILLE | MUCHED | YVETOT | YVE.NO |
| BUQUET | BRACHY | DIEPPEDALLE | MONTIG | GONNEVILLE | SOQUE | YVETOT | ENVRON |
| BUQUET | QUIBER | DIEPPEDALLE | BOSCHE | GOURNAY | RBEAUV | YVETOT | HERICO |
| BUQUET | VEULES | DIEPPE | AR ROU | GOURNAY | CUYSTF | YVETOT | ECRETT |
| BUQUET | TESSY | DIEPPE | BOIROB | GOURNAY | NEUFMA | YVETOT | LINEX |
| BUQUET | POLYFL | DIEPPE | VARENG | GOURNAY | FERRIE | YVETOT | PER AG |
| BUQUET | ZI.OFF | DIEPPE | AUBIN | GOURNAY | NOVA | YVETOT | ST PIE |
| BUQUET | EOLE-1 | DIEPPE | M.EGLI | GOURNAY | BREMON | YVETOT | COUVEN |
| BUQUET | EOLE-2 | DIEPPE | ZI ROU | GOURNAY | LA FEU | YVETOT | L AGRI |
| BEAUCHAMPS | LONGRO | DIEPPE | GREGES | GOURNAY | AVESNE | YVETOT | TOUFFR |
| BEAUCHAMPS | RIEUX | DIEPPE | BRAQUE | GOURNAY | DANONE | YVETOT | FAUVIL |

Annexe 3 : Table du réseau HTA aérien de la concession par technologie (métal-section-année de pose) en km

| Section | AA | | | | | | | AL | | | AM | | | | | | | CU | | | | | | | Total | | | |
|---------|------|------|-----|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|-----|------|------|------|-----|------|------|-------|------|-------|-----|
| | 34,4 | 54,6 | 88 | 116,2 | 147,1 | 181,6 | 228 | 50 | 95 | 150 | 22 | 34,4 | 54,6 | 75,5 | 93,3 | 117 | 148,1 | 228 | 12,4 | 14,1 | 19,6 | 22 | 29,3 | 38,2 | | 48,3 | 74,9 | |
| 1946 | | | | | | | | | | | | 0,3 | 0,7 | 0,2 | | | | | | 0,0 | | 0,1 | 1,1 | | | | 2,4 | |
| 1948 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,4 | | | | | 0,4 |
| 1949 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1,0 | | | | 0,1 | | | | | 1,1 |
| 1950 | | | | | | | | | | | | 3,3 | 3,7 | 4,3 | | | | | | 0,0 | | | | | 0,1 | | 11,5 | |
| 1951 | | | | | | | | | | | | 0,6 | 0,5 | | | | | | | | | | | | | | 1,1 | |
| 1952 | | | | | | | | | | | 1,0 | 0,9 | 1,8 | | | | | | | 0,0 | | | 0,5 | 0,2 | | | 4,4 | |
| 1953 | | | | | | | | | | | | 1,5 | 1,3 | | | | 0,1 | | | 0,4 | | | 1,2 | | 2,8 | | 7,3 | |
| 1954 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,4 | | | | | | | | 0,4 | |
| 1955 | | | | | | | | 5,6 | | | | 0,1 | 0,5 | | | | | | 0,1 | | | 2,1 | 0,5 | | | 2,3 | 11,2 | |
| 1956 | | | | 0,6 | | | | | | | | 0,2 | 1,0 | | | | | | | 0,4 | | 0,1 | 4,5 | | | 4,3 | 11,0 | |
| 1957 | | | | | | | | | | | | 0,4 | 0,6 | | | | | | | | | | | | | 0,6 | 1,7 | |
| 1958 | | | | | | | | | | | | 0,7 | 2,9 | 0,9 | | | 1,1 | | | | | | 0,5 | | 5,8 | 1,3 | 13,1 | |
| 1959 | | | | | 2,3 | | | | | | | 1,2 | 1,9 | | | 0,9 | | | | 0,7 | | 0,4 | 0,2 | | 7,0 | | 14,7 | |
| 1960 | | | 4,6 | | | | | | | | 0,0 | 4,5 | 12,0 | 3,0 | | | 0,5 | | | | | | 0,4 | | 3,6 | | 28,7 | |
| 1961 | | | | | | | | | | | 0,1 | 3,9 | 9,4 | 7,4 | 8,4 | | 1,3 | | | 0,8 | | 0,2 | 0,5 | | | | 31,9 | |
| 1962 | | | | | | | | | | | 1,4 | 2,0 | 10,0 | 0,9 | | | 7,0 | | | 0,3 | | 0,1 | 0,8 | | 3,1 | 0,8 | 26,4 | |
| 1963 | | | | | | | | | | | | 7,6 | 3,5 | | | | | | | 0,2 | | 2,8 | | | | | 14,1 | |
| 1964 | | | | | | | | | | | | 5,6 | 3,9 | 0,1 | | | | | 0,8 | | | | | | | | 10,4 | |
| 1965 | | | | | | | | | | | | 22,9 | 23,7 | 0,4 | | 0,6 | | | 0,4 | 1,4 | | 0,2 | 5,4 | | | | 54,9 | |
| 1966 | | | | | | | | | | | | 5,1 | 6,6 | 0,2 | | | | | | | 0,2 | 0,4 | | | | 0,3 | 12,9 | |
| 1967 | | | | | | | | | | | | 7,5 | 15,1 | | | | 5,0 | | 1,4 | | | | 3,3 | | 0,0 | | 32,3 | |
| 1968 | | | | | | | | | | | | 15,5 | 6,3 | 0,6 | | | 2,6 | | | 0,1 | | 0,1 | 0,4 | | | 0,6 | 26,2 | |
| 1969 | | | | 0,6 | | | | | | | 0,4 | 12,3 | 11,4 | 6,4 | | | 1,3 | | 0,1 | | | 1,1 | | | | | 33,6 | |
| 1970 | | | | | | | | | | | | 23,2 | 32,4 | | | | 7,4 | | | | | 0,5 | | | | | 63,5 | |
| 1971 | | | | | 6,8 | | | | | | 1,1 | 62,8 | 39,7 | 12,3 | | 3,2 | 7,7 | | | | | 0,7 | | | | | 134,2 | |
| 1972 | | | | 5,0 | | | | | 0,2 | | 0,1 | 45,0 | 28,8 | 3,1 | | 2,2 | 1,8 | 1,1 | 0,1 | 0,1 | | | | | 2,3 | 89,7 | | |
| 1973 | | | | | | | | | | | 0,4 | 50,5 | 72,2 | 5,2 | 0,8 | | 0,9 | | 0,3 | 0,1 | | 0,4 | | | | | 130,6 | |
| 1974 | | | | 0,2 | 4,9 | | | | | | 0,2 | 82,8 | 75,4 | 3,3 | | 2,5 | 8,5 | 1,0 | 0,5 | 0,3 | | 0,2 | 0,1 | | 1,5 | 0,0 | 181,3 | |
| 1975 | | | | | | | | | | | 0,2 | 40,2 | 77,5 | 1,6 | | 3,8 | 16,5 | | 0,3 | | | 0,3 | 0,5 | | 2,5 | | 143,3 | |
| 1976 | | | | | | | | 0,6 | | | 0,6 | 46,1 | 107,0 | 5,6 | | | 12,1 | 1,0 | | 0,6 | | | | | | | 173,6 | |
| 1977 | | | | 1,7 | 4,6 | | | | 0,1 | | 0,3 | 41,2 | 105,9 | 1,4 | 2,5 | | 7,3 | | | | | 1,1 | 0,3 | | 3,2 | | 169,5 | |
| 1978 | | | | 2,0 | 0,6 | | | | | | 0,3 | 33,4 | 83,9 | 10,2 | | 2,2 | 13,1 | | 1,9 | 1,2 | | 0,2 | 0,7 | | 1,6 | | 151,2 | |
| 1979 | | | | | | 0,6 | | | | | 0,2 | 30,4 | 96,0 | 1,1 | 0,4 | 1,1 | 12,8 | | 0,2 | 0,0 | | 0,2 | 0,3 | | 1,7 | | 145,2 | |
| 1980 | | | | | | | | | | | 0,1 | 43,7 | 108,8 | 2,1 | | | 32,3 | | 0,0 | 0,0 | | 0,1 | | | 2,7 | | 189,8 | |

| Section | AA | | | | | | | AL | | | AM | | | | | | | CU | | | | | | | Total | | | |
|--------------|------|------|-----|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-------|--------|-------|------|------|-------|-----|------|------|------|------|------|------|-------|------|--------|--|
| | 34,4 | 54,6 | 88 | 116,2 | 147,1 | 181,6 | 228 | 50 | 95 | 150 | 22 | 34,4 | 54,6 | 75,5 | 93,3 | 117 | 148,1 | 228 | 12,4 | 14,1 | 19,6 | 22 | 29,3 | 38,2 | | 48,3 | 74,9 | |
| Année | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1981 | | | | | | | | | | | 0,9 | 30,7 | 86,3 | 10,8 | | | 11,4 | | | 0,2 | | 0,8 | | | | 0,0 | 141,1 | |
| 1982 | | | | | | | | | | | 0,2 | 17,1 | 94,7 | 1,3 | | | 14,2 | | 0,6 | 0,6 | | | 0,1 | | 0,3 | | 129,1 | |
| 1983 | | | | | | | | | | | | 33,5 | 46,4 | 17,2 | | | 17,0 | | | | | 0,4 | 0,3 | | | | 114,8 | |
| 1984 | | | | 0,4 | | | | | | | 0,1 | 17,8 | 39,3 | 0,1 | | | 21,1 | | 0,0 | 0,1 | | 0,4 | | 1,3 | 0,1 | | 80,7 | |
| 1985 | | | | | | | | 0,1 | | | | 14,7 | 103,3 | 0,2 | | | 26,5 | | | 0,1 | | 0,2 | 1,5 | 0,6 | 0,0 | | 147,1 | |
| 1986 | 0,1 | | | 1,4 | 2,8 | | | 0,1 | | 0,1 | 119,7 | 221,4 | 10,0 | | 0,7 | 49,6 | | | | 1,1 | 1,2 | 0,6 | | | 0,5 | | 409,3 | |
| 1987 | | | | | | | | 0,3 | | | | 23,2 | 95,2 | 1,3 | | | 23,3 | | | 0,6 | | 0,1 | 0,2 | | 0,2 | 3,6 | 148,0 | |
| 1988 | | | | 4,0 | | | | | | 0,4 | 21,3 | 91,5 | 4,5 | | | 15,9 | | | 0,4 | | 0,3 | 1,8 | | 1,4 | | | 141,5 | |
| 1989 | | | | 0,4 | 2,2 | | | 0,4 | 0,5 | | 11,8 | 65,7 | 3,0 | | | 18,4 | 1,3 | 0,5 | | | | | 0,9 | 0,8 | 2,3 | | 108,0 | |
| 1990 | | | | 1,1 | | | | | | 0,8 | 7,2 | 54,3 | 1,9 | | | 9,9 | | | 0,4 | | 0,6 | 0,4 | | | 1,5 | | 77,9 | |
| 1991 | | | | 0,7 | | | | 0,2 | | | 3,9 | 66,7 | 4,7 | | | 16,6 | | | | | 0,8 | | | | | | 93,6 | |
| 1992 | | | | | | | | 0,2 | | 0,0 | 9,4 | 29,5 | 2,5 | | 0,2 | 12,3 | | 0,0 | | | | | | | 0,7 | | 54,9 | |
| 1993 | | | | 0,6 | 4,4 | | | | | | 10,9 | 52,9 | 2,7 | 0,9 | 0,7 | 17,4 | | | | 0,1 | | | | | 0,2 | | 90,7 | |
| 1994 | | | | 5,9 | 3,5 | | | | | | 10,3 | 39,2 | 13,2 | 2,0 | | 3,6 | | | | | | | | | | | 77,8 | |
| 1995 | | | | 0,8 | 1,8 | | | | | | 5,0 | 19,4 | 0,6 | | | 12,0 | | | | | | | | | 1,4 | | 41,0 | |
| 1996 | | | | 3,9 | 5,1 | | | 0,0 | | 0,2 | 7,2 | 27,1 | 1,9 | | | 8,3 | | | | | | 1,0 | | | | | 54,8 | |
| 1997 | | | | 7,1 | 14,3 | | | | | | 14,5 | 57,3 | 4,4 | 0,3 | 1,9 | 14,7 | | | | | 0,1 | | | | | | 114,4 | |
| 1998 | | | | 1,2 | | | | | 0,1 | 0,1 | 4,1 | 20,9 | 8,4 | 0,1 | | 15,4 | 1,7 | | | 0,1 | 0,2 | | | 3,5 | | | 56,0 | |
| 1999 | | | | | | | | | | | 7,3 | 15,4 | 2,3 | | 0,4 | 24,2 | 0,6 | 0,4 | | | | | | | 0,9 | | 51,5 | |
| 2000 | | | | 12,2 | | | | 0,2 | | | 3,3 | 8,8 | 1,7 | | 0,1 | 6,2 | | | | | | | | | | | 32,4 | |
| 2001 | | 0,8 | | | | | | | | | 2,6 | 3,9 | 0,9 | 1,0 | | 2,1 | | | | | | | | | | | 11,3 | |
| 2002 | | | | | | | | | | | 1,3 | 8,4 | 0,3 | | | 1,2 | | | | | | | 0,3 | | | | 11,5 | |
| 2003 | | | | | | | | | | | 0,5 | 0,9 | | | | 0,3 | | 0,0 | | | | | | | | | 1,7 | |
| 2004 | | | | | | | | | | | 0,2 | 3,1 | | | | | | | | | | | | | | | 3,3 | |
| 2005 | | | | | | | | | | | | 0,4 | | | | 0,7 | | | | | | | | | | | 1,0 | |
| 2006 | | | | | | | | | | | | 1,7 | | | | | | | | | | | | | | | 1,7 | |
| 2007 | | | | | | | | | | | | 0,4 | | | | | | | | | | | | | | | 0,4 | |
| 2008 | | 0,1 | | | | | | | | | 0,6 | 0,2 | | | | 0,0 | | | | | | | | | | | 0,9 | |
| 2009 | 0,1 | | | | | | | | | | 0,3 | 0,5 | | | | | | | | | | | | | | | 0,9 | |
| 2010 | | | | | | | | | | | 0,4 | 1,2 | | | | | | | | | | | | | | | 1,6 | |
| 2011 | | | | | | | | | | | 0,0 | 1,0 | | | | | | | | | | | | | | | 1,0 | |
| 2012 | | | | | | | | | | | | 0,9 | | | | | | | | | | | | | | | 0,9 | |
| 2013 | | | | | | | | | | | 0,2 | 1,5 | 0,9 | | | | | | | | | | | | | | 2,6 | |
| 2014 | | | | | | | | | | | 0,1 | 1,4 | | | | | | | | | | | | | | | 1,5 | |
| 2015 | | | | | | | | | | | 0,4 | 1,1 | 0,2 | | | | | | | | | | | | | | 1,7 | |
| 2016 | | | | | | | | | | | 0,2 | 1,3 | | | | | | | | | | | | | | | 1,5 | |
| Total | 0,2 | 0,9 | 4,6 | 33,8 | 69,5 | 0,6 | 5,6 | 1,0 | 1,1 | 0,8 | 9,3 | 975,0 | 2207,4 | 165,0 | 16,4 | 20,4 | 481,2 | 6,7 | 8,7 | 10,1 | 1,2 | 15,5 | 28,8 | 1,5 | 46,2 | 20,0 | 4131,7 | |

Source : [Enedis] Données Réseau

Annexe 4 : Table du réseau CPI-HTA de la concession par technologie (type d'isolant-métal-section-année de pose) en km

| Isolation | PC | | | | PM | | | | PU | | | | Total |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|
| | AL | | CU | | AL | | | | AL | | | | |
| Section | 75 | 150 | 50 | 147 | 75 | 95 | 150 | 240 | 75 | 95 | 150 | 240 | |
| Année | | | | | | | | | | | | | |
| 1946 | | 0,4 | | | | | | | | | | | 0,4 |
| 1950 | | 0,1 | | | | | | | | | | | 0,1 |
| 1956 | | | | | | | | | | | 0,2 | | 0,2 |
| 1957 | | | | | | | | | | | 0,1 | | 0,1 |
| 1958 | | | | | | | | | | | 0,7 | | 0,7 |
| 1960 | | | | | | | | | | | 0,2 | | 0,2 |
| 1961 | 1,2 | 1,1 | | | | | | | 0,0 | | | | 2,3 |
| 1962 | | | | | 0,2 | | | | 0,1 | 0,1 | 1,7 | | 2,1 |
| 1963 | | | | | | | | | 0,2 | | | | 0,2 |
| 1965 | | | | 0,2 | | | | | | 0,0 | | | 0,2 |
| 1967 | | | | | | | 0,3 | | | | | | 0,3 |
| 1968 | | | | | 0,4 | 0,1 | 0,9 | | | | | | 1,4 |
| 1971 | | | | | | 0,1 | 3,7 | 3,0 | | | | | 6,9 |
| 1972 | | | | | | 0,1 | 2,1 | 0,1 | | | | | 2,2 |
| 1973 | | | | | | 0,1 | 3,9 | 1,7 | | | | | 5,7 |
| 1974 | | | | | | 0,1 | 2,3 | | | | | | 2,4 |
| 1975 | | | | | | 0,2 | 4,4 | | | | | | 4,7 |
| 1976 | | | | | | 0,1 | 2,6 | 0,7 | | | | | 3,5 |
| 1977 | | | 0,1 | | | 0,1 | 1,0 | | | | | | 1,1 |
| 1978 | | | | | | 0,1 | 2,9 | | | | | | 3,0 |
| 1979 | | | | | | 0,3 | 4,2 | | | | | | 4,5 |
| 1980 | | | | | | | | | | | | 0,1 | 0,1 |
| Total | 1,2 | 1,6 | 0,1 | 0,2 | 0,6 | 1,3 | 28,6 | 5,5 | 0,3 | 0,1 | 2,9 | 0,1 | 42,4 |

Source : [Enedis] Données Réseau

Annexe 5 : Synthèse de la politique d'Enedis face aux aléas climatiques

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux aux aléas climatiques.

L'ensemble des mesures prévues par Enedis pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur a été résumé dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

⇒ Objectifs

Le Contrat de Service Public (2005) engage Enedis à mettre en œuvre des actions spécifiques en faveur de la sécurisation des réseaux :

- identifier les zones fragiles du réseau, respectivement en HTA et en BT, au regard de 4 classes de risques climatiques : tempête, neige collante, inondation et canicule ;
- élaborer un programme de traitement adapté de ces zones de fragilité combinant dépose, enfouissement, substitution d'ouvrages et élagage.

Avec les objectifs suivants :

- assurer la réalimentation d'au moins 90% des utilisateurs dans un délai de 5 jours en cas d'événement climatique majeur ;
- garantir en cas de panne importante la réalimentation dans les 12 heures des sites sécurisés accessibles à la population ;
- garantir, en cas d'inondation, la réalimentation des utilisateurs hors zones inondées selon des priorités définies par les pouvoirs publics.

⇒ Diagnostic :

Concernant le réseau aérien, l'identification des tronçons à risque climatique a été réalisée selon le type de risque :

- risque bois (présence d'arbres pouvant chuter sur la ligne)
- risque vent (réseau sous dimensionné pour les vitesses de vent enregistrées)
- risque faible section (section "fragile")

Pour un maximum d'efficacité, la politique demande de prioriser le traitement des tronçons du réseau les plus à risque à partir d'un critère de risque qui a été calculé pour chaque tronçon HTA aérien nu et qui est le produit :

- de son exposition au risque au travers de sa longueur, avec une éventuelle pondération de celle-ci (maximale en zone boisée et dépendante de la tenue mécanique du conducteur pour les risques vent et neige/givre) ;
- de sa puissance en aval.

ANNEXE 2B

PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS **PERIODE 2019-2022**

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Préambule

Le présent programme pluriannuel est établi pour une période de 4 ans, allant du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2022.

En application de l'article 11 du cahier des charges de concession et de l'article 6 de son annexe 2, il est établi de façon concertée par le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, à partir du diagnostic technique et des ambitions portées par le schéma directeur des investissements de la concession.

Le programme pluriannuel définit les priorités de la période :

- Sur des zones localisées du territoire de la concession,
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

Il intègre les réalisations du gestionnaire de réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Il fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution sur l'ensemble des opérations retenues pour la période de 4 ans.

Il sera décliné chaque année dans des programmes annuels.

Le programme pluriannuel porte sur des ouvrages identifiés comme prioritaires à renouveler.

Il ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession, en termes de localisation et de volume.

Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement.

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

La présente annexe 2B reprend ces modalités.

Article 1 – Programme pluriannuel d'investissements sur les réseaux HTA

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2019-2022 sur les zones prioritaires identifiées

| <u>RÉSEAUX HTA</u> | Quantité |
|--|-----------------|
| <i>Renouvellement des réseaux HTA souterrain à câble papier imprégné (CPI)</i> | <i>2,5 km</i> |
| <i>Lignes aériennes HTA à risque climatique (PAC)</i> | <i>4,7 km</i> |

Programme pluriannuel d'investissements de l'autorité concédante pour la période 2019-2022

| <u>RÉSEAUX HTA</u> | Quantité |
|--|-----------------|
| <i>Effacement HTA rendus nécessaires par l'effacement BT</i> | <i>25 km*</i> |

* N.B. : Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, Le niveau d'intervention du SDE76 sur le réseau HTA (en km d'effacement HTA rendu nécessaire par l'effacement BT) est plafonné sur la durée du contrat à 25 km de linéaire HTA par PPI de 4 ans.

Article 2 – Programme pluriannuel d’investissements sur les réseaux BT

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

| <i>Programme pluriannuel d’investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2019-2022 sur les zones prioritaires identifiées</i> | |
|---|-----------------|
| <u>RÉSEAUX BT</u> | Quantité |
| <i>Renouvellement réseaux BT fils nus Faible Section</i> | <i>2,0 km</i> |
| <i>Renouvellement réseaux BT souterrains (dont câble papier imprégné)</i> | <i>1,5 km</i> |

| <i>Programme pluriannuel d’investissements de l’autorité concédante pour la période 2019-2022 sur les zones prioritaires identifiées</i> | |
|--|-----------------|
| <u>RÉSEAUX BT</u> | Quantité |
| <i>Dépose réseaux BT fils nus Faible Section (pour de l’effacement, de la sécurisation ou pour du renforcement)</i> | <i>13,5 km</i> |

Article 3 – Engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution

L’engagement financier total du gestionnaire de réseau de distribution au titre du programme pluriannuel pour la période 2019-2022 est le suivant :

| Finalité | Total 2019-2022 (M€) |
|---|-----------------------------|
| Renforcement des réseaux | 2,20 M€ |
| <i>Renforcement HTA</i> | <i>1,80 M€</i> |
| <i>Renforcement BT</i> | <i>0,40 M€</i> |
| Climatique-sécurisation | 1,30 M€ |
| Modernisation des réseaux | 8,30 M€ |
| <i>Renouvellement pour obsolescence réseaux HTA aériens</i> | <i>5,70 M€</i> |
| <i>Renouvellement pour obsolescence réseaux BT aériens</i> | <i>0,30 M€</i> |
| <i>Rénovation HTA aérienne (PDV)</i> | <i>2,00 M€</i> |
| <i>Automatisation (OMT)</i> | <i>0,30 M€</i> |
| Engagement financier total | 11,80 M€ |

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

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

En complément de l'engagement financier inscrit au Programme Pluriannuel d'Investissement, Enedis prévoit à titre indicatif, sans engagement, sur la période du PPI, d'allouer 700 k€ au renouvellement pour obsolescence des réseaux HTA et BT souterrains.

Article 4 – Modalités de suivi technique et financier du programme pluriannuel d'investissements

4.1 Suivi technique

La réalisation du programme pluriannuel et son efficacité seront mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité, comme précisé ci-dessous.

| Type de priorité/programme | Indicateur de suivi¹ | Indicateur d'évaluation² |
|--|---|--|
| Critère B HIX hors RTE | Critère B HIX hors RTE annuel de la concession | Critère B HIX hors RTE de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Fiabilisation de 4,7 km de réseau HTA aérien à risque climatique | Nombre de km de réseau HTA à risque climatique fiabilisés / an | Taux d'incident au 100 km sur réseau HTA aérien de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Renouvellement de 2,5 km de réseau HTA souterrain CPI | Nombre de km de réseau HTA souterrain CPI traités / an | Taux d'incident au 100 km sur réseau HTA souterrain de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Renouvellement de 1,5 km de réseau BT souterrain (dont CPI) | Nombre de km de réseau BT souterrain traités / an | Taux d'incident au 100 km sur réseau BT souterrain de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Renouvellement et dépose de (2 + 13,5) km de réseau BT aériens en fils nus (dont faible section) | Nombre de km de réseau BT aérien fils nus traités / an | Taux d'incident au 100 km sur réseau BT aérien de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Taux de CMA en tenue de tension (à méthode de calcul identique) | Taux de CMA en tenue de tension annuel de la concession | Taux de CMA en tenue de tension de la concession (moyenne 2019-2022 vs. moyenne 2012-2016) |
| Taux de postes HTA/BT inondables (risque moyen centennal) équipés de capteurs DINO | Nombre de postes HTA/BT inondable (risque moyen centennal) équipés de capteurs DINO /an | Taux de postes HTA/BT inondables (risque moyen centennal) équipés de capteurs DINO (valeur à fin 2022 vs 0% à fin 2016) |
| Maximum de 25 km/an d'effacement HTA rendu nécessaire par l'effacement BT | Nombre de km de réseau HTA aérien traités /an | Respect du plafond d'effacement de réseau HTA aérien rendu nécessaire par l'effacement BT (valeur à fin 2022 vs plafond de 25 km fixé pour ce PPI) |

L'évaluation des engagements du concessionnaire et de l'autorité concédante au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

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

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

4.2 Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement sera effectué selon le tableau ci-dessous :

| <i>Suivi année n des dépenses d'investissement du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre du PPI</i> | | | | |
|---|---|---------------------------------|--|---------------------|
| <i>Investissements</i> | <i>Total prévisions d'investissements PPI</i> | <i>Réalisé de l'année n</i> | <i>Réalisé en cumulé à fin d'année n</i> | <i>Commentaires</i> |
| <i>Renforcement des réseaux</i> | <i>2,2 M€</i> | | | |
| <i>Climatique-sécurisation</i> | <i>1,3 M€</i> | | | |
| <i>Modernisation des réseaux</i> | <i>8,3 M€</i> | | | |
| <i>Engagement financier total</i> | <i>11,8 M€</i> | | | |

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

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

ANNEXE 2bis

RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)

La présente annexe est sans objet et ne figure pas au contrat lorsque l'autorité concédante n'assure pas la maîtrise d'ouvrage de travaux de raccordement ou qu'elle ne souhaite pas bénéficier du dispositif PCT.

Article 1 – Objet

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts comprennent notamment (...) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (...), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».

☞ L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
 - o que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
 - o que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
 - o que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

Article 3 – Règle de non cumul

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

Article 4 – Modèles de documents

4.1. Modèle de fiche PCT

| FICHE PCT (PART COUVERTE PAR LE TARIF) | | | | | |
|--|--|--|--|---|--|
| Nom de l'Autorité Concédante | | | | | |
| Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC) | | Localisation des travaux | Objet des travaux | | |
| | | | Adresse | | |
| Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1) | | Localisation des travaux | Code postal | Nom de la commune | |
| | | | Code INSEE de la commune | Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ? | |
| Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés: | | | | | |
| Date de remise des ouvrages au gestionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) : | | Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) : | | | |
| | | Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage... (b) | | | |
| | | Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) ❶ : | | | |
| Documents à envoyer à Enedis Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants : | | | Plan géoréférencé des ouvrages construits | | |
| | | | Les tableaux de pose et de dépose | | |
| | | | Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages | | |
| | | | La ou les éventuelles conventions de servitude | | |
| Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 ❶bis: | | Taux de réfaction tarifaire applicable ❷ : | | | |
| Longueur du raccordement en mètres : | | | | | |
| Si écart entre ❶ et ❶bis supérieur à 10%, en donner les explications : | | PCT demandée par l'autorité concédante en € : (❶ * ❷) | | | |
| | | | | | |
| Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa) | | | | | |
| Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage : | | | | | |
| <small>(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire</small> | | | | | |
| Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert. | | | | | |

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: | | | | |
| | | | | | | | | |

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.

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

1. Le raccordement

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

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

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

2. Le barème

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution¹.

¹ La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.

Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr, et peut être obtenu sur simple demande.

3. Taux de réfaction tarifaire

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

4. Calcul de la contribution, cas généraux

4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + C_{VE} \times L_E)$$

Où L_E est la longueur de l'extension, Cf_E et C_{VE} sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. Cf_E et C_{VE} dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où Cf_B est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement. Cf_B dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

4.2. Raccordements - dans les autres cas

4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

5. Cas particuliers

5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

5.2. Raccordements collectifs

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

6. Modification d'une alimentation électrique existante

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

ANNEXE 4

TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1^{er} août 2018 conformément à la décision ministérielle du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1820056S).

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (c€/kWh) | 076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE | |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---|--------------------------------------|
| | | | Accusé certifié exécutoire | Réception par le préfet : 12/02/2019 |
| 3 | 74,64 | 8,88 | | |
| 6 | 88,44 | 8,88 | | |
| 9 | 103,32 | 9,02 | | |
| 12 | 118,92 | 9,02 | | |
| 15 | 133,92 | 9,02 | | |
| 18 | 149,64 | 9,02 | | |
| 24 | 185,64 | 9,02 | | |
| 30 | 221,52 | 9,02 | | |
| 36 | 248,28 | 9,02 | | |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

9,00

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 | 62,64 | 4,92 | 8,88 | 3,63 |
| Puissance souscrite > 6 kVA | 62,64 | 4,92 | 9,02 | 3,63 |
| Version B | | | | |
| Puissance souscrite ≤ 6 kVA | 62,64 | 3,12 | 9,36 | 1,68 |
| Puissance souscrite > 6 kVA | 62,64 | 3,12 | 9,63 | 1,73 |

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créées.

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| | | Heures Pleines | Heures Creuses |
| 6 | 96,96 | 9,95 | 7,03 |
| 9 | 117,36 | 9,95 | 7,03 |
| 12 | 136,08 | 9,95 | 7,03 |
| 15 | 153,12 | 9,95 | 7,03 |
| 18 | 168,36 | 9,95 | 7,03 |
| 24 | 205,08 | 9,95 | 7,03 |
| 30 | 236,40 | 9,95 | 7,03 |
| 36 | 264,72 | 9,95 | 7,03 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

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 | 62,64 | 6,36 | 9,95 | 7,03 | 3,83 | 2,57 |
| Version B | 62,64 | 5,52 | 10,24 | 7,09 | 1,80 | 0,30 |

TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------------------------|----------------|-------------------------------|----------------|
| | | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| 9 | 114,12 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| 12 | 132,00 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| 15 | 146,04 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| 18 | 158,52 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| 24-30 | 224,28 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| 36 | 256,08 | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement | |
|-----------|------------------------|---------------------------------|
| | Part fixe (en €/an) | Part puissance (en €/kVA/an) |
| Version A | 62,64 | 5,88 |
| Version B | 62,64 | 5,52 |

| | Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh) | | | | | |
|-----------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| Version A | 5,99 | 7,87 | 7,25 | 9,78 | 7,82 | 41,90 |
| Version B | 5,79 | 8,16 | 7,03 | 9,74 | 8,84 | 43,56 |

| | Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh) | | | | | |
|-----------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| Version A | 2,78 | 3,78 | 2,74 | 3,80 | 2,77 | 3,79 |
| Version B | 0,29 | 1,77 | 0,28 | 1,56 | 0,50 | 2,66 |

TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix d'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| | | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile |
| 9 | 102,36 | 8,66 | 16,54 |
| 12 | 116,76 | 8,66 | 16,54 |
| 15 | 131,16 | 8,66 | 16,54 |
| 18 | 145,56 | 8,66 | 16,54 |
| 36 | 231,96 | 8,66 | 16,54 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

9,00

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement | | Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh) | | Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh) | |
|-----------|---------------------|------------------------------|---|-------------------------|---|-------------------------|
| | Part fixe (en €/an) | Part puissance (en €/kVA/an) | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile |
| Version A | 62,64 | 3,12 | 8,66 | 16,54 | 3,66 | 3,66 |
| Version B | 62,64 | 3,12 | 9,20 | 19,79 | 1,72 | 2,92 |

Tarifs (a) au 1^{er} août 2018 conformément à la décision ministérielle du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1820059S).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (en c€/kWh) |
|---------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| 3 | 107,04 | 9,08 |
| 6 | 126,00 | 9,08 |
| 9 | 142,32 | 9,08 |
| 12 | 161,16 | 9,08 |
| 15 | 173,40 | 9,08 |
| 18 | 191,52 | 9,08 |
| 24 | 228,84 | 9,08 |
| 30 | 261,36 | 9,08 |
| 36 | 300,60 | 9,08 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

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 | 93,36 | 5,76 | 9,08 | 3,44 |
| Version B | 93,36 | 3,12 | 10,01 | 1,78 |

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| | | Heures Pleines | Heures Creuses |
| 6 | 125,04 | 9,88 | 7,15 |
| 9 | 142,08 | 9,88 | 7,15 |
| 12 | 159,72 | 9,88 | 7,15 |
| 15 | 177,72 | 9,88 | 7,15 |
| 18 | 192,72 | 9,88 | 7,15 |
| 24 | 229,68 | 9,88 | 7,15 |
| 30 | 261,84 | 9,88 | 7,15 |
| 36 | 294,00 | 9,88 | 7,15 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

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 | 93,36 | 5,76 | 9,88 | 7,15 | 3,78 | 2,78 |
| Version B | 93,36 | 5,52 | 9,87 | 6,88 | 1,58 | 0,27 |

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

| | | |
|--|------------------------------------|--------|
| Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA) | Forfait par kVA et en Euros par an | 802,32 |
|--|------------------------------------|--------|

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

| | | |
|--|---------------------------------------|--------|
| Générateur photovoltaïque | Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an | 140,64 |
| | Par hW supplémentaire en Euros par an | 11,64 |
| Générateur éolien puissance ≤ 4 kW | Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an | 281,40 |
| | Par hW supplémentaire en Euros par an | 11,64 |
| Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance | Abonnement en Euros par kW par an | 82,92 |
| | Prix d'énergie en c€/kWh | 3,39 |

(*) Puissance minimum à facturer

TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

| | Mensualités d'abonnement (en €/mois) | | Prix de l'énergie (en c€/kWh) |
|---------------------|--------------------------------------|--|-------------------------------|
| | Terme fixe | | |
| Sans Heures Creuses | 25,05 | | 9,08 |

| | Mensualités d'abonnement (en €/mois) | | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------|--------------------------------------|--|-------------------------------|----------------|
| | Terme fixe | | Heures Pleines | Heures Creuses |
| Avec Heures Creuses | 24,50 | | 9,88 | 7,15 |

TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix de l'énergie (en c€/kWh) | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| 9 | 146,88 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| 12 | 166,92 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| 15 | 175,68 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| 18 | 190,80 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| 24-30 | 249,36 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| 36 | 282,84 | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an)

9,00

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement | |
|-----------|------------------------|---------------------------------|
| | Part fixe (en €/an) | Part puissance (en €/kVA/an) |
| Version A | 93,36 | 5,52 |
| Version B | 93,36 | 5,52 |

| | Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh) | | | | | |
|-----------|---|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| Version A | 6,70 | 8,93 | 8,36 | 11,49 | 9,02 | 16,70 |
| Version B | 6,18 | 8,60 | 7,82 | 11,18 | 9,97 | 18,38 |

| | Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh) | | | | | |
|-----------|---|----------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Jours Bleus | | Jours Blancs | | Jours Rouges | |
| | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines | Heures Creuses | Heures Pleines |
| Version A | 2,79 | 3,78 | 2,86 | 3,77 | 2,84 | 3,77 |
| Version B | 0,23 | 1,36 | 0,24 | 1,38 | 0,50 | 2,66 |

TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| Puissance souscrite (en kVA) | Abonnement annuel (en €/an) | Prix d'énergie (en c€/kWh) | |
|---------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| | | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile |
| 12 | 147,48 | 8,74 | 16,09 |
| 15 | 161,88 | 8,74 | 16,09 |
| 18 | 176,28 | 8,74 | 16,09 |
| 36 | 262,68 | 8,74 | 16,09 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement | | Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh) | | Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh) | |
|-----------|------------------------|---------------------------------|---|----------------------------|---|----------------------------|
| | Part fixe (en €/an) | Part puissance (en €/kVA/an) | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile | Heures Normales | Heures de Pointe Mobile |
| Version A | 93,36 | 4,80 | 8,74 | 16,09 | 3,66 | 3,66 |
| Version B | 93,36 | 3,12 | 8,96 | 19,32 | 1,60 | 2,82 |

TARIF BLEU
pour éclairage public
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement annuel (€/kVA) | Prix de l'énergie (c€/kWh) |
|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Avec et sans comptage (b) (c) | 86,76 | 6,31 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 9,00

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

| | Abonnement (en €/kVA/an) | Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh) | Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh) |
|-----------|-----------------------------|---|---|
| Version A | 87,84 | 6,31 | 1,38 |

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créées.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1^{er} août 2018 conformément à la décision ministérielle du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1820066S).

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

| Version | Prime fixe annuelle (€/kVA) | Prix de l'énergie (c€/kWh) | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|--------------------|
| | | Pointe | Hiver | | Eté | |
| | | | Heures Pleines Hiver | Heures Creuses Hiver | Heures Pleines Eté | Heures Creuses Eté |
| Utilisations Longues | 9,84 | 10,790 | 10,790 | 7,664 | 8,315 | 6,309 |
| Utilisations Moyennes | 9,84 | | 10,790 | 7,664 | 8,315 | 6,309 |
| Coefficients de puissance réduite * | Utilisations Longues | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| | Utilisations Moyennes | | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Calcul des dépassements | | | | 13,75 | €/heure ^(b) | |

TARIF JAUNE - OPTION EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

| Version | Prime fixe annuelle (€/kVA) | Prix de l'énergie (c€/kWh) | | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------|------------------------|--------------------|
| | | Hiver | | Eté | |
| | | Pointe Mobile | Heures Hiver | Heures Pleines Eté | Heures Creuses Eté |
| Utilisations Longues | 6,96 | 15,650 | 9,653 | 8,486 | 7,299 |
| Coefficients de puissance réduite * | Utilisations Longues | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Calcul des dépassements | | | 13,75 | €/heure ^(b) | |

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

TARIF VERT - OPTION A5 BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

| Version | Prime fixe annuelle (€/kW) | Prix de l'énergie (c€/kWh) | | | | |
|-------------------------------------|---|----------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | | Pointe | Hiver | | Eté | |
| | | | Heures Pleines Hiver | Heures Creuses Hiver | Heures Pleines Eté | Heures Creuses Eté |
| Courtes Utilisations | 23,40 | 12,254 | 9,333 | 6,110 | 6,160 | 4,186 |
| Coefficients de puissance réduite * | Courtes Utilisations | 1,00 | 1,00 | 0,86 | 0,86 | 0,79 |
| Calcul des dépassements | Comptage | Electronique | | KN (PMax-P) | | K (PMax-P) |
| | (k ₃ k ₂ k ₁) | 4,54 €/kW | | 1,50 €/kW | | 37,88 €/kW |
| Coefficients par poste | | 1,00 | 1,00 | 0,86 | 0,86 | 0,79 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,12

TARIF VERT - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

| Version | Prime fixe annuelle (€/kW) | Prix de l'énergie (c€/kWh) | | | |
|-------------------------------------|----------------------------|----------------------------------|--------------|--------------------|--------------------|
| | | Hiver | | Eté | |
| | | Pointe Mobile | Heures Hiver | Heures Pleines Eté | Heures Creuses Eté |
| Moyennes Utilisations | 29,64 | 13,992 | 7,529 | 5,847 | 4,095 |
| Coefficients de puissance réduite * | Moyennes Utilisations | 1,00 | 0,98 | 0,75 | 0,75 |
| Calcul des dépassements | Energie €/kWh | Electronique KN (PMax-P) en €/kW | | K (PMax-P) en €/kW | |
| | 1,15 | 4,31 €/kW | 1,43 | 35,97 | |
| | Coefficients par poste | 1,00 | 0,98 | 0,75 | 0,75 |

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,12

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise

| Tension de livraison | Taux de correction (€/kW/an) |
|----------------------|------------------------------|
| A | |
| BT (*) | 17,99 |
| HTA1 | 0,00 |
| HTA2 et HTB1 | 0,00 |
| HTB2 | 0,00 |
| HTB3 | 0,00 |

| Coefficients de versionnage | |
|-----------------------------|------|
| MU | CJ |
| 1,00 | 1,00 |

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :
 Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créées.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

ANNEXE 5

RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur
076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

Réception par le préfet : 12/02/2019

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
 - o Particuliers ;
 - o Collectivités locales ;
 - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
 - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
 - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable
sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr**

ANNEXE 7

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019



Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juillet 2018

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site enedis.fr/Concessions ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site edf.fr. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

• Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

• Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site edf.fr et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de

suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site enedis.fr.

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site enedis.fr/tarif-dacheminement.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. La facture comporte s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites edf.fr, enedis.fr/Catalogue_des_prestations ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site edf.fr. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul

• Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• **Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire**

• **Mensualisation avec prélèvement automatique**
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

• Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site edf.fr ou sur simple appel à EDF.

• **Chèque énergie** conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

• Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site chequeenergie.gouv.fr, sur le site edf.fr et sur simple appel au :

0 805 204 805 Service & appel gratuits

• Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

• Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

7-6 Délai de remboursement

• En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

• En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexacts, incomplètes, équivoques et/ou périmés,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF
20, Place de la Défense
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site mediateur.edf.fr ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse enedis.fr/reclamations ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site enedis.fr/reclamations.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site energie-mediateur.fr ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « serviceclient@edf.fr ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site edf.fr, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site enedis.fr.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site bloctel.gouv.fr.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 463 719 402 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2016 de l'électricité vendue par EDF :
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis au contrat GRD-F

Version : 7.1

Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements d'Enedis et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre Enedis et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

Glossaire

Client : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

Compteur : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

Compteur Communicant : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

Contrat GRD-F : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et à l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

Contrat Unique : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général) : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec Enedis, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution) : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

Point de Livraison (PDL) : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <http://www.enedis.fr/Concessions>.



Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et Enedis peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité d'Enedis en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr.

4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

> Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

> Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par Enedis ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, Enedis procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant ;
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par Enedis, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge d'Enedis si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- ou en cas de fraude.

4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre Enedis et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, Enedis les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

> Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

> Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « adnrc-support@enedis.fr » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis
Pôle clients – ADNCR
34, place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le

Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du site internet d'Enedis.

3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Enedis met à disposition du Client, sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite, des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser Enedis procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à Enedis en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations d'Enedis.

3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;

- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
 - pour les Clients résidentiels ;
 - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

6. Responsabilité

6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Énergie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019



CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1^{er} décembre 2018

La décision du 27 juillet 2018, relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, publiée au journal officiel du 31 juillet 2018, a mis en extinction le tarif bleu à compter du 1^{er} août 2018 pour les sites appartenant à de grandes entreprises.

En application de l'article 2 de cette décision, une grande entreprise est toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret no 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engage-

ments d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation prorata temporis par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (la prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines - Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation. Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette

puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE A L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie puis adressée au client par courrier ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre

moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1^{er} janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-6 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)

Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, ou à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Cata-

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

logue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

• En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

• En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessiter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,

- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

La personne concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « vosdonnees@edf.fr » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ». Enfin, la personne concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026 - 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site enedis.fr.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 505 133 838 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense Cedex

Origine ! Zz & de l'électricité vendue par EDF :
85,9% nucléaire, 7,2% renouvelables (dont 5,3% hydraulique),
1,9% charbon, 3,7% gaz, 1,3% fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE

Préambule

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies ^{Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur} par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD. 076-257600445-20190207-2019_02_07-01-DE

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de ~~contrats entre Enedis~~ ^{Contrats entre Enedis} et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, ~~transparentes et non discriminatoires~~ ^{transparentes et non discriminatoires}.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
 - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
 - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
 - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet www.enedis.fr.

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr ;
- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;
- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;
- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

3. Raccordement

3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD

4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéficiaire du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution

5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

6. Comptage

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

7. Continuité et qualité de l'électricité

7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
 - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
 - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

10. Traitement des réclamations des clients

10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

11. Recours

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

12. Assurances

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : www.enedis.fr .

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-02

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION DE PRESTATIONS ENEDIS EN TRAVAUX SOUS TENSION ET EN MOYENS DE REALIMENTATION POUR LE COMPTE DU SDE76

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-02-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-02

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION DE PRESTATIONS ENEDIS EN TRAVAUX SOUS TENSION ET EN MOYENS DE REALIMENTATION POUR LE COMPTE DU SDE76

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention TST,

CONSIDERANT :

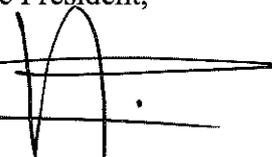
- les dispositions du dernier alinéa de l'article 7 de l'annexe 1 du cahier des charges de la concession, qui prévoit que le SDE76, pour les travaux dont il assure la maîtrise d'ouvrage, fera réaliser ceux-ci sous tension dans la mesure du possible afin de contribuer à la diminution du temps de coupure pour travaux,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 que soient précisés le contenu et les modalités de mise en œuvre des prestations Enedis, ainsi que le barème TST HTA 2019.

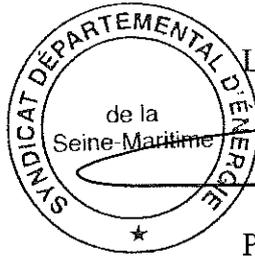
Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention jointe en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire ;
- **FIXE** le seuil d'intervention en travaux sous tension à 15 000 NiTi initial, où Ni est le nombre de clients impactés par la coupure et Ti la durée de la coupure, ce qui entraîne une dépense d'environ 145 000 €/an pour le SDE76 ;
- **AUTORISE** la révision annuelle du barème par échange de courriers entre le SDE76 et Enedis ;
- **PORTE** la dépense correspondante chaque année au budget du SDE76.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.



**Convention de prestations Enedis en Travaux Sous
Tension et en moyens de réalimentation pour le
compte du SDE76**

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-02-DE

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex, désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle d'Orléans, 76 000 Rouen,

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

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

PREAMBULE

L'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession signé le 25 février 1994 entre le Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime (SDE76) et Electricité de France prévoit que « l'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fera réaliser ceux-ci sous tension dans la mesure du possible ». Il prévoit aussi que « chaque demande de l'autorité concédante fera l'objet d'un délai de réalisation qui n'excèdera pas 4 semaines ».

Ceci étant exposé, il est convenu ce qui suit.

Article 1 – OBJET DE LA CONVENTION

L'article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges définit les obligations respectives du concessionnaire et de l'autorité concédante quant à la réalisation sous tension des travaux dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage.

En application de cette disposition, la présente convention a pour objet :

- de définir le contenu des prestations les plus courantes réalisées par le concessionnaire (cf. article 2 de la présente convention) et les forfaits qui s'y rattachent (cf. article 3) ;
- de préciser les modalités pratiques de mise en œuvre de ces prestations.

Cette convention sera portée auprès des entreprises à l'occasion de la réunion annuelle organisée par l'autorité concédante pour ses entreprises.

Article 2 – CONTENU DES PRESTATIONS

Le contenu des prestations réalisées par le concessionnaire est défini dans les fiches jointes en annexe 2 à la présente convention.

Ces fiches précisent en particulier :

- les travaux effectués par l'équipe TST HTA du concessionnaire ;
- le matériel, mis à disposition du concessionnaire par l'entreprise désignée par l'autorité concédante, qui devra être entreposé à proximité immédiate du lieu des travaux, sauf accord particulier.

Le barème TST HTA est calculé en intégrant la répartition des travaux et des fournitures de matériel indiquée dans les fiches jointes en annexe 1.

Article 3 – PRIX DES PRESTATIONS

3.1 Etablissement des forfaits

Les coûts de revient de ces prestations ont été actualisés par le concessionnaire dans une logique de coût complet environné.

Les valeurs des forfaits applicables à la date d'entrée en vigueur de la présente convention sont indiqués en annexe 1.

3.2 Actualisation

Ces tarifs nationaux feront l'objet d'une révision annuelle par Enedis.

Le concessionnaire communiquera à l'autorité concédante, à chaque mise à jour, le coût de revient pour chacune des prestations et leur montant actualisé.

Le concessionnaire informera l'autorité concédante des modifications apportées à la structure des prix et des évolutions de la liste des prestations proposées. Dans ce cas, les parties conviennent de se revoir pour prendre en compte ces modifications.

Article 4 – MODALITE DE MISE EN ŒUVRE DES PRESTATIONS

4.1. Détermination du choix des moyens de réalimentation à mettre en œuvre

Certains travaux sur le réseau public de distribution d'électricité nécessitent de mettre en œuvre l'une des solutions techniques suivantes :

- coupure de l'alimentation électrique pour permettre la réalisation des travaux,
- intervention sous tension permettant la continuité de service auprès des usagers,
- pose de groupes électrogènes permettant la continuité de service auprès des usagers.

Le choix de la solution technique la plus appropriée est effectué en prenant en compte les trois critères suivants :

- nombre d'usagers impactés par la coupure : Ni
- durée de la coupure en minutes : Ti
- caractère prioritaire de certains usagers :
 - personnes médicalement assistées,
 - commerces de proximité, artisans, industriels, services publics,

- autre situation particulière nécessitant des mesures adaptées.

On appelle, pour un chantier donné, NiTi : le produit du nombre d'usagers impactés par la coupure (Ni) par la durée de la coupure exprimée en minutes (Ti).

Les seuils de référence de NiTi retenus par la présente convention pour envisager ou non une intervention en travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation sont les suivants :

- Pour une valeur NiTi initial < 15 000 en HTA et BT, le choix se portera sur une coupure de l'alimentation électrique pour permettre la réalisation des travaux,
- Pour une valeur NiTi initial > 15 000 en HTA et BT, le choix se portera prioritairement sur la réalisation de travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation. Dans certains cas exceptionnels et pour des raisons technico-économiques, une coupure de l'alimentation électrique pourra être mise en œuvre au-delà de 15000 Niti.
- Pour toute autre situation particulière justifiant la réalisation de travaux sous tension ou la mise en œuvre de moyens de réalimentation.

Pour chaque chantier programmé par le SDE76 sous sa maîtrise d'ouvrage, le NiTi résultant des travaux est calculé par Enedis (NiTi initial). En fonction du résultat, Enedis étudie la solution technique préférentielle à appliquer afin de limiter le nombre d'usagers coupés et calcule le NiTi final résultant de la solution retenue.

Si la coupure s'avère obligatoire Enedis recherche toujours à en limiter l'impact en termes de durée avec l'engagement contractuel de limiter la coupure à 4 heures pour les clients HTA et à 6 heures pour les clients BTA.

4.2 Définition de la prestation

4.2.1 L'autorité concédante définit son projet.

L'expérience de l'autorité concédante lui permet d'appréhender la prestation TST HTA et le nombre de groupes électrogènes. Pour la prestation TST HTA, l'autorité concédante s'appuie sur le référentiel proposé en annexe 3.

4.2.2 L'autorité concédante envoie au concessionnaire le projet d'exécution établi en application de l'article 2.II du décret n°2011-1697 du 1^{er} décembre 2011.

L'autorité concédante reporte si nécessaire sur la fiche « impact clientèle » communiquée en Annexe 4 les informations sur les clients impactés par les travaux. Ces informations viendront conforter le diagnostic réalisé et la décision prise par le concessionnaire.

4.2.3 Le concessionnaire répond à l'autorité concédante dans les 21 jours.

L'avis du concessionnaire est accompagné du devis prestations TST HTA et groupes électrogènes conformément au barème joint en Annexe 1 et de la fiche « impact clientèle » complétée.

Les parties conviennent dans la mesure du possible de ne pas installer plus de 3 groupes électrogènes.

4.3 Fixation et communication de la date

4.3.1 L'entreprise envoie au concessionnaire sa proposition de DTE (Demande de Travail Electricité). La date proposée par l'entreprise doit être à minima postérieure de 8 semaines.

4.3.2 Le concessionnaire et l'entreprise s'accordent sur la DTE.

Une fois la proposition de DTE reçue par le concessionnaire, ce dernier et l'entreprise valident la DTE lors d'une réunion de préparation. Le jour retenu se situe dans la semaine de la date proposée par l'entreprise.

4.3.3 Le concessionnaire envoie à l'autorité concédante une copie de la DTE.

4.3.4 L'autorité concédante envoie le jour de la réception de la copie de la DTE l'Ordre de Service (OS) en mentionnant la date convenue entre le concessionnaire et l'entreprise.

4.3.5 Le concessionnaire renvoie à l'autorité concédante l'OS accepté.

4.4 Réalisation des travaux et facturation

4.4.1 Les travaux sont réalisés par le concessionnaire à la date indiquée dans la DTE.

Les deux parties conviennent de s'informer mutuellement et le plus en amont possible en cas de report des travaux TST.

4.4.2 Le concessionnaire facture la prestation.

La facture, qui peut inclure l'application d'une pénalité dans les conditions définies à l'article 5, est réalisée à réception de l'AMEO (Autorisation de Mise en Exploitation de l'Ouvrage).

4.4.3 L'autorité concédante règle la facture.

La facture est réglée dans un délai de 30 jours à compter de la date d'émission de celle-ci.

Article 5 – DELAI D'EXECUTION

La DTE fixe la date d'accès au réseau pour sa mise en exploitation. Le respect de la date sera formalisé par l'AMEO.

5.1 Reprogrammation

Les deux parties conviennent qu'un chantier peut être décalé une fois moyennant une information le plus en amont possible :

- Si le préavis est supérieur à une semaine, le report est sans conséquence.
Si le report est demandé par le concessionnaire l'intervention est reprogrammée dans la semaine suivante.
Si le report est demandé par l'autorité concédante ou l'entreprise, l'intervention est reprogrammée dans un délai de 3 semaines.
- En deçà du délai de préavis ou à partir du deuxième report, celui-ci fera l'objet d'une pénalité applicable selon les conditions prévues aux articles 5.2 et 5.3. Ce constat sera formalisé sur la PME0 ou l'AMEO.

5.2 Retard imputable au concessionnaire

En cas de non respect par le concessionnaire de la date convenue et/ou du délai de préavis ou à partir du deuxième report, l'autorité concédante pourra lui appliquer une pénalité forfaitaire de 50 euros par jour ouvrable de retard, sans pouvoir néanmoins excéder 10% du montant de la prestation.

Aucune pénalité ne sera appliquée au concessionnaire en cas de force majeure ou de faute commise par des tiers.

5.3 Retard imputable à l'autorité concédante ou à son entreprise

En cas de non respect par l'autorité concédante ou son entreprise de la date convenue et/ou du délai de préavis ou à partir du deuxième report, une pénalité forfaitaire de 200 euros par reprogrammation sera payée au concessionnaire par l'autorité concédante.

Article 6 – DUREE, SUIVI ET RESILIATION DE LA CONVENTION

La présente convention entre en vigueur à la date de la signature par les parties et prendra fin le 31 décembre 2022.

Une procédure de suivi et d'évaluation est mise en place afin de veiller à la bonne exécution de la présente convention. Elle prendra la forme d'une réunion annuelle, entre les représentants du concessionnaire et de l'autorité concédante afin de faire le bilan de l'année écoulée et de proposer d'éventuelles modifications.

A cette occasion, un bilan sur les pénalités recensées par chacune des parties sera validé conjointement et fera l'objet d'un appel à contribution.

Toute modification significative, amènera les deux parties à examiner les suites à donner à la présente convention.

Chaque partie peut dénoncer la convention sans justification particulière en faisant part de sa décision à l'autre partie, par écrit en lettre recommandée avec accusé de réception, et après accord de celle-ci. Le préavis sera fonction des travaux programmés et ne pourra être inférieur à 3 mois.

Article 7 - ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée de la formalité de l'enregistrement. Elle est également dispensée des droits de timbre.

Article 8 – EXHAUSTIVITE DE LA PRESENTE CONVENTION

La présente convention, en y incluant les annexes qui y sont rattachées, reprend l'ensemble des dispositions dont sont convenues les parties, et prévaut sur les conclusions de toutes discussions préalablement intervenues entre les parties, comme sur les termes de tous écrits préalablement échangés entre elles.

Article 9 – CONTESTATION

Les différends susceptibles de s'élever entre les parties relativement à la présente convention, selon les dispositions prévues à l'article 33 du cahier des charges de distribution publique d'électricité et en cas d'impossibilité de parvenir à une conciliation, seront soumis à la juridiction des tribunaux compétents du lieu de domiciliation de la personne représentant le concessionnaire.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Pour le concessionnaire,

Le Président du SDE76

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Patrick CHAUVET

M. Philippe GUILLEMET

ANNEXE 1

Barème TST HTA

| CODES IEP | PRESTATIONS DE TRAVAUX SOUS TENSION HTA | tarif national HT |
|------------------|--|--------------------------|
| I- 110 | Déconnexion - Reconnexion par manoeuvre de ponts | 1 507,45 € |
| I- 115 | Connexion ou déconnexion de ponts | 1 220,99 € |
| I- 117 | Pose/Dépose DOPP + Pose/Dépose ISP | 3 262,70 € |
| I- 120 | Mise en place d'une traverse de dérivation sur support existant et raccordement sous tension | 1 630,85 € |
| I- 124 | Dépontage et Dépose dérivation | 1 812,16 € |
| I- 127 | Dépose de pont, traverse, ancrage ou dérivation sur support existant et dépose première portée | 1 630,85 € |
| I- 130 | Remplacement d'un support d'alignement à proximité et raccordement d'une nouvelle dérivation | 4 963,17 € |
| I- 140 | Implantation d'un support en pleine portée et raccordement d'une nouvelle dérivation | 4 340,97 € |
| I- 141 | Implantation d'un nouveau support à proximité et pose d'un interrupteur aérien | 5 972,82 € |
| I- 144 | Implantation d'un support d'arrêt, confection ancrage simple et raccordement ERAS | 4 634,59 € |
| I- 145 | Implantation d'un nouveau support à proximité et confection double ancrage | 5 178,54 € |
| I- 150 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant et raccordement sous tension | 1 812,16 € |
| I- 152 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant à la place d'un transformateur sur poteau | 2 900,07 € |
| I- 154 | Mise en place d'un transformateur sur poteau en passage sur support existant et raccordement sous tension | 2 174,80 € |
| I- 155 | Pose d'un interrupteur aérien sur support double ancrage existant | 5 075,88 € |
| I- 156 | Remplacement coffret disjoncteur H61 et liaison BT | 1 993,48 € |
| I- 157 | Remplacement transfo H61 | 1 993,48 € |
| I- 158 | Remplacement transfo H61 + coffret disjoncteur + liaison BT | 3 262,70 € |
| I- 180 | Mise en conformité d'un support existant par changement d'armement | 2 718,75 € |
| I- 190 | Confection d'un double ancrage pendulaire sur support d'alignement existant | 3 262,70 € |
| I- 195 | Confection d'un double ancrage sur support d'alignement existant | 3 806,66 € |
| I- 010 | Prestation fouille réalisée par Enedis | 630,82 € |
| I- 020 | Prestation confection Extrémité Unipolaire type Extérieur Pollué (EUEP) | 152,36 € |

| CODES IEP | MOYENS DE REALIMENTATION | |
|------------------|--|------------|
| I - 210 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un transformateur mobile de type "TAPIR" | 2 366,81 € |
| I - 220 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 100 kVA | 1 547,48 € |
| I - 221 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 160 kVA | 1 713,38 € |
| I - 222 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 250 kVA | 1 926,04 € |
| I - 223 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 400 kVA | 2 269,96 € |
| I - 224 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 630 kVA | 2 680,83 € |
| I - 230 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 100 kVA | 2 989,84 € |
| I - 231 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 160 Kva | 2 983,84 € |
| I - 232 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 250 kVA | 3 149,74 € |
| I - 233 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 400 kVA | 3 362,40 € |
| I - 234 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 630 kVA | 4 117,19 € |
| I - 240 | Mise en place d'un interrupteur mobile temporaire (ISP) | 2 537,44 € |

Annexe 2 - Travaux Sous Tension HTA exécutés par Enedis

Sommaire

| CODES | PRESTATIONS DE TRAVAUX SOUS TENSION HTA |
|--------------|--|
| I- 110 | Déconnexion - Reconnexion par manœuvre de ponts |
| I- 115 | Connexion ou déconnexion de ponts Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur 076-257600445-20190207-2019_02_07-02-DE |
| I- 117 | Pose/Dépose DOPP + Pose/Dépose ISP Accusé certifié exécutoire Réception par le préfet : 12/02/2019 |
| I- 120 | Mise en place d'une traverse de dérivation sur support existant et raccordement sous tension |
| I- 124 | Dépontage et Dépose dérivation |
| I- 127 | Dépose de pont, traverse, ancrage ou dérivation sur support existant et dépose première portée |
| I- 130 | Remplacement d'un support d'alignement à proximité et raccordement d'une nouvelle dérivation |
| I- 140 | Implantation d'un support en pleine portée et raccordement d'une nouvelle dérivation |
| I- 141 | Implantation d'un nouveau support à proximité et pose d'un interrupteur aérien |
| I- 144 | Implantation d'un support d'arrêt, confection ancrage simple et raccordement ERAS |
| I- 145 | Implantation d'un nouveau support à proximité et confection double ancrage |
| I- 150 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant et raccordement sous tension |
| I- 152 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant à la place d'un transformateur sur poteau |
| I- 154 | Mise en place d'un transformateur sur poteau en passage sur support existant et raccordement sous tension |
| I- 155 | Pose d'un interrupteur aérien sur support double ancrage existant |
| I- 156 | Remplacement coffret disjoncteur H61 et liaison BT |
| I- 157 | Remplacement transfo H61 |
| I- 158 | Remplacement transfo H61 + coffret disjoncteur + liaison BT |
| I- 180 | Mise en conformité d'un support existant par changement d'armement |

| | |
|---------|--|
| I- 190 | Confection d'un double ancrage pendulaire sur support d'alignement existant |
| I- 195 | Confection d'un double ancrage sur support d'alignement existant |
| I- 010 | Prestation fouille réalisée par Enedis |
| I- 020 | Prestation confection Extrémité Unipolaire type Extérieur Pollué (EUEP) |
| | |
| I - 210 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un transformateur mobile de type "TAPIR" |
| I - 220 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 100 kVA |
| I - 221 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 160 kVA |
| I - 222 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 250 kVA |
| I - 223 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 400 kVA |
| I - 224 | Mise à disposition et raccordement sur la basse tension d'un groupe électrogène de 630 kVA |
| I - 230 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 100 kVA |
| I - 231 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 160 Kva |
| I - 232 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 250 kVA |
| I - 233 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 400 kVA |
| I - 234 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 630 kVA |
| I - 240 | Mise en place d'un interrupteur mobile temporaire (ISP) |

| | |
|-------|--|
| I-110 | Déconnexion et reconnexion par manœuvre de ponts |
|-------|--|

Les connecteurs sont supposés en place sur la ligne.

Travaux exécutés par les TST HTA :

- ouverture et fermeture de circuits par manœuvre de ponts sous tension (dépontage le matin, repontage le soir).

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- pas de matériel à fournir.

| | |
|-------|----------------------------------|
| I-115 | Connexion ou déconnexion de pont |
|-------|----------------------------------|

Les connecteurs sont supposés en place sur la ligne

Travaux exécutés par les TST HTA :

- ouverture ou fermeture de circuits par manoeuvre de ponts sous tension (1 seule opération soit d'ouverture soit de fermeture).

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- pas de matériel à fournir.

| | |
|-------|------------------------------------|
| I-117 | Pose/Dépose DOPP + Pose/Dépose ISP |
|-------|------------------------------------|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- création Double Ancrage en ligne,
- pose Interrupteur Sectionneur Provisoire sur double Ancrage,
- opération inverse pour la dépose.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- pas de matériel à fournir.

| | |
|-------|--|
| I-120 | Mise en place d'une traverse de dérivation sur support existant et raccordement sous tension |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise en place de la traverse de dérivation avec ses chaînes,
- réglage des conducteurs sur la dérivation et confection des manchons d'ancrage,
- confection des ponts,
- raccordement sous tension,
- remise en état des lieux.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise :

- traverse de dérivation,
- chaînes d'ancrage, OL, BS,
- manchons à broche (ABT),
- D.A.C éventuels,
- raccord Dérivation à Broche (R.D.B).

| | |
|-------|---------------------------------|
| I-124 | Dépointage et Dépose Dérivation |
|-------|---------------------------------|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépointage dérivation sous tension,
- dépose 1ère portée dérivation,
- dépose traverse de dérivation.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- pas de matériel à fournir.

| | |
|-------|--|
| I-127 | Dépose de pont, traverse, ancrage ou dérivation sur support existant et dépose première portée |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépose de la traverse de dérivation avec ses chaînes,
- dépose des conducteurs sur la dérivation,
- dépose des ponts,
- remise en état des lieux.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- pas de matériel à fournir.

| | |
|-------|--|
| I-130 | Remplacement d'un support d'alignement à proximité et raccordement d'une nouvelle dérivation |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- levage du support,
- mise en place des armements et des isolateurs,
- transfert et fixation des conducteurs de la ligne principale,
- dépose de l'ancien support,
- mise en place de la traverse de dérivation et confection des manchons d'ancrage,
- confection des ponts et raccordement sous tension,
- réglage des conducteurs sur la dérivation.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection de la fouille,
- confection de la chape autour du nouveau support,
- enlèvement ancien massif.

Fourniture Entreprise

- support de dérivation et traverse de dérivation,
- armement,
- isolateurs,
- manchons d'ancrage,
- raccord Dérivation à Broche (R.D.B),
- D.A.C éventuels.

Prestation complémentaire : confection de fouille (voir fiche I-010)

| | |
|-------|--|
| I-140 | Implantation d'un support en pleine portée et raccordement d'une nouvelle dérivation |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- levage du support,
- mise en place des armements et des isolateurs,
- transfert et fixation des conducteurs de la ligne principale,
- mise en place de la traverse de dérivation et confection des manchons d'ancrage,
- réglage des conducteurs sur la dérivation,
- confection des ponts et raccordement sous tension.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection de la fouille,
- confection de la chape autour du nouveau support.

Fourniture Entreprise :

- support, armement, isolateurs,
- traverse de dérivation,
- chaînes d'ancrage et ISO synthétique de renvoi + OL + BS,
- manchons d'ancrage,
- raccord Dérivation à Broche (R.D.B),
- D.A.C éventuels.

Prestation complémentaire : confection de fouille (voir fiche I-010)

| | |
|-------|--|
| I-141 | Implantation d'un nouveau support à proximité et pose d'un interrupteur aérien |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- levage du support,
- pose de l'interrupteur en tête de support de la herse,
- transfert des conducteurs,
- confection de 6 ancrages avec rallonges par la méthode au contact,
- confection des ponts et raccordement sous tension,
- mise au sol de l'ancien support,
- fourniture, confection et raccordement de la prise de terre.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection de la prise de terre,
- confection de la fouille,
- confection de la chape autour du nouveau support.

Fourniture Entreprise :

- support, isolateurs,
- interrupteur 50 ou 100 A,
- chaînes d'ancrage et ISO synthétique de renvoi + OL + BS,
- manchons d'ancrage,
- rallonges de type RL 40,
- D.A.C éventuels.

Prestation complémentaire : confection de fouille (voir fiche I-010)

| | |
|-------|---|
| I-144 | Implantation d'un support d'arrêt, confection ancrage simple et raccordement ERAS |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- levage support,
- mise en place d'armements et isolateurs,
- confection manchons d'ancrage,
- mise en place d'ERAS et parafoudres,
- fixation et raccordement descente de terre,
- confection des ponts et raccordement.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection de la fouille,
- confection des extrémités,
- confection de la chape autour du nouveau support.

Fourniture Entreprise :

- support, armement, isolateurs,
- manchons,
- extrémités,
- parafoudres.

Prestation complémentaire :

- confection de la fouille (voir Fiche I-010),
- confection des extrémités (voir Fiche I-020).

| | |
|-------|--|
| I-145 | Implantation d'un nouveau support à proximité et confection double ancrage |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- levage du support,
- transfert des conducteurs,
- confection de 6 ancrages avec rallonges par la méthode au contact,
- confection des ponts et raccordement sous tension,
- mise au sol de l'ancien support.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise

- support, armement, isolateurs,
- manchons,
- extrémités,
- parafoudres.

Prestation complémentaire : confection de la fouille (voir Fiche I-010)

| | |
|-------|---|
| I-150 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant et raccordement sous tension |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise en place de la chaise de fixation,
- fixation le long du support du câble aéro-souterrain, et de la protection mécanique,
- mise en place du câble sur la chaise des parafoudres,
- raccordement sous tension du câble et des parafoudres,
- fixation et raccordement de la descente de terre.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection des extrémités,
- sectionnement du câble à la longueur définitive,
- câble HTA mis en place jusqu'au pied du support, repéré et en court circuit,
- construction de la prise de terre.

Fourniture Entreprise :

- chaise de fixation,
- extrémités,
- protection mécanique du câble,
- parafoudres,
- protection de terre.

Prestation complémentaire : confection des extrémités (voir Fiche I-020)

| | |
|-------|--|
| I-152 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant à la place d'un transformateur sur poteau |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépose du H61 et de son équipement,
- mise en place de la chaise de fixation,
- fixation le long du support du câble et de sa protection mécanique,
- mise en place du câble sur la chaise et des parafoudres,
- raccordement sous tension du câble et des parafoudres,
- fixation et raccordement de la descente de terre.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection des extrémités,
- sectionnement du câble à la longueur définitive,
- câble HTA mis en place jusqu'au pied du support, repéré et en court circuit,
- construction de la prise de terre,
- reprise du H61 déposé.

Fourniture Entreprise :

- chaise de fixation,
- extrémités,
- protection mécanique du câble,
- les parafoudres.

Prestation complémentaire : confection des extrémités (voir Fiche I-020)

| | |
|-------|--|
| I-152 | Mise en place d'une remontée aéro-souterraine sur support existant à la place d'un transformateur sur poteau |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépose du H61 et de son équipement,
- mise en place de la chaise de fixation,
- fixation le long du support du câble et de sa protection mécanique,
- mise en place du câble sur la chaise et des parafoudres,
- raccordement sous tension du câble et des parafoudres,
- fixation et raccordement de la descente de terre.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection des extrémités,
- sectionnement du câble à la longueur définitive,
- câble HTA mis en place jusqu'au pied du support, repéré et en court circuit,
- construction de la prise de terre,
- reprise du H61 déposé.

Fourniture Entreprise :

- chaise de fixation,
- extrémités,
- protection mécanique du câble,
- les parafoudres.

Prestation complémentaire : confection des extrémités (voir Fiche I-020)

| | |
|-------|---|
| I-154 | Mise en place d'un transformateur sur poteau en passage sur support existant et raccordement sous tension |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise en place de la ferrure de fixation du transformateur,
- levage et fixation du transformateur,
- mise en place des ferrures parafoudres et des parafoudres,
- fixation et raccordement de la descente de terre et de la liaison disjoncteur-transformateur,
- confection des ponts et raccordements sous tension du transformateur et des parafoudres,
- confection des extrémités BT de la liaison disjoncteur transformateur.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- ancrage du câble réseau BT sur le support,
- raccordement du réseau sur le coffret DJ,
- construction de la prise de terre,
- confection de la plateforme de manœuvre,
- fixation du coffret DJ sur le support.

Fourniture Entreprise :

- transformateur sur poteau,
- ferrure de fixation,
- disjoncteur BT ou le coffret de protection fusible,
- le câble BT de liaison,
- les parafoudres et leur système de fixation,
- RDB.

| | |
|-------|---|
| I-155 | Pose d'un interrupteur aérien sur support double ancrage existant |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- descente du double ancrage existant,
- pose de l'interrupteur en tête de support,
- normalisation de l'ancrage par pose de rallonges de type RL40,
- confection des ancrages,
- confection des ponts,
- raccordement sous tension,
- fourniture et raccordement de la descente de terre.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- confection de la plateforme de manœuvre.

Fourniture Entreprise :

- l'interrupteur 50A ou 100A,
- manchons d'ancrage,
- rallonges type RL40,
- éventuellement les dispositifs d'allongement contrôlés.

| | |
|-------|---|
| I-156 | Remplacement Coffret Disjoncteur H61 & liaison BT |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépontage repontage sous tension Transformateur et Parafoudres,
- remplacement coffret disjoncteur BT ou Coffret de protection fusible,
- remplacement liaison TR / DJ,
- reprise réseau BTA.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise :

- coffret disjoncteur BT ou Coffret de protection fusible,
- liaison TR/DJ.

| | |
|--------------|---------------------------------|
| I-157 | Remplacement Transfo H61 |
|--------------|---------------------------------|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépontage sous tension Transformateur et Parafoudres,
- remplacement Transformateur,
- repontage sous tension Transformateur et Parafoudres.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- reprise du H61 déposé.

Fourniture Entreprise :

- transformateur H61.

| | |
|-------|--|
| I-158 | Remplacement Transfo H61 + Coffret DJ + liaison BT |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- dépontage repontage sous tension Transformateur et Parafoudres,
- remplacement Transformateur H61 et coffret disjoncteur BT,
- remplacement liaison TR / DJ,
- reprise réseau BTA.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni,
- reprise du H61 déposé.

Fourniture Entreprise :

- transformateur H61,
- coffret disjoncteur BT ou Coffret de protection fusible,
- liaison TR/DJ.

| | |
|-------|--|
| I-180 | Mise en conformité d'un support existant par changement d'armement |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- déconnexion et écartement des conducteurs sous tension,
- changement de l'armement,
- reconnexion des conducteurs sous tension.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise :

- armements,
- isolateurs,
- OL BS pour Nappe Voute – tige rigide pour voute rigide.

| | |
|-------|---|
| I-190 | Confection d'un double ancrage pendulaire sur support d'alignement existant |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- déconnexion et écartement des conducteurs sous tension,
- pose d'un double ancrage,
- reconnexion des conducteurs sous tension.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise :

- armement,
- isolateurs,
- OL BS manchons,
- palonnier,
- rallonges RC 300.

| | |
|-------|--|
| I-195 | Confection d'un double ancrage sur support d'alignement existant |
|-------|--|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- déconnexion et écartement des conducteurs sous tension,
- pose d'un double ancrage,
- confection de 6 ancrages avec rallonges par la méthode au contact,
- confection des ponts et raccordement sous tension.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- approvisionnement sur le chantier du matériel neuf fourni.

Fourniture Entreprise :

- armement.

| | |
|-------|--------------------------------------|
| I-010 | Prestation fouille réalisée par ERDF |
|-------|--------------------------------------|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- fouille pour implantation de support dans le cadre des prestations I-130, I-140, I-141, I-144 et I-145.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- néant.

| | |
|-------|----------------------------|
| I-020 | Prestation confection EUPE |
|-------|----------------------------|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- confection d'extrémité de câble dans le cadre des prestations I-114, I-150 et I-152.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- Néant.

| | |
|-------|---|
| I-210 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un transfo mobile de type "TAPIR" |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- amenée sur le chantier du transformateur,
- déroulage des câbles HTA et BT,
- fixation de la chaise ERAS provisoire et du câble HTA - TAPIR sur le support,
- raccordement sous tension du câble HTA,
- concordance de phase et raccordement du câble BT sous tension,
- à la fin du chantier mêmes opérations en sens inverse.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise

- néant.

Fourniture ERDF :

- TAPIR.

| | |
|-------|---|
| I-220 | Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 100 kVA |
| I-221 | Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 160 kVA |
| I-222 | Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 250 kVA |
| I-223 | Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 400 kVA |
| I-224 | Mise à disposition et raccordement sur la BT d'un groupe électrogène de 630 kVA |

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise à disposition d'un groupe électrogène,
- déroulage et mise en place des câbles de liaison,
- raccordement sous tension des câbles BT issus du groupe,
- vérification des paramètres de couplage,
- débit en parallèle des deux sources,
- déraccordement de la source ERDF,
- à la fin du chantier mêmes opérations en sens inverse.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- néant.

Fourniture ERDF :

- groupe électrogène.

| | |
|-------|--|
| I-230 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 100 kVA |
| I-231 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 160 kVA |
| I-232 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 250 kVA |
| I-233 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 400 kVA |
| I-234 | Mise à disposition et raccordement sur la HTA d'un groupe électrogène de 630 kVA |

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise à disposition d'un groupe électrogène pour une journée,
- transport et raccordement d'un transformateur type TAPIR (fonction élévateur),
- déroulage et mise en place des câbles de liaison,
- fixation de la chaise ERAS provisoire et des câbles HTA sur le support,
- raccordement sous tension des câbles HTA sur la ligne aérienne,
- mise en route et couplage du groupe électrogène au réseau,
- à la fin du chantier mêmes opérations en sens inverse.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

- néant.

Fourniture ERDF :

- néant.

| | |
|-------|---|
| I-240 | Mise en place d'un interrupteur mobile temporaire |
|-------|---|

Travaux exécutés par les TST HTA :

- mise en place Interrupteur Mobile,
- mise en place de deux chaises ERAS provisoires si IMIR,
- mise en place des câbles sur les chaises si IMIR,
- confection des ponts et raccordement,
- dépose des ponts du double ancrage.

Présence de l'Entreprise :

- inutile.

Travaux exécutés par l'Entreprise :

- aucun.

Fourniture Entreprise :

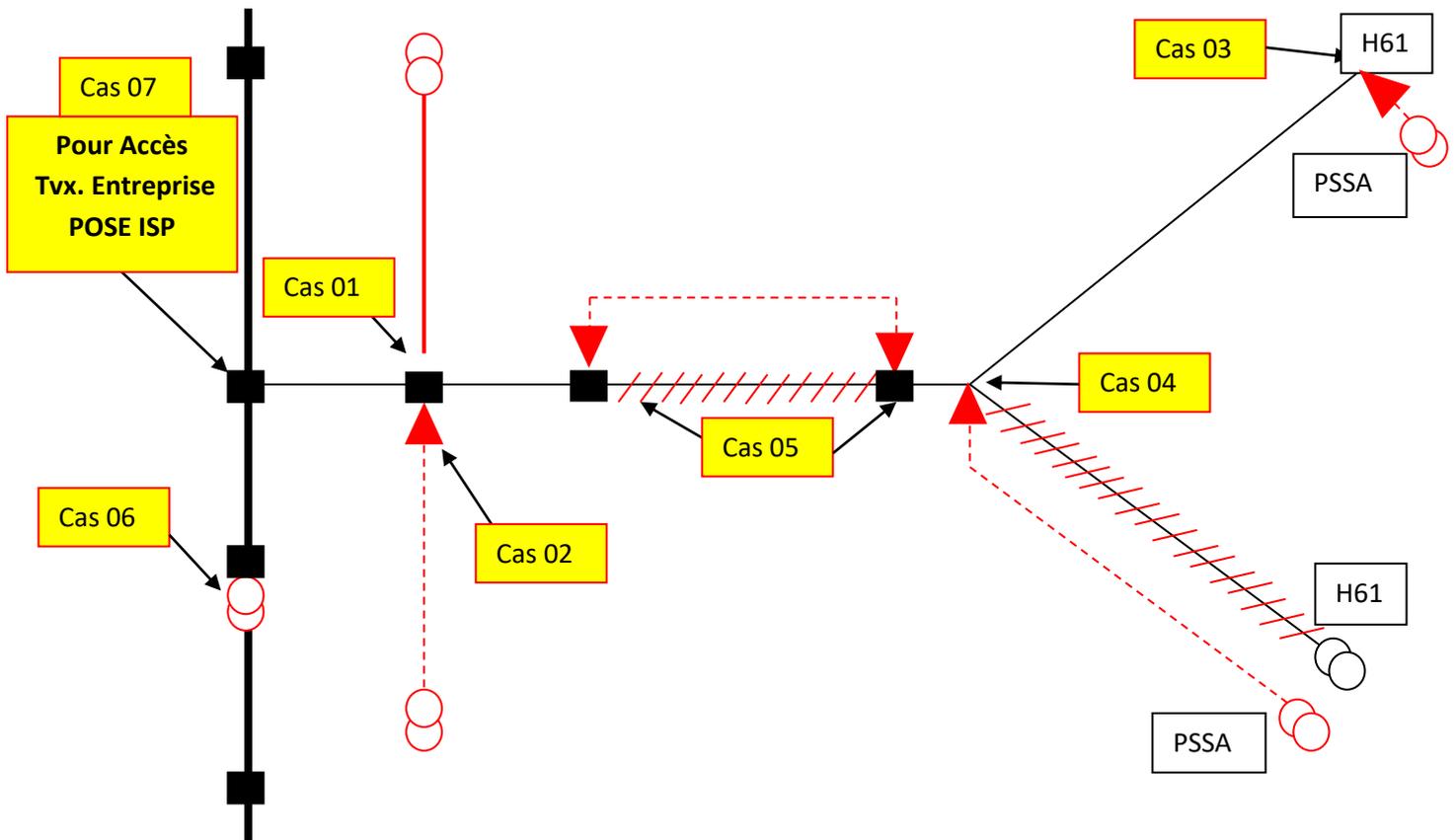
- néant.

Fourniture ERDF :

- interrupteur Sectionneur Provisoire ou Interrupteur Mobile Intégré Remorque.

REFERENTIEL

| | | |
|--|-----------------------------|--|
| 01 - Extension Réseau HTA Aérien | I- 120 | Raccordement Dérivation |
| 02 - Extension / Renforcement HTA Souterrain | I- 150 | Remontée RAS pour alimentation PSSA |
| | I- 150 + I- 180 | Remontée RAS pour alimentation PSSA avec mise en conformité armement |
| 03 - Extension / Renforcement HTA Souterrain | I- 152 | Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur 076-257600445-20190207_2019_02_07-02-DE Dépose H61 + Remontée RAS pour alimentation PSSA |
| 04 - Enfouissement Dérivation HTA Aérienne | I- 120 + I- 150 | Accusé certifié exécutoire Réception par le préfet: 12/02/2019 Dépose Dérivation + Remontée RAS pour alimentation PSSA |
| 05 - Enfouissement Ligne principale HTA Aérienne | 2x I- 120 + 2x I- 150 | 2x Dépose Dérivation + 2x Remontée RAS pour alimentation siphon HTA souterrain |
| 06 – Pose / Dépose d'un H61de 50 kVa ou 100 kVa | I- 154 | Pose d'un transformateur H61 sur poteau existant |
| | I- 154 + I- 180 | Pose d'un transformateur H61 sur poteau existant avec mise en conformité armement |
| 07 – Travaux sur ou à proximité sans prestation TSTHTA | I- 240 | Pose et dépose d'ISP |



ANNEXE 4 – Exemple de fiche « impact clientèle »

PRESTATIONS TST HTA et GE

IMPACT CLIENTELE

Document à joindre à l'article 2.II

ART R323-25 N°: _____ DT N°: _____

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur
076-2571044-2104020702_07-02-DE

Accusé certifié exécutoire
Réception par le préfet : 12/02/2019

Commune : _____ Adresse : _____

Intitulé du chantier (libellé article 2.II) : _____

Informations remontées par le SDE76 concernant la clientèle

(ex : existence poste client en précisant jour de fermeture)

Etude d'impact par Enedis

- Départ HTA concerné :
- Nombre et type de postes impactés = 18
- Durée d'intervention prévue = voir DTE (à ce stade la date « prévue » n'est pas fixée)
- Evaluation du Niti = 78 000

Proposition travaux TST HTA et groupes électrogènes à prévoir

TSTHTA = I-240 + TSTHTA = I-120

Groupe = 2 PRBTA 610

Délégation du Comité Syndical n° 2019/02/07-03

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A L'UTILISATION DU SERVICE « EXTRANET CARTO » D'ENEDIS DE CONSULTATION DE LA CARTOGRAPHIE DES RESEAUX CONCEDES

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-03-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-03

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A L'UTILISATION DU SERVICE « EXTRANET CARTO » D'ENEDIS DE CONSULTATION DE LA CARTOGRAPHIE DES RESEAUX CONCEDES

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention « extranet carto » et ses 4 annexes,

CONSIDERANT :

- aux termes des dispositions combinées des articles 43 et 45 du cahier des charges de la concession, le SDE76 est susceptible d'accéder gratuitement à un service de consultation à distance de la cartographie grande échelle,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de fixer les conditions d'utilisation et les modalités d'accès à ce service.

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

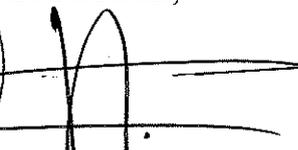
- **APPROUVE** le contenu de la convention « extranet carto » et ses 4 annexes, joints en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,


Patrick CHAUVET.

Convention entre le Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime et Enedis relative à l'utilisation du service « Extranet Carto » d'Enedis de consultation de la cartographie des réseaux concédés

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-03-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex, désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

IL A ETE PREALABLEMENT EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

Enedis propose à l'Autorité Concédante l'accès gratuit à un service de consultation à distance de la cartographie à grande échelle gérée par Enedis, sur le périmètre de la concession, au seul usage de l'Autorité Concédante, avec une mise à jour semestrielle des informations consultables.

Les Parties souhaitent, par la présente convention, définir les conditions d'utilisation et les modalités d'accès de l'Autorité Concédante à ce service.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention (ci-après désignée « la Convention ») a pour but de définir les conditions d'utilisation et les modalités d'accès au service d'Enedis par lequel l'Autorité Concédante peut consulter une cartographie à moyenne et grande échelle des réseaux concédés présents sur le territoire de ladite concession (ci-après désigné « **le Service Extranet Carto** »).

Il est précisé que le **Service Extranet Carto** est étendu par Enedis à la cartographie des réseaux à moyenne échelle afin de faciliter le confort de la consultation pour l'utilisateur du service.

Le **Service Extranet Carto** ne se substitue pas aux échanges cartographiques organisés par ailleurs entre Enedis et l'Autorité Concédante dans le cadre du cahier des charges de concessions et les conventions cartographiques grande échelle et moyenne échelle associées.

Enfin, les dispositions de la Convention s'appliquent sans préjudice de la réglementation relative à l'information des entreprises réalisant des travaux à proximité des ouvrages concédés, définie par les articles L.554-1 à L.554-5 et R554-1 à R554-38 du Code de l'environnement, pour laquelle chaque Partie est soumise à des obligations par ailleurs. En particulier, le **Service Extranet Carto** n'exonère pas les Parties du respect des obligations fixées par la réglementation en matière de déclaration de projet de travaux.

ARTICLE 2 – INFORMATIONS CONSULTABLES ET PRINCIPALES FONCTIONNALITES

2.1 Informations consultables

Dans le cadre du **Service Extranet Carto**, Enedis rend consultables les informations suivantes relatives au réseau public de distribution d'électricité sur le périmètre de la concession :

- tracés et position en moyenne échelle (1/1000^{ème} au 1/10000^{ème}) du réseau aérien et souterrain, selon la description figurant en annexe 1,
- tracés et position en grande échelle (inférieure au 1/1000^{ème}) du réseau souterrain, selon la description figurant en annexe 1.

La représentation à moyenne échelle du réseau est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géo-référencés auxquels sont attachés des droits de représentation électronique qui doivent être respectés.

Ces droits permettent la consultation de données et prévoient les seules fonctionnalités de représentation électronique suivantes :

- affichage de la carte centrée sur un élément choisi par l'utilisateur (coordonnées géographiques, adresse, élément remarquable),
- déplacement de l'image sur l'écran,
- zoom avant et arrière,
- affichage d'une information pré-calculée ou affichage par thèmes prédéfinis.

La représentation à grande échelle est rattachée à des plans topographiques de précision 1/200^{ème} (ou « Plan Corps de Rue ») qui constituent une création intellectuelle originale, ce que reconnaissent les Parties ; ils sont de ce fait protégés par la loi du 1er juillet 1992 relative au code de la propriété intellectuelle.

Les informations consultables ne comportent aucune donnée à caractère personnel au sens de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978, ni aucune Information Commercialement Sensible (ICS) au sens des articles L.111-73 et R111-26 à R111-30 du Code de l'énergie.

Les informations consultables feront l'objet d'une mise à jour semestrielle par Enedis qui interviendra au cours du mois de mars et au cours du mois de septembre de chaque année. Les utilisateurs de l'Autorité Concédante seront informés de ces mises à jour via le **Service Extranet Carto**.

2.2 Principales fonctionnalités

Le **Service Extranet Carto** offrira a minima les principales fonctionnalités suivantes, sauf régression fonctionnelle liée à des raisons techniques indépendantes de la volonté d'Enedis :

- Une emprise de fenêtre graphique affichant les différentes données cartographiques (fond de plans et réseaux)
- Recherche par Adresse : saisir une adresse, affiche la zone recherchée
- Recherche par Coordonnées classiques : saisir des coordonnées géographiques (X;Y), affiche la zone recherchée
- Fond d'écran : Sélection du fond de carte blanc ou noir
- Mesure : effectuer des calculs de distance entre deux points ou plus
- Dessin : effectuer une personnalisation (texte, flèches, traits...) sur les impressions, capture d'écran
- Gestion du remplissage : affichage du remplissage ou non des formes graphiques "pleines"
- Chargement automatique des dalles : charger automatiquement les dalles (i.e. : éléments de fonds de plan et réseaux)
- Liens inter-échelles et liens de continuité entre les plans Grande Echelle : afficher automatiquement les différentes échelles de représentation du réseau, ou les liens entre les plans Grande Echelle.
- Système de projection : choisir le système de projection du plan
- Zoom : changer l'échelle d'affichage des données
- Plan d'ensemble : emprise de fenêtre graphique affichant une vue globale "petite échelle" de la localisation
- Affichage des données attributaires (telles que listées en annexe 5)
- Impression / Copier - Coller / Export
-

ARTICLE 3 – MODALITES D'UTILISATION DU SERVICE

3.1 Installation et formation

Enedis met à disposition de l'Autorité Concédante au plus 5 (cinq) comptes nominatifs d'accès au **Service Extranet Carto**.

Le **Service Extranet Carto** est réservé aux seuls agents de l'Autorité Concédante opérant dans le cadre d'une activité relevant des missions de l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité telles que visées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales. Tout usage privé ou commercial du **Service Extranet Carto par l'Autorité Concédante n'est pas autorisé.**

Dans les trois mois qui suivent la signature de la Convention, l'Autorité Concédante convient avec Enedis ou son prestataire, d'une demi-journée (4 heures consécutives, entre 9 h et 13h ou entre 14 h et 18 h en jour ouvré) pour l'installation à distance du **Service Extranet Carto** sur les postes informatiques des utilisateurs désignés par l'Autorité Concédante du **Service Extranet Carto** et pour une démonstration à distance d'utilisation de ce dernier.

Les postes informatiques des utilisateurs du **Service Extranet Carto** devront à minima présenter les caractéristiques techniques figurant en annexe 2 de la Convention.

3.2 Ouverture (habilitation, activation) des comptes utilisateurs

Le compte de l'utilisateur est activé dans le mois qui suit l'envoi d'une demande d'ouverture de compte via la page d'accueil du **Service Extranet Carto**. Les informations demandées pour l'ouverture d'un compte figurent en annexe 3 de la Convention. La demande est accompagnée d'une acceptation par l'utilisateur des conditions générales d'utilisation du **Service** figurant en annexe 4.

L'Autorité Concédante s'engage à communiquer à Enedis tout changement d'informations relatives aux utilisateurs nécessaires à l'ouverture d'un compte du **Service Extranet Carto**.

Au cours de la période couverte par la Convention, dans le respect des conditions ci-dessus, l'Autorité Concédante pourra demander la résiliation d'un ou plusieurs comptes utilisateurs et l'ouverture de nouveaux comptes. Cette ouverture de nouveaux comptes ne donnera pas droit à une démonstration d'utilisation par Enedis ou son prestataire.

3.3 Résiliation

Enedis se réserve le droit de mettre fin à l'accès du **Service Extranet Carto**, ou, de supprimer le compte de l'utilisateur, en raison de l'absence d'utilisation du **Service Extranet Carto** et suite à l'envoi d'un courrier de prévenance resté sans réponse pendant 2 mois, pendant une durée d'au moins 6 (six) mois.

Enedis se réserve également le droit de suspendre ou de restreindre, à tout moment, l'accès et l'utilisation du **Service Extranet Carto** pour une durée limitée pour des raisons internes et/ou techniques, notamment pour permettre la mise à jour des données, la maintenance des matériels et des serveurs, et en cas de non respect des dispositions de la Convention.

Toute résiliation d'inscription, suspension ou restriction d'accès, pour quelque motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au profit de l'Autorité Concédante.

ARTICLE 4 – RESPONSABILITES

Enedis s'efforce dans la mesure du possible de maintenir accessible le **Service Extranet Carto** 7 jours sur 7, 24 heures sur 24, mais peut interrompre ou restreindre l'accès, notamment pour des raisons de mise à jour des données, de maintenance, de mise à niveau ou pour toute autre raison technique. Les utilisateurs du **Service Extranet Carto** seront informés du ou des motifs de cette interruption.

L'Autorité Concédante accepte et prend acte de ce que Enedis ne garantit pas l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques consultables dans le cadre du **Service Extranet Carto**.

Dans tous les cas, l'Autorité Concédante ne peut pas rechercher la responsabilité d'Enedis fondée notamment sur une interruption ou altération du fonctionnement du **Service Extranet Carto** ou sur le degré de fiabilité des plans et données consultables dans le cadre du **Service Extranet Carto**, notamment en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

L'Autorité Concédante s'engage à faire figurer les mentions suivantes lors de toute utilisation des informations issues du **Service Extranet Carto** :

« Propriété d'Enedis. Edition graphique issue d'un plan informatisé. Elle ne peut être ni reproduite ni communiquée au-delà du contrôle de la concession de la maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés, ni utilisée à des fins commerciales sans autorisation spécifique de la part d'Enedis. Les informations figurant sur ce plan sont données à titre indicatif.

- *Date de dernière mise à jour des données*
- *Date d'édition du plan* »

L'Autorité Concédante s'engage à porter les dispositions de la Convention à la connaissance des utilisateurs du **Service Extranet Carto**.

ARTICLE 5 – MODIFICATIONS DU SERVICE

Le **Service Extranet Carto** est susceptible d'être complété ou modifié par Enedis au-delà des interventions de tierce maintenance applicative.

L'Autorité Concédante en est informée avec un délai de prévenance de trois mois.

ARTICLE 6 – CONDITIONS TARIFAIRES

Le **Service Extranet Carto** n'est pas facturé à l'Autorité Concédante dans le cadre des conditions d'utilisation fixées par la présente Convention.

ARTICLE 7 – PRISE D'EFFET ET DUREE DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

Tout litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention devra faire l'objet d'une recherche de conciliation à l'initiative de la Partie la plus diligente.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 9.

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

Chaque Partie a la faculté de résilier à tout moment la Convention, sous réserve d'un préavis de deux mois, et après accord de l'autre Partie.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par Enedis, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'Autorité Concédante.

ARTICLE 10 – FORMALITES

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Le Président du SDE76

M. Patrick CHAUVET

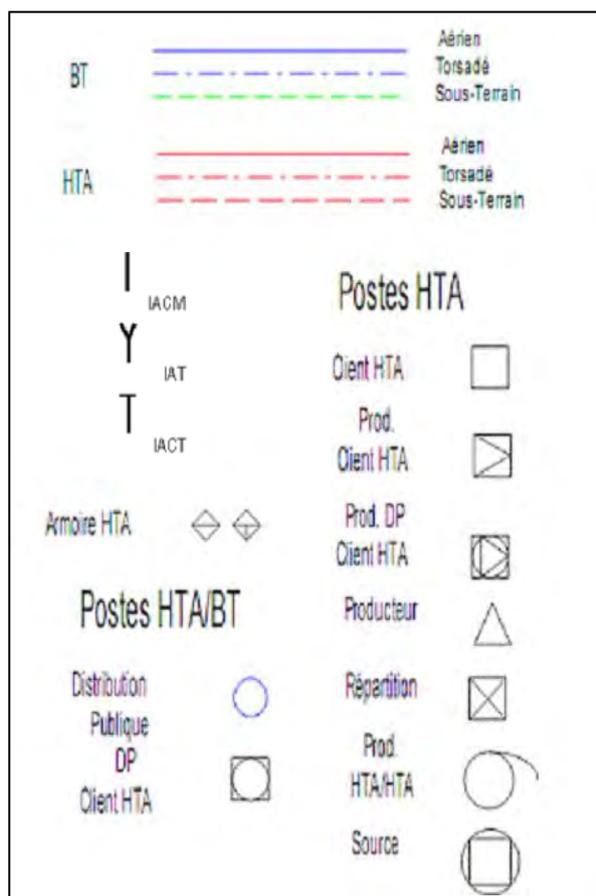
Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Philippe GUILLEMET

Annexe 1 : description des informations consultables sur le Service Extranet Carto

Moyenne Echelle :



Grande Echelle :

| BT | HTA |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| <u>Réseau et branchement</u> | <u>Réseau nappe niveau supérieur</u> |
| <u>Réseau nappe niveau supérieur</u> | <u>Réseau nappe niveau inférieur</u> |
| <u>Réseau nappe niveau inférieur</u> | <u>Réseau abandonné</u> |
| <u>Réseau abandonné</u> | |
| <u>Branchement</u> | |
| <u>Branchement abandonné</u> | |

| | |
|----------|--|
| Fourreau | |
|----------|--|

| Accessoires | Symboles et description | |
|------------------------|-------------------------|--------------------------------|
| Coffret électrique | | Coffret réseau et branchement |
| | | Coffret type REMBT |
| Armoire électrique | | Armoire de comptage BT |
| | | Armoire HTA |
| Boîte BT sous trottoir | | Réseau |
| | | Branchement |
| Jonction | | BT |
| | | HTA |
| Dérivation | | BT |
| | | HTA |
| Bout perdu | | BT |
| | | HTA |
| Remontée aérienne | | RAS BT |
| | | RAS HTA |
| Noeud topologique | | BT pénétrant dans un bâtiment |
| | | HTA pénétrant dans un bâtiment |
| Mise à la terre | | |

Annexe 2 : pré-requis matériel et logiciel à l'installation du Service Extranet Carto

| PRE-REQUIS DU POSTE DE TRAVAIL | | | |
|--|---|--|------------------------------------|
| Nom ou identifiant du poste de travail : | <input style="width: 95%;" type="text"/> | | |
| → Droits d'accès suffisant pour l'installation et la configuration du poste. | | | |
| → Connexion internet. | | | |
| → 1 Go de mémoire vive minimum. | | | |
| → Os : | Windows 8.1 <input type="checkbox"/> | Windows 8.0 <input type="checkbox"/> | Windows 7 <input type="checkbox"/> |
| | Windows Vista Service pack 2 <input type="checkbox"/> | Windows XP Service pack 3 <input type="checkbox"/> | MAC <input type="checkbox"/> |
| | 32 bits <input type="checkbox"/> | 64 bits <input type="checkbox"/> | |
| → Java : | OUI <input type="checkbox"/> | Version : <input style="width: 80%;" type="text"/> | NON <input type="checkbox"/> |
| → Package redistribuable Microsoft Visual C++ 2010 : | OUI <input type="checkbox"/> | | NON <input type="checkbox"/> |
| → Outil de connexion à distance : | OUI <input type="checkbox"/> | Lequel : <input style="width: 80%;" type="text"/> | NON <input type="checkbox"/> |

Annexe 3 : formulaire de suivi à la prise de contact

Formulaire de suivi à la prise de contact avec l'AODE

Ce formulaire a pour objectif de répertorier les différents interlocuteurs opérationnels pour l'accès au service « Extranet Carto » de l'AODE. Ce document sera transmis au prestataire en charge d'installer, informer et habilitier l'AODE.

Les Directions Territoriales souhaitant être présentes lors de la formation du prestataire à l'AODE doivent l'indiquer ici.

Convention* :

AODE

Prénom

Nom

Email

Fonction de l'utilisateur

ENEDIS – Direction Territoriale

Prénom

Nom

Email

Fonction de l'utilisateur (ex : technicien d'étude)

Souhaitez-vous participer à la formation de l'AODE ?

ENEDIS – Référent régional cartographie

Prénom

Nom

Email

Fonction de l'utilisateur (ex : technicien d'étude)

(*) Convention entre la collectivité et ENEDIS relative à l'utilisation du service « Extranet Carto » d'ENEDIS de consultation de la cartographie des réseaux concédés.

Annexe 4 : Conditions Générales d'Utilisation

L'Utilisateur ne dispose sur les Informations consultables par le Service que d'un droit d'usage strictement professionnel dans le cadre des missions de l'Autorité Organisatrice de la Distribution Publique d'Electricité (AODE).

Est ainsi prohibé tout usage des Informations sans lien direct avec les missions de l'AODE et notamment tout usage privé ou commercial.

L'Utilisateur s'engage à ne pas utiliser le Service et/ou les Informations pour :

- manipuler de quelque manière que ce soit les Informations de manière à dissimuler la source et l'origine des informations transmises sur le Service ;
- télécharger, afficher, transmettre par e-mail ou de quelque autre manière, tout contenu comportant des virus informatiques ou tout code, dossier ou programme conçus pour interrompre, détruire ou limiter les fonctionnalités de tout logiciel, ordinateur ou outil de télécommunication sans que cette énumération ne soit limitative ;
- commettre toute action ayant un effet perturbateur et/ou entravant les capacités de communication du Service en temps réel ;
- entraver ou perturber le Service, les serveurs, les réseaux connectés au Service, ou refuser de se conformer aux conditions requises, aux procédures, aux règles générales et/ou aux dispositions réglementaires applicables au réseau connecté au Service ;
- utiliser les données de l'IGN ou du cadastre au-delà des droits de représentation électronique mentionnés dans la Convention

L'Utilisateur déclare et reconnaît accepter les caractéristiques et les limites de l'internet et, en particulier, il reconnaît :

- que les données circulant sur l'internet ne sont pas nécessairement protégées, notamment contre les détournements éventuels,
- que la communication par l'Utilisateur à des tiers de ses identifiants et, d'une manière générale, de toute information jugée par l'Utilisateur comme confidentielle, relève de son entière responsabilité,
- qu'il appartient à l'Utilisateur de prendre toutes les mesures appropriées de façon à protéger ses propres données et/ou logiciels de la contamination par des virus, le cas échéant, sur le réseau Internet,
- que les données et/ou informations circulant sur l'Internet peuvent être réglementées en termes d'usage ou être protégées par un droit de propriété.

D'une manière générale, l'Utilisateur est seul responsable de l'ensemble des données, du contenu rédactionnel et/ou des informations qu'il diffuse et transfère sur l'Internet et de l'usage du Service proposé par Enedis.

Enfin, l'Utilisateur est informé que l'Internet est un réseau qui véhicule un certain nombre de données susceptibles d'être protégées et d'enfreindre des dispositions légales en vigueur.

Annexe 5 : Données attributaires affichées sur le réseau Moyenne Echelle

| | |
|---------------------------|--|
| Poste source | Nom du poste |
| Postes HTA | Nom du poste |
| | Commune d'appartenance du poste |
| | Fonction du poste |
| | Type de poste |
| Tronçons HTA | Date de construction |
| | Désignation normalisée |
| | Type de ligne |
| | Longueur électrique |
| Organes de coupure Aérien | Commune d'appartenance de l'interrupteur |
| | Télécommandé |
| Tronçons BT | Désignation normalisée |
| | Type de ligne |
| | Longueur électrique |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-04

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A MOYENNE ECHELLE DES OUVRAGES DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDE76**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-04-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-04

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A MOYENNE ECHELLE DES OUVRAGES DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDE76

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession,

CONSIDERANT :

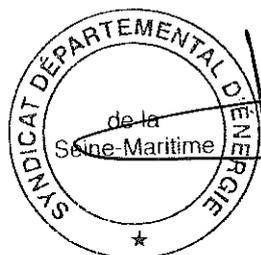
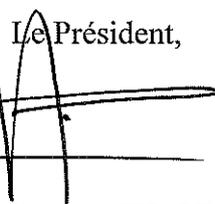
- que les dispositions combinées des articles 43 et 45 du cahier des charges de la concession déterminent les obligations du concessionnaire et du SDE76 en matière d'échange de données à moyenne échelle,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de définir précisément les modalités techniques et financières d'échange de données cartographiques au format numérique à moyenne échelle.

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession jointe en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Convention entre l'autorité concédante et le
concessionnaire relative à la cartographie à moyenne
échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution
de la concession du
Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

016157600445-20190207-2019_02_07-04-DE

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex, désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

PREAMBULE

L'Autorité Concédante assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue au Concessionnaire conformément à la loi et au contrat de concession.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, il établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, le 14 février 2019.

Par ailleurs, dans le cadre des compétences que l'Autorité Concédante peut être amenée à exercer conformément à ce que prévoit la loi et dans le cadre défini par le contrat de concession, celle-ci transmet au Concessionnaire une cartographie des ouvrages qu'elle a réalisés et remis au Concessionnaire afin d'être incorporés au réseau concédé en vue de leur exploitation.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières des échanges de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

ARTICLE 2 – PROCESSUS D'ETABLISSEMENT DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution d'électricité étant du ressort du Concessionnaire, celui-ci spécifie les caractéristiques, précisées en annexe, de la représentation des ouvrages du réseau qui lui sont concédés.

Ces caractéristiques constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement l'Autorité Concédante des modifications qui seraient apportées à ces caractéristiques et affecteraient les conditions d'exécution de la Convention.

Les plans des ouvrages du réseau à moyenne échelle sont établis à l'échelle 1/1000ème à 1/5000ème, en fonction des caractéristiques de la cartothèque du concessionnaire..

La représentation des ouvrages du réseau comporte, *a minima*, les données des dossiers établis au titre de l'article R. 323-25 du Code de l'énergie.

Le Concessionnaire et l'Autorité Concédante, ou le cas échéant les entreprises qui ont été chargées de réaliser les travaux, établissent des plans définitifs les plus précis possible après travaux.

☞ Le « plan définitif » désigne le plan après travaux : en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géoréférencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN....).

Afin que le concessionnaire puisse assurer la mise à jour des bases de données technique et comptable dont il assure la gestion, l'Autorité Concédante remet au Concessionnaire la documentation décrite en annexe 1 à Enedis à l'une des adresses suivantes :

- par courrier électronique :
urenormandie-mmn-moad-patrimoine@enedis-grdf.fr

- par courrier postal :
ENEDIS
Agence MOAD Patrimoine
23, Avenue de Tourville
50120 CHERBOURG EN COTENTIN

avant la déclaration de conformité préalable à la remise d'ouvrage (avec la PMEO : Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage).

ARTICLE 3 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

3.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

Les données portent sur les types d'ouvrages suivants :

- poste source,
- poste de distribution publique,
- armoire HTA,
- appareil de coupure aérien HTA,
- tronçon aérien HTA,
- tronçon souterrain HTA,
- tronçon aérien BT,
- tronçon souterrain BT.

La nature des données fournies est précisée en annexe 2 de la Convention.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géo-référencés pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

3.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE.

Les données sont transmises par CD-ROM, clé USB ou tout autre moyen adapté tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP) dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, au 30 juin et au 31 décembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

3.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, le Concessionnaire examine le bien fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques mises à jour.

☞ Par défaut un total d'écarts en valeur absolue supérieur à 1 km est considéré comme significatif

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

ARTICLE 4 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
 - le niveau de tension (HTA, BT),
 - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
 - la section du conducteur,
 - la nature du conducteur,
 - la date de construction (si disponible).
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité Concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.

Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l'Autorité Concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 5 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

5.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés énoncés à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

5.2 PRESTATAIRES

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recouru à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 3 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 5.1 du présent article.

ARTICLE 6 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

ARTICLE 7 – RESPONSABILITE

7.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

7.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 8 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

ARTICLE 9 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 10, sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

ARTICLE 10 – RESILIATION DE LA CONVENTION

10.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 9 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois, et après accord de l'autre Partie.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

10.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 11 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Pour le concessionnaire,

Le Président du SDE76

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Patrick CHAUVET

M. Philippe GUILLEMET

Annexe 1 : Documentation à la remise d'ouvrage

La documentation mentionnée à l'article 2 est composée des pièces ci-après :

- page de garde
- plan(s) de situation
- schéma(s) électrique(s) et repérage des ouvrages
- plan de découpage des folios
- mise à jour du tableau des terres avec les valeurs réelles mesurées après travaux
- mise à jour du tableau des conducteurs, quantités posées et déposées mises à jour en cas de modification du tracé pendant la phase de réalisation des travaux
- mise à jour du tableau de traçabilité des accessoires complété avec les références ; marques des accessoires ainsi que le nom de l'opérateur
- fiche poste avec le matériel constituant le poste construit (fabricant/modèle des cellules HTA/, fabricant/modèle du tableau BT, fabricant/modèle des ILD)
- dans le cas de travaux concernant un ouvrage aérien, le plan validé conforme ou avec mention des modifications suite aux travaux,
- Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits.

Annexe 2 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)

Poste Source

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|------------|--|
| Nom | Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source |
| Libellé_Co | Nom de la commune |
| Code_insee | Code INSEE de la commune |
| Somme_puis | Puissance installée en MVA |

Poste de distribution publique

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|------------|---|
| Nom_du_pos | Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes clients consommateurs et producteurs n'est pas renseigné |
| Libellé_Co | Nom de la commune |
| Code_insee | Code INSEE de la commune |
| Date_de_co | Date de construction |
| Fonction_P | Fonctions du poste : <ul style="list-style-type: none"> • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA • Distribution Publique - Client HTA • Répartition • Production • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA - Production • DP – Production |
| Type_de_po | Type du poste : <ul style="list-style-type: none"> • Inconnu • CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers • SA - Poste Au Sol Simplifié de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifié de Type B |

| | |
|------------|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement |
| Nb_transfo | Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs |
| Puissance_ | Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs |
| Télécomman | Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs |
| Type_de_pr | Type de production si présence d'un producteur : <ul style="list-style-type: none"> - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile |

Armoire HTA

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|------------|---|
| Nom_de_l_a | Nom de l'armoire |
| Libelle_Co | Nom de la commune |
| Code_insee | Code INSEE de la commune |
| Date_d_ins | Date d'installation |
| Type | Type d'armoire : <ul style="list-style-type: none"> • Manuelle • Manuelle à 3 interrupteurs • Manuelle avec dérivation • Télécommandée • Télécommandée à 3 interrupteurs • Manuelle à 4 interrupteurs • Télécommandée à 4 interrupteurs |

Appareil de coupure aérien HTA

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|---|
| Libelle_Co | Nom de la commune |
| Code_insee | Code INSEE de la commune |
| date_d_ins | Date d'installation |
| Automatisme | ouverture en creux de tension indique un IACT |
| Télécomman | Présence d'une télécommande (oui/non) |

Remontée aérosouterraine HTA et BT

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|------------|--------------------------|
| Remontee_a | Oui |
| Libelle_Co | Nom de la commune |
| Code_insee | Code INSEE de la commune |

Tronçon aérien HTA

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--|
| Nom_Depart | Nom du départ |
| Date_de_co | Date de construction (si disponible) |
| Type_de_li | Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu) |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Longueur_e | Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre) |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |

Tronçon souterrain HTA

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--|
| Nom_Depart | Nom du départ |
| Date_de_co | Date de construction (si disponible) |
| Type_de_li | Souterrain, Sous-marin, En-galerie |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Longueur_e | Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre) |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |

Tronçon aérien BT

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--|
| Date_de_co | Date de construction (si disponible) |
| Type_de_li | Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu) |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Longueur_e | Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre) |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |

Tronçon souterrain BT

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--|
| Date_de_co | Date de construction (si disponible) |
| Type_de_li | Souterrain, Sous-marin, En-galerie |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Longueur_e | Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre) |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |

| | |
|------------|--------------------------------------|
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |
|------------|--------------------------------------|

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L.332-15 du code de l'urbanisme, avec les éléments suivants :

Raccordement aérien BT

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--------------------------------------|
| Date_de_co | Date de construction |
| Longueur_s | Longueur électrique (en mètre) |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |

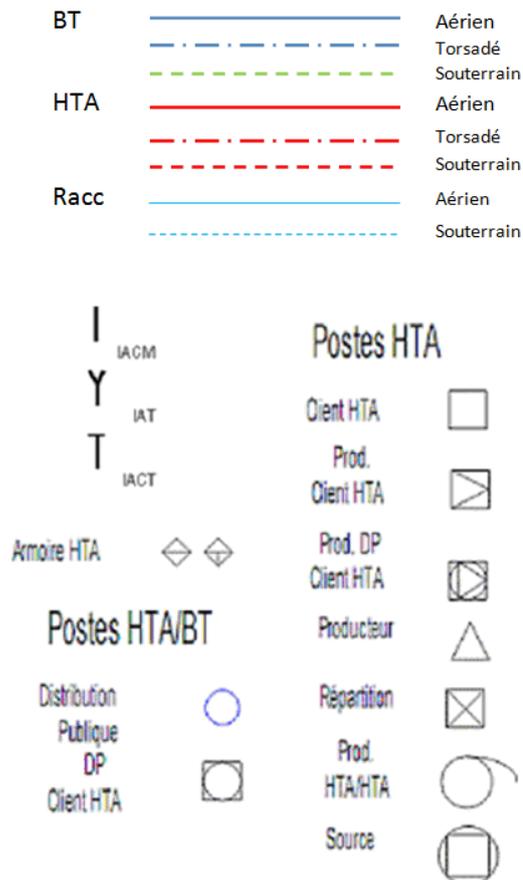
Raccordement souterrain BT

| ATTRIBUT | DESCRIPTION |
|-------------|--------------------------------------|
| Date_de_co | Date de construction |
| Longueur_s | Longueur électrique (en mètre) |
| Nature_de_ | AM, AL, CU |
| Section_f | En mm ² |
| Nom_Commune | Nom(s) de la (des) commune(s) |
| Code_insee | Code(s) INSEE de la (des) commune(s) |

Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



A mettre à jour si la communication est au format DXF

Annexe 3 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : ENEDIS) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-05

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA
CARTOGRAPHIE A GRANDE ECHELLE DES OUVRAGES DES RESEAUX
PUBLICS DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDE76**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-05-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-05

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA CARTOGRAPHIE A GRANDE ECHELLE DES OUVRAGES DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE LA CONCESSION DU SDE76

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention relative à la cartographie à grande échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du SDE76,

CONSIDERANT :

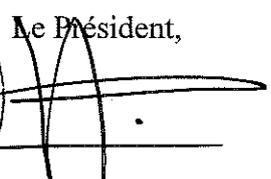
- que les dispositions combinées des articles 43 et 45 du cahier des charges de la concession déterminent les obligations du concessionnaire et du SDE76 en matière d'échange de données à grande échelle,
- la nécessité de géo-référencer les ouvrages avec une classe de précision conforme à la circulaire du 16 septembre 2003,
- la construction d'ouvrages en souterrain qui nécessite l'échange de données dématérialisées à grande échelle entre le concessionnaire et le SDE76, depuis les études jusqu'au moment de la mise en service des ouvrages,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de connaître et définir les formats d'échange et de précision des données grande échelle au format numérique avec Enedis.

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention relative à la cartographie à grande échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession et ses annexes jointes en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Convention entre l'autorité concédante et le
concessionnaire relative à la cartographie à grande
échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution
de la concession du
Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-05-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex,

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

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant election de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

IL A ETE PREALABLEMENT EXPOSE, PUIS CONVENU CE QUI SUIT :

L'Autorité Concédante assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue au Concessionnaire conformément à la loi et au contrat de concession.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, le Concessionnaire établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages du réseau concédé ;
- mettre à disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, le 14 février 2019.

Pour l'exploitation des canalisations souterraines du réseau public de distribution d'électricité, le Concessionnaire établit une cartographie à grande échelle, soit à partir de fonds de plans réalisés sur la base de levés topographiques qu'il effectue, soit à partir de fonds de plans existants mis à sa disposition par des banques de données urbaines. Les autorités concédantes contribuent à cette cartographie à grande échelle dans les zones où elles disposent d'une compétence de maîtrise d'ouvrage en application du contrat de concession.

Par ailleurs, la réforme « anti-endommagement » (décret n°2011-1241 du 5 octobre 2011) impose des classes de précision à la représentation cartographique des réseaux construits et existants, et un nombre conséquent de cases à lever pour constituer une bibliothèque de fonds de plan (plusieurs dizaines de milliers de cases). Aussi les Parties s'engagent dans une démarche commune d'établissement, d'échanges et de gestion de fonds de plan cartographiques sur les emprises de leurs chantiers respectifs afin d'en optimiser le développement et les coûts associés. En cible, une simplification des fonds de plan et l'utilisation d'un référentiel externe seront recherchés.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les Parties conviennent des conditions et modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à grande échelle aux fins de faciliter l'exécution de leurs missions respectives dans le cadre de la réalisation de nouveaux ouvrages ou de la modification d'ouvrages existants.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

1.1 OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de définir les conditions techniques et financières et les modalités d'échanges de plans et données cartographiques à grande échelle au format numérique relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice de la réglementation relative à l'information des entreprises réalisant des travaux à proximité des ouvrages concédés, définie aux articles L. 554-1 à L. 554-5 et R554-1 à R554-38 du Code de l'environnement, pour lesquelles chaque Partie est soumise à des obligations par ailleurs.

1.2 DEFINITIONS

Pour une meilleure compréhension de la Convention, les termes suivants ont la signification qui leur est donnée dans le présent article.

« Géoréférencement »

désigne l'action qui consiste à relier un objet et les données qui y sont associées à sa position dans l'espace par rapport à un système de coordonnées géographiques.

« Cartographie grande échelle »

désigne la représentation précise et géoréférencée des ouvrages souterrains sur un fond de plan lui-même géoréférencé, levé spécifiquement à une échelle du 1/200^{ème}.

Cartographie « moyenne échelle »

désigne la représentation des ouvrages hors branchements positionnés géographiquement sur le meilleur fond de plan numérisé disponible (cartothèque IGN, cadastre) à une échelle pouvant varier du 1/1000^{ème} au 1/10000^{ème}.

« Fond de plan »

désigne la représentation de l'ensemble des éléments invariables permettant de repérer et localiser un ouvrage.

« Plan projet »

désigne l'élément d'un dossier projet permettant d'illustrer précisément et à une échelle adaptée les travaux envisagés.

« Dossier de l'ouvrage construit »

désigne le dossier après travaux permettant l'intégration, dans le système d'information géographique du Concessionnaire, des éléments modifiés au cours des travaux. Ce dossier intègre un plan définitif et la description d'éléments contextuels dont : tableau de pose/dépose d'ouvrages, fiche descriptive des postes et transformateurs, fiche « terres ».

« Plan définitif »

désigne le plan après travaux :

- en grande échelle, un plan des ouvrages géoréférencés « classe A » (décret du 5/10/2011) sur un fond de plan lui-même géoréférencé, levé spécifiquement à une échelle du 1/200^{ème},
- en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géoréférencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN....).

« PGO » ou « Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits »

désigne un élément du dossier de l'ouvrage construit. Il remplace l'élément anciennement appelé « plan minute », et correspond au plan de récolement des ouvrages mentionné dans la norme NF S70-003-3 relative au géoréférencement des ouvrages. Il est partie intégrante du dossier précité. Le PGO correspond au plan du relevé topographique des ouvrages concernés par les travaux pour une mise à jour cartographique. Il doit garantir un positionnement géoréférencé des ouvrages relevés en classe A (au sens de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du Code de l'environnement).

« Lever topographique »

désigne, en topographie, un lever (ou levé) a pour objectif de récolter des données existantes sur le terrain en vue d'une transcription, à l'échelle, d'un plan ou d'une carte à partir des informations obtenues sur le terrain. L'ensemble des informations obtenues, un semis de points, peut aussi avoir cette dénomination de *lever*. Deux opérations conjointes sont nécessaires : le lever planimétrique et le lever altimétrique pour pouvoir situer chaque point suivant trois axes X, Y (plan) et Z (altitude).

« Ouvrage de réseau »

désigne tout ou partie d'une canalisation, ligne, installation ainsi que leurs branchements, du réseau public de distribution d'électricité.

ARTICLE 2 – PROCESSUS DE MISE A JOUR DE LA CARTOGRAPHIE A GRANDE ECHELLE (RESEAUX SOUTERRAINS)

La Convention a pour but de définir les conditions et modalités techniques et financières des échanges de plans et données cartographiques au format numérique à grande échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, sans préjudice de dispositions spécifiques ressortant de conventions préexistantes sous réserve qu'elles respectent la réglementation en vigueur.

Ces plans et données cartographiques à grande échelle concernent exclusivement les ouvrages de réseaux souterrains réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concessionnaire ou de l'Autorité Concédante et remis au Concessionnaire pour leur exploitation.

2.1 SPECIFICATIONS DE LA CARTOGRAPHIE DES OUVRAGES

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution étant de son ressort, le Concessionnaire spécifie les caractéristiques de la représentation des ouvrages de ces réseaux. Ces dernières constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Les spécifications relatives à la représentation cartographique à grande échelle des ouvrages du réseau et les spécifications des fonds de plan (établissement d'un canevas de points géoréférencés et de fonds de plan cartographique) sont définies dans les cahiers des charges techniques particulières du Concessionnaire listés en annexe 1 de la Convention.

Ces cahiers des charges techniques particulières sont mis à la disposition de l'Autorité Concédante et de ses sous-traitants par le Concessionnaire. Le Concessionnaire informe dans les meilleurs délais l'Autorité concédante des possibles évolutions de ces spécifications techniques.

Ces éléments doivent garantir une classe de précision en géo-référencement conforme à la circulaire du 16 septembre 2003 et telle que définie dans les spécifications annexées.

2.2 ECHANGES ENTRE L'AUTORITE CONCEDANTE ET LE CONCESSIONNAIRE DES PLANS ET FONDS DE PLANS EXISTANTS SUR L'EMPRISE DES TRAVAUX

Dans le cadre du projet de construction d'un ouvrage de réseau en souterrain sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante, le Concessionnaire fournit gracieusement à l'Autorité Concédante les plans à grande échelle disponibles sur l'emprise du chantier, existants en l'état¹ au format numérique, dans les conditions fixées à l'article 4 ci-dessous.

Les plans sont adressés par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante, par courrier électronique avec demande d'accusé de lecture, dans un délai maximum de quinze (15) jours à compter de la demande de l'Autorité Concédante, avec le numéro d'affaire du Concessionnaire.

S'il manque des fonds de plans pour couvrir les besoins du chantier de l'Autorité Concédante, le Concessionnaire précise dans le courrier électronique précité les emprises des fonds de plans à lever et fournit à l'Autorité Concédante les éventuels plans papier ou scans existants. Si les plans communiqués par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante sont non géoréférencés ou insuffisamment géoréférencés², le Concessionnaire le précise dans le courrier électronique et indique les écarts pour mettre à jour ces plans.

Dans le cadre du projet de construction d'un ouvrage souterrain par le Concessionnaire, dont l'Autorité Concédante a été informée, celle-ci met gracieusement à la disposition du Concessionnaire les fonds de plan dont elle dispose au format numérique sur l'emprise du chantier du Concessionnaire, dans un délai maximum de quinze (15) jours à compter de la demande du Concessionnaire.

¹ Plans grande échelle 1/200^{ème} ou 1/500^{ème} répondant aux spécifications V2+ (folios ou casés) ou V3 (casés).

² Classe de précision du fonds de plan autre que D et E (§. Note PRDE B.9.2.1-04 Géoréférencement d'un plan existant citée en annexe 1 à la Convention)

2.3 CONFECTION DES PLANS - OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE ET DU CONCESSIONNAIRE

Le lever des fonds de plan

A l'occasion de la construction d'un ouvrage de réseau en souterrain, le Maître d'ouvrage (l'Autorité ou le Concessionnaire) réalise le lever de chaque fond de plan à grande échelle (1/200^{ème}) sur la zone d'emprise du chantier projeté.

Ces levers sont effectués dans le respect des spécifications définies à l'article 2.1 de la Convention en vigueur au moment de la réalisation du lever. Les planches seront géoréférencées.

Etablissement d'un plan « projet »

Il est rappelé qu'à partir des fonds de plans et de la représentation des réseaux existants, le Maître d'ouvrage, ou le cas échéant, l'entreprise travaillant pour son compte, établit le plan « projet » géoréférencé des ouvrages dans le dossier de consultation des entreprises (DCE) conformément aux prescriptions en vigueur, et notamment du décret n°2011-1241 du 5 octobre 2011 et de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du Code de l'environnement.

En sa qualité d'exploitant des ouvrages, le Concessionnaire est tenu de répondre aux déclarations de projets de travaux envisagés par des responsables de projet à proximité du réseau concédé, et d'indiquer, conformément à l'article R554-22.III du Code de l'environnement, si une modification ou une extension du réseau est envisagée dans un délai inférieur à trois mois. A cet effet, l'Autorité Concedante maître d'ouvrage fournit au Concessionnaire une emprise du projet des ouvrages à construire ou modifier, au format informatique, concomitamment à la transmission de la déclaration de projet de travaux qu'elle adresse au Guichet Unique.

Etablissement du dossier des ouvrages construits après réalisation des travaux.

Après réalisation des travaux, l'Autorité Concedante fournit au Concessionnaire un plan géoréférencé des ouvrages construits ou modifiés (PGOC) conforme aux prescriptions mentionnées en annexe 1 de la Convention, huit (8) jours ouvrables avant la demande de PME0 (Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage) adressée au Concessionnaire.

Il est rappelé que le PGOC est nécessaire à la mise en exploitation de l'ouvrage par le Concessionnaire, conformément à l'article 5 de l'arrêté du 23 décembre 2010 *relatif aux obligations des exploitants d'ouvrages et des prestataires d'aide envers le télé-service « reseaux-et-canalizations.gouv.fr »*.

De plus, l'Autorité Concedante transmet au Concessionnaire le dossier des ouvrages construits ou modifiés comprenant le plan définitif sous format électronique et conforme aux cahiers des charges techniques particulières listés en annexe 1 de la Convention, intégrant le fond de plan (nouveau ou mis à niveau) et les ouvrages du réseau neufs ou modifiés, géoréférencés avec un niveau de précision conforme aux spécifications en annexe, telles que résultant des prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susmentionné et de l'arrêté du 11 mars 2016

Ce dossier est transmis par l'Autorité Concedante au Concessionnaire dans un délai de vingt et un (21) jours après l'établissement de l'AMEO (Avis de Mise en Exploitation de l'Ouvrage).

Format des plans

Le format électronique des plans, défini par le Concessionnaire, est le format DAO respectant les standards cartographiques GE 1/200^{ème} V2+ ou cartographiques GE 1/200^{ème} V3. Toute modification de format est communiquée par le Concessionnaire à l'Autorité Concedante dès qu'il en a connaissance, afin que l'Autorité Concedante puisse intégrer ce nouveau format dans ses marchés.

Le Concessionnaire assure le contrôle et l'intégration dans sa cartographie à grande échelle des plans définitifs mentionnés ci-dessus. En cas d'échec de l'intégration réalisée par le Concessionnaire, l'Autorité Concedante s'engage à corriger les plans par ses propres moyens et à ses frais, afin de les rendre conformes.

Le Maître d'ouvrage supporte seul les coûts liés à la réalisation ou la mise à niveau des fonds de plan à grande échelle (au 1/200^{ème}) et du dossier de récolement contenant le plan définitif.

2.4 EVOLUTION DANS LA GESTION DES FONDS DE PLANS A GRANDE ECHELLE

Les dispositions objet de l'article 2 pourront être adaptées par voie d'avenant à la Convention dans l'hypothèse d'un partenariat sur le territoire de la concession associant l'Autorité Concédante, le Concessionnaire et d'autres opérateurs et collectivités territoriales, en vue de la constitution d'un fond de plan géoréférencé mutualisé entre les partenaires.

ARTICLE 3 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES FONDS DE PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

3.1 RESPECT DES DROITS DE PROPRIETE INTELLECTUELLE

Pour l'exécution de la présente Convention, chaque Partie s'engage à transmettre à l'autre Partie des plans ou données cartographiques pour lesquels elle dispose des droits de propriété intellectuelle.

En conséquence, lorsqu'elle a recours à un prestataire pour créer des plans ou données cartographiques, chaque Partie s'engage à acquérir auprès de celui-ci les droits de propriété intellectuelle l'autorisant à transmettre ces plans et données cartographiques à des tiers. Chaque Partie s'engage à utiliser les informations qui lui sont communiquées dans le cadre de la Convention dans le respect des mêmes limites fixées par les droits de propriété intellectuelle qui y sont attachés.

Chaque partie conserve les droits de propriété intellectuelle dont elle dispose sur les plans et données cartographiques lui appartenant qu'elle communique à l'autre Partie ou à son prestataire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

3.2 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

3.3 PRESTATAIRES

Une Partie ne peut recourir à un prestataire auquel elle communique tout ou partie des plans et données cartographiques à grande échelle au format numérique qu'à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 2 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées à l'article 3.2 de la Convention.

ARTICLE 4 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engager à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.
-

ARTICLE 5 – RESPONSABILITE

5.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, par elles ou leurs prestataires.

5.2. RESPONSABILITE EN CAS DE PREJUDICE D'UNE PARTIE

Chacune des Parties s'engage à indemniser l'autre Partie de tout préjudice qui résulterait du non respect de l'une quelconque de ses obligations au titre de la Convention.

5.3 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 6 – INTERLOCUTEURS

Pour la mise en œuvre des dispositions de la Convention, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en annexe 4.

ARTICLE 7 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 9, sans préjudice des stipulations prévues par l'article 5, et/ou ester en justice.

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

9.1 MODALITES DE RESILIATION

Chaque Partie a la faculté de résilier à tout moment la Convention, sous réserve d'un préavis de deux mois, et après accord de l'autre Partie.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par une Partie, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

9.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, pour la seule exécution de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 10 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Le Président du SDE76

M. Patrick CHAUVET

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Philippe GUILLEMET

Annexe 1 : Cartographie à grande échelle (ouvrages souterrains)

Les spécifications concernant la représentation des ouvrages du réseau et celles des fonds de plan « grande échelle » (GE) sont définies dans les cahiers des charges techniques particulières du Concessionnaire suivants :

| N° dans la documentation technique de référence d'ERDF | Titre |
|--|--|
| B.9.2.1 - 01 | Etablissement et mise à jour de fonds de plans GE |
| B.9.2.1 - 02 | Report d'ouvrages électriques sur un plan GE |
| B.9.2.1 - 03 | Lever topographique d'ouvrages électriques après travaux |
| B.9.2.1 - 04 | Géoréférencement d'un plan GE existant |
| B.9.2.1 - 05 | Détection d'ouvrages électriques souterrains |
| B.9.2.1 - 06 | Contrôle des plans Grande Echelle à l'issue de leur mise à jour (en cours réactualisation) |
| B.9.2.1 - 07 | Guide de relevés 3D par cotations des ouvrages électriques |
| B.9.2.1 - 08 | Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits (Spécifications applicables pour la constitution du PGOC) reproduit ci-dessous |
| B.9.2.2 - 01 | Exigences en matière de levés topographiques |
| B.9.2.2 - 02 | Règles d'assemblage des plans GE |
| B.9.2.3 - 01 | Définition et dénomination des plans GE |
| B.9.2.3 - 07 | Représentation cartographique des objets à la norme V2+ |
| B.9.2.3 - 08 | Confection des plans à la norme V2+ au format DGNV8 |
| B.9.2.3 - 09 | Représentation cartographique des objets à la norme V3 |
| B.9.2.3 - 10 | Confection des plans grande échelle (GE) à la norme V3 au format DGNV8 |

Annexe 2 : A la date de signature de la Convention, les spécifications applicables à la constitution du PGOC sont spécifiées dans le document Spécifications Cartographie Grande Echelle « Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits (PGOC) » ci-joint.



SCGE B 9 2 1-08.pdf

Annexe 3 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE Enedis PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou : « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou : Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Annexe 4 : Interlocuteurs

- **Pour l'Autorité Concédante :**

Le Président du SDE76 ou son représentant dûment habilité

- **Pour le Concessionnaire :**

Le Directeur Régional Enedis Normandie ou son représentant dûment habilité

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-06

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION D'UTILISATION D'UNE
PLATEFORME D'ECHANGE INTERNET "E-PLANS" AVEC ENEDIS DANS
LE CADRE DE L'EXECUTION DES TRAVAUX DU SDE76**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-06-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|--|----------------------|------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-06

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION D'UTILISATION D'UNE PLATEFORME D'ECHANGE INTERNET "E-PLANS" AVEC ENEDIS DANS LE CADRE DE L'EXECUTION DES TRAVAUX DU SDE76

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention relative à l'utilisation d'une plateforme d'échange internet "e-Plans" et ses annexes, dans le cadre de l'exécution des travaux du SDE76,

CONSIDERANT :

- que l'article 14 du cahier des charges de la concession organise les échanges entre le SDE76 et Enedis préalablement à la phase travaux et lors de la remise des ouvrages au concessionnaire,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de renforcer ses échanges lors de ces deux phases et dans la phase travaux à l'aide de procédures dématérialisées, afin d'améliorer son efficacité,

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention « e-plans » d'échange dans le cadre de l'exécution des travaux du SDE76 et ses deux annexes jointes en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

Patrick CHAUVET.

Convention d'utilisation d'une plateforme d'échange internet "e-Plans"

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-06-DE

Convention bipartite de mise à disposition et d'utilisation de l'application internet « e-plans », outil d'échanges pour la validation des études électriques, consultation dans le cadre des articles 2 et 3 du décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 et les constructions et mises en exploitation des ouvrages.

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex,

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

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

Préambule :

Dans le cadre du cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, signé le 14 février 2019, le **SDE76** et **Enedis** sont maîtres d'ouvrage de la construction de certains ouvrages de distribution publique d'électricité, chacun en ce qui le concerne.

Pour mener à bien ces missions de maîtrise d'ouvrage et pour l'organisation de la construction des réseaux, les formats des différents documents, plans d'études, de travaux et minute ont été adaptés à un usage par des moyens électroniques.

Par ailleurs, la procédure d'établissement des ouvrages de distribution publique d'électricité a été modifiée par le nouveau décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 relatif aux ouvrages des réseaux publics d'électricité et des autres réseaux d'électricité.

Dans ce cadre, il appartient désormais au maître d'ouvrage des travaux d'organiser la consultation au titre des procédures de déclaration préalable et d'approbation à l'égard des services de l'Etat et de tous les services intéressés.

Dans ce contexte, **Enedis** a créé et développé une application internet permettant de dématérialiser les échanges de données dans ce cadre, afin de permettre un traitement plus rapide et plus facile des dossiers d'établissement d'ouvrages.

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

Article 1 - Objet de la convention

Cette convention a pour objet de définir le cadre juridique, technique et financier dans lequel **Enedis** met à disposition du **SDE76** l'application e-Plans, outil de dématérialisation des échanges relatifs à l'établissement de nouveaux ouvrages de distribution publique d'électricité, concernant le territoire de la concession.

Article 2 – Description de l'application et nature des informations échangées sur e-Plans

L'application e-Plans est une application internet accessible, uniquement par les personnes habilitées, selon leur fonction et leur rôle par un code et un mot de passe. Etant précisé que chaque intervenant n'a les droits d'accès qu'aux affaires qui le concernent.

Elle permet d'organiser entre **Enedis** et le **SDE76** pour les affaires sous la maîtrise d'ouvrage de ce dernier, les échanges de documents nécessaires à la validation des projets et à la mise en exploitation des réseaux électriques de distribution publique.

L'application e-Plans permet également d'organiser la consultation au titre des procédures de déclaration préalable et d'approbation au titre du décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 à l'égard des services de l'Etat et de tous les services intéressés.

Les documents et plans électroniques sont au format tel que définis dans les conventions cartographiques signées entre le **SDE76** et **Enedis** le 14 février 2019.

Enedis propriétaire et gestionnaire de la plateforme, s'engage à délivrer, selon leur rôle, un accès par code et mot de passe aux entreprises titulaires et sous-traitantes désignées par le **SDE76**.

Article 3 – Propriété intellectuelle

Enedis en tant que créateur et propriétaire de l'application « e-Plans » détient tous les droits accordés aux auteurs par le Code de la propriété intellectuelle.

La présente convention n'opère en aucun cas transfert des droits de propriété intellectuelle au profit du **SDE76**.

Par la présente, **Enedis** cède au **SDE76**, pour ses propres besoins, un droit d'usage du site Internet « e-Plans » afin d'organiser, pour son territoire uniquement, les consultations au titre des procédures de déclaration préalable et l'approbation au titre du décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 à l'égard des services de l'Etat et de tous les services intéressés.

Article 4 – Fonctionnement de l'application au titre du décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011

D'une part, **Enedis**, lorsqu'il est maître d'ouvrage, invite le **SDE76** et les autres services intéressés au titre du décret n° 2011-1697, à consulter le dossier d'établissement d'un projet de nouvel ouvrage, dans le cadre de l'article 2 (déclaration préalable) ou de l'article 3 (approbation) du décret précité.

D'autre part, **Enedis** met à la disposition du **SDE76**, lorsqu'il est maître d'ouvrage, l'application e-Plans en lui permettant de réaliser la consultation des services pour son propre compte dans le cadre de l'article 2 (déclaration préalable) ou de l'article 3 (approbation) du décret, précité.

Dans les deux cas, le maître d'ouvrage est informé des avis émis pour l'affaire concernée et en tire les conséquences.

Article 5 – Fonctionnement de l'application au titre des travaux sous maîtrise d'ouvrage du SDE76

L'application e-Plans permet de déposer et d'échanger selon différentes rubriques et dans des espaces dédiés les différents documents nécessaires à la réalisation des études techniques et à la mise en exploitation des ouvrages de réseaux électriques de distribution publique. Les APS (Avant Projet Sommaire) sont proposés ou validés par **Enedis**.

L'application e-Plans est structurée par affaire et à partir du numéro de dossier enregistré par **Enedis**.

Les différentes étapes de traitement et d'échange entre **Enedis**, le **SDE76** et les entreprises de travaux sont décrites dans l'annexe 1.

Après habilitation à l'application e-Plans des entreprises titulaires et sous-traitantes des marchés travaux du **SDE76**, l'accès par affaire et pour chaque entreprise est donné par le **SDE76**.

Chacune des actions et interventions dans l'application sont enregistrées et tracées, pour chaque affaire, avec le jour, l'heure et le nom de l'intervenant.

Article 6 – Fonctionnement de l'application au titre des échanges SDE76-Enedis dans le cadre du protocole de VRG (Valorisation Remise Gratuite)

L'application e-Plans permet au **SDE76** et à **Enedis** de déposer et d'échanger, dans des espaces dédiés, les différents documents ou données nécessaires au déroulement du protocole VRG.

Les différentes étapes de traitement et d'échange entre **Enedis**, le **SDE76** et les entreprises titulaires et sous-traitantes des marchés travaux du **SDE76** sont décrites dans l'annexe 1.

Article 7 – Maintenance et développement de l'application

Enedis assure le développement et la maintenance de l'application e-Plans et pourra être amené à réaliser les adaptations nécessaires à l'évolution de l'activité, des règles en vigueur.

Pour répondre aux besoins d'évolutions de ses outils informatiques, de ses processus et à la demande du **SDE76** pour les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage, le paramétrage de l'application e-Plans pourra être modifié, sous réserve que cela soit compatible avec les évolutions de l'application « e-Plans ».

Le **SDE76** accepte que des dysfonctionnements techniques, provoquant l'indisponibilité de l'application « e-Plans » puissent avoir lieu, ne permettant pas temporairement son utilisation le temps de la maintenance ou de la réparation.

Les parties conviennent qu'en cas de dysfonctionnement de l'application « e-Plans », chacune devra prendre les mesures adaptées, consistant par exemple dans l'envoi des documents par message électronique ou par courrier papier aux services intéressés sans pouvoir mettre en cause pour quelque motif que ce soit la responsabilité d'**Enedis**.

Article 8 – Archivage des données

Les documents sont conservés dans l'application « e-Plans » pendant la durée de vie de l'affaire, puis sont archivés par **Enedis**. Sur demande du **SDE76** les documents ou justificatifs archivés seront communiqués par **Enedis**.

Article 9 – Conditions financières de mise à disposition de l'application

L'usage de l'application e-Plans est consenti au **SDE76** à titre gratuit en contrepartie de l'avantage que représente l'application e-Plans en termes d'efficacité des échanges, traçabilité et de coordination notamment pour la mise en exploitation des ouvrages par **Enedis**.

Article 10 – Obligations du SDE76 relatives à l'usage et la diffusion des données transmises

L'accès et les habilitations à l'application e-Plans, ainsi que les documents déposés par **Enedis** sont réservés aux échanges définis par la présente convention.

Ils sont susceptibles de contenir des informations commercialement sensibles telles que définies à l'article L.111-73 du code de l'énergie et par le décret n° 2011-1554 du 16 novembre 2011, dont la confidentialité doit être préservée.

Le **SDE76** s'engage à tout mettre en œuvre pour éviter toute divulgation ou utilisation anormale des informations ainsi transmises et ne pas porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et ce conformément à l'article 3 du décret n° 2011-1554 du 16 novembre 2011.

Ils ne peuvent être ni reproduits, ni communiqués à des tiers, ni utilisés à des fins commerciales.

Lorsqu'il a recours à une entreprise de travaux, le **SDE76** fait signer à celle-ci un acte d'engagement fixant les conditions d'utilisation de l'application e-Plans et des données et contenant un engagement de confidentialité (conforme à l'annexe 2 de la présente convention).

Le **SDE76** reconnaît avoir été pleinement informé par **Enedis** des obligations spécifiques de confidentialité applicables aux informations commercialement sensibles conformément à l'article L.111-73 du code de l'énergie, ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations prévue par l'article L.111-81 du code de l'énergie.

Par ailleurs, en cas de non-respect par le **SDE76** des obligations ci-dessus, **Enedis** pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de deux mois, résilier unilatéralement la présente

convention sous réserve d'en avoir informé au préalable le **SDE76** par lettre recommandée avec accusé de réception.

Le dépôt des documents et des plans puis la validation engagent la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Article 11 – Obligations d'Enedis relatives à l'usage et la diffusion des données transmises

Les documents déposés par le **SDE76** sont réservés aux échanges définis par la présente convention. Ils ne peuvent être ni reproduits, ni communiqués à des tiers, ni utilisés à des fins commerciales.

En cas de non-respect par **Enedis** des obligations ci-dessus, le **SDE76** pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de deux mois, résilier unilatéralement la présente convention sous réserve d'en avoir informé au préalable **Enedis** par lettre recommandée avec accusé de réception.

Le dépôt des documents et des plans puis la validation engagent la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Article 12 – Exclusion de responsabilité

Enedis ne saurait être tenu responsable du contenu, ni du suivi des dossiers sous maîtrise d'ouvrage du **SDE76**, y compris en cas de dysfonctionnement de l'application.

Le **SDE76** renonce à tout recours contre **Enedis** fondé sur le fonctionnement et le contenu des documents déposés sur l'application e-Plans.

Article 13 – Coordination

Chacune des parties pourra demander l'organisation de réunions de concertation afin de faciliter l'application des dispositions de cette présente convention.

L'expérimentation de l'application sera conduite sur une période d'un an à l'issue de laquelle les parties conviendront de faire un retour d'expérience afin de prendre les dispositions en vue d'adaptations éventuellement nécessaires.

Article 14 – Règlement des différends

En cas de litige concernant l'interprétation de cette présente convention ou en cas de non-respect de celle-ci par l'une des parties, les parties s'engagent à rechercher une solution amiable. A défaut d'accord amiable, la loi française est seule applicable et le tribunal compétent est le tribunal administratif.

Article 15 – Date de prise d'effet et durée de la convention

Les dispositions de cette présente convention prennent effet à la date de sa signature par les deux parties.

Elles sont valables aux mêmes conditions jusqu'au 31 décembre 2022.

La convention pourra être adaptée par avenant en cas d'accord entre les parties.

La convention peut être dénoncée par l'une des parties avec un préavis de trois mois par lettre recommandée avec avis de réception, et après accord de l'autre partie.

Article 16 – Annexes à la convention

Les annexes font partie intégrante de la présente convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction :

- Annexe 1 : Etapes et modalités d'échange de l'application e-Plans pour les affaires sous la maîtrise d'ouvrage du **SDE76** (pour toute modification de l'annexe 1, une simple mise à jour, par accord express des 2 parties, validera ces modifications).
- Annexe 2 : Acte d'engagement par une entreprise de travaux

Article 17 – Formalités

La présente convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Pour le concessionnaire,

Le Président du SDE76

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Patrick CHAUVET

M. Philippe GUILLEMET

Annexe I : Etapes et modalités d'échange de l'application e-Plans pour les affaires sous la maîtrise d'ouvrage du SDE76

Quoi ?

Qui, Comment ?

| | | |
|--|---|--|
| APS | <ul style="list-style-type: none"> • Documents client ou aménageur • APS proposé • APS validé | <ul style="list-style-type: none"> • Enedis ou SDE76 déposent les fichiers client • Enedis ou SDE76 déposent l'APS proposé • SDE76 dépose l'APS validé |
| Documents carto 200 | <ul style="list-style-type: none"> • DEC • Commande récolement • Livrables prestation récolement | <ul style="list-style-type: none"> • Enedis dépose les éléments carto (DEC) • Enedis dépose les fichiers (fichiers carto 200, Plan minute,...) et enregistre la date de retour de la prestation. • L'entreprise de travaux du SDE76 dépose le bordereau de livraison et les folios carto 200 |
| Etude | <ul style="list-style-type: none"> • Conventions de passage et servitude | <ul style="list-style-type: none"> • Le SDE76 dépose le scan de la convention. |
| Procédure Déclaration ou Approbation Décret 2011-1697 du 1/12/2011 | <ul style="list-style-type: none"> • Plan du projet • Observation pour chaque organisme | <ul style="list-style-type: none"> • L'entreprise de travaux du SDE76 dépose les plans pour réaliser la consultation. SDE76 adresse le courrier, mail normé, de consultation <i>En fin de consultation (21 ou 30 jours) le SDE76 reçoit ou consulte la synthèse des observations</i> • Organismes consultés enregistrent leurs accords ou observations. <i>L'absence de réponse dans les délais vaut accord.</i> |
| Travaux | <ul style="list-style-type: none"> • DMEO Plan Travaux • Devis TST et réalimentation | <ul style="list-style-type: none"> • L'entreprise de travaux SDE76 dépose les plans (PDF et fichiers associés) • L'entreprise de travaux SDE76 renseigne les dates de début et fin de travaux • Enedis dépose les devis TST et réalimentation • SDE76 donne son accord ou observation |
| Fiche de Déroulement des Opérations | <ul style="list-style-type: none"> • FDO projet • FDO datée • FDO définitive | <ul style="list-style-type: none"> • BEX : Automatique leP « FDO projet » • L'entreprise de travaux du SDE76 dépose la FDO datée • BEX : Automatique leP « FDO définitive » |
| Mise en exploitation | <ul style="list-style-type: none"> • Plan Minute, VRG et PME0 • AMEO et AMHEO | <ul style="list-style-type: none"> • L'entreprise de travaux du SDE76 dépose la fiche VRG, PME0 avec les plans minutes (PDF avec pièces jointes) • Guichet Carto contrôle le plan minute • BEX : Automatique leP « AMEO et AMHEO » |
| Fiche PCT et VRG | <ul style="list-style-type: none"> • Fiche PCT et VRG définitive | <ul style="list-style-type: none"> • SDE76 dépose les fiches PCT et VRG définitive |

Lexique :

APS : Avant Projet Sommaire

DEC : Demande d'Eléments Cartographiques

DME0 : Demande de Mise en Exploitation des Ouvrages

TST : Travaux Sous Tension

FDO : Fiche de Déroulement des Opérations

BEX : Bureau d'Exploitation

VRG: Valorisation Remise Gratuite

PCT: Part Couverte par le Tarif

AMEO: Avis de Mise en Exploitation de l'Ouvrage

AMHEO: Avis de Mise Hors Exploitation de l'Ouvrage

e-Plans : application internet référencée à l'adresse <https://www.e-Plans.fr>

Annexe II : Acte d'engagement

| |
|--|
| ACTE D'ENGAGEMENT DES CONDITIONS D'UTILISATION DE L'APPLICATION e-Plans PAR UNE ENTREPRISE DE TRAVAUX |
|--|

L'application e-Plans est destinée aux échanges de documents dématérialisés nécessaires à la validation des projets et à la mise en exploitation des réseaux électriques de distribution publique.

En application de la convention d'utilisation entre Enedis et le Syndicat Départemental d'Energie de la Seine-Maritime, signée le __/__/2018, l'accès à l'application e-Plans et aux documents qui y sont hébergés sont donnés par le Syndicat Départemental d'Energie de la Seine-Maritime,

ci-après désigné le SDE76

à : _____ (entreprise de travaux)

_____ (adresse)

ci-après désigné l'entreprise de travaux

Les règles d'utilisation et de fonctionnement de l'application e-Plans ont été communiquées à l'entreprise de travaux (annexe 1) avant la signature du présent acte d'engagement. Enedis ne saurait être tenu responsable du contenu, ni du suivi des dossiers sous maîtrise d'ouvrage du SDE76, y compris en cas de dysfonctionnement de l'application. L'entreprise de travaux renonce par conséquent à tout recours fondé sur le contenu et le suivi de ces dossiers.

Le dépôt des documents et des plans électroniques puis la validation engage la responsabilité de l'intervenant sur le contenu et l'exactitude des pièces selon les étapes concernées.

Enedis adressera à l'entreprise de travaux, selon ses fonctions et son rôle, les codes du compte et mot de passe permettant de se connecter à l'application e-Plans et de créer les habilitations de ses salariés.

L'entreprise de travaux s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

L'entreprise de travaux s'interdit tout autre usage des données.

L'entreprise de travaux s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse du commanditaire, le SDE76.

L'entreprise de travaux s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'utilisateur pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation,

Fait à, le

Le SDE76,

L'entreprise de travaux

Représenté par

Représenté par

Le SDE76 adressera à Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute habilitation de l'entreprise de travaux à l'application e-Plans.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-07

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA COMMUNICATION DE DONNEES TECHNIQUES POUR L'ESTIMATION DE L'ETAT DE CHARGES DES DEPARTS BT SUR LA ZONE DE MAITRISE D'OUVRAGE DU SDE76

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-07-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| CLÉ | | | Représentant | Présent |
|------------|----|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-07

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA COMMUNICATION DE DONNEES TECHNIQUES POUR L'ESTIMATION DE L'ETAT DE CHARGES DES DEPARTS BT SUR LA ZONE DE MAITRISE D'OUVRAGE DU SDE76

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention relative aux échanges d'informations entre Enedis et le SDE76 aux fins de suivi de la qualité de la fourniture,

CONSIDERANT :

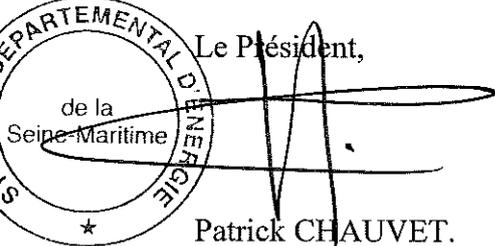
- que l'article 6 du cahier des charges de la concession dispose que, chaque année, Enedis fournit à l'autorité concédante les informations nécessaires lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme,
- qu'en outre, le gestionnaire du réseau de distribution doit mettre 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,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de préciser les modalités de transmission de ces données,

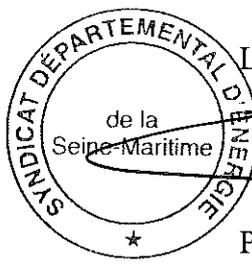
Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention d'échange d'informations entre Enedis et le SDE76 aux fins de suivi de la qualité de fourniture jointe en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, le jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE' around the top edge and 'de la Seine-Maritime' in the center. A small star is at the bottom.

Convention relative à la communication de données techniques pour l'estimation de l'état de charges des départs BT sur la zone de maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-07-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex, désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

PREAMBULE

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-6 du code de l'énergie les autorités concédantes « *ont la faculté de faire exécuter, en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution* ». D'autre part, au titre de l'article L.322-8 du code de l'énergie, *un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession, de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution, d'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, et d'assurer, dans des conditions objectives transparentes et non discriminatoires l'accès à ces réseaux* »

La maîtrise d'ouvrage des travaux est ainsi répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution de manière à assurer l'égalité d'accès au réseau des différentes parties du périmètre de la concession, notamment des territoires ruraux.

Les grands principes de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux convenus, sont ceux figurant dans le cahier des charges de concession et son annexe 1 en date du 14 février 2019.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, il collecte au fil de l'eau dans ses systèmes d'information des données techniques.

Il fournit ainsi chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre de la démarche dite « DAC 3DP », les éléments détaillés concernant les départs BT identifiés comme mal alimentés en tension ou intensité situés sur le territoires de communes rurales au sens de l'article 2.1 du décret n°2013-46 du 14 janvier 2013 et qui requièrent des besoins d'investissements de la part de l'Autorité Concédante.

L'Autorité Concédante souhaite bénéficier de données complémentaires relatives au fonctionnement du réseau, permettant d'estimer l'état de charge de tous les départs BT sur sa zone de maitrise d'ouvrage.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), afin d'aider l'autorité concédante à identifier les travaux sous leur maîtrise d'ouvrage qui seraient nécessaires au bon fonctionnement du réseau, les parties décident de définir ensemble la liste des données techniques qui feront l'objet d'une communication par le concessionnaire ainsi que les modalités techniques de cette communication etc.).

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La convention a pour but de définir la liste et les modalités de communication des données techniques relatives aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur la zone de maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante pour les catégories de commune B et C, entre le Concessionnaire et l'Autorité Concédante

ARTICLE 2 – COMMUNICATION DES DONNEES TECHNIQUES

Le Concessionnaire remet chaque année à l'Autorité Concédante, à la demande de cette dernière, un fichier informatique comportant un certain nombre de données techniques selon les modalités fixées au présent article.

2.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'estimation de l'état de charge des départs BT sur la zone de maîtrise d'ouvrage des travaux de l'Autorité Concédante pour les catégories de commune B et C, telle que définie à l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession signé le 14 février 2019.

Les données communiquées sont listées en annexe 1 de la présente convention.

2.2 Modalités de communication des données techniques fournies par le Concessionnaire

L'Autorité Concédante effectue chaque année une demande des données définies en annexe 1 via l'espace qui est mis à sa disposition sur le site Enedis.fr.

Le Concessionnaire accuse réception de cette demande et fournit gracieusement en retour via le même canal un fichier au format Excel comprenant les données demandées dans un délai de 15 jours ouvrés.

Compte tenu du caractère dynamique de la structure de réseau et des soutirages et injections, la date de production des données communiquées au titre de cette convention peut avoir un impact sur les valeurs de grandeurs électriques ou la dénomination des ouvrages. En conséquence, il peut y avoir des différences entre la valeur des données communiquées dans le cadre de cette convention et la valeur de ces mêmes données communiquées sur d'autres supports.

ARTICLE 3 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

Le fichier de données techniques sur l'estimation de l'état de charge des départs BT sur la zone de maîtrise d'ouvrage des travaux de l'Autorité Concédante est fourni par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Il ne peut être ni reproduit, ni communiqué à des tiers, ni utilisé à des fins commerciales.

L'Autorité Concédante peut communiquer tout ou partie des données au format numérique à un prestataire auquel elle a recouru à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 2 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au présent article.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en

demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

ARTICLE 4 – RESPONSABILITE

4.1 UTILISATION DES DONNEES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des données en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

4.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude des données ne peut être garantie.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des données fournies dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 5 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

ARTICLE 6 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 33 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 7 sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

ARTICLE 7 – RESILIATION DE LA CONVENTION

7.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 6 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois, et après accord de l'autre Partie.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

7.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les données communiquées par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 8 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

L'annexe fait partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Pour le concessionnaire,

Le Président du SDE76

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Patrick CHAUVET

M. Philippe GUILLEMET

Annexe 1 – Liste des données communiquées

| Données | Définition pour information |
|---|--|
| INSEE | Code INSEE de la commune sur lequel est le départ BT |
| Nom Commune | Nom de la commune sur laquelle est le départ BT |
| Régime FACE | Régime FACE de la commune : Urbain / Rural |
| Nom du Poste Source | Nom du poste source alimentant le départ HTA du poste HTA/BT du départ BT |
| Code GDO du départ HTA | Code GDO du départ HTA alimentant le poste HTA/BT du départ BT |
| Nom du départ HTA | Nom du départ HTA alimentant le poste HTA/BT du départ BT |
| Code GDO du poste HTA/BT | Code GDO du poste HTA/BT alimentant le départ BT |
| Nom du poste HTA/BT | Nom du poste HTA/BT alimentant le départ BT |
| Type de local du poste HTA/BT | Type de poste : H61, Rural compact simplifié, etc. |
| Puissance installée du transfo (kVA) | Puissance du transformateur HTA/BT qui alimente le(s) départ(s) BT (en kVA) |
| Coef d'utilisation du transfo (%) | Ratio entre la « P maximale 2 heures transitée dans le transformateur » et la « puissance nominale du transformateur » (en %) <ul style="list-style-type: none"> • La puissance maximale 2 heures transitée caractérise la contrainte thermique dans le transformateur. Elle est calculée en intégrant les hypothèses de charges sur les réseaux et le foisonnement entre les départs alimentés par le transformateur. Cette puissance intègre les pertes sur le réseau aval et le transformateur. • La puissance nominale est la puissance installée du transformateur multipliée par le cos phi (0,89) |
| Code GDO du dipôle source | Code GDO de la source BT (transformateur) qui alimente les départs BT an aval de cette source. Il y a autant de code dipôle source que transformateurs dans le poste HTA/BT. |
| Code GDO du départ BT | Code GDO du départ BT |
| Longueur totale du départ (m) | Somme des longueurs des tronçons du départ BT |
| Proportion aérien nu du départ (%) | Ratio entre la somme des longueurs des tronçons aériens nus du départ et la somme des longueurs des tronçons du départ (en %) |
| Proportion torsadé du départ (%) | Ratio entre la somme des longueurs des tronçons aériens torsadés du départ et la somme des longueurs des tronçons du départ (en %) |

| | |
|---|--|
| Longueur réseau Faible Section (m) | Somme des longueurs des tronçons aériens de faible section du départ Définition d'un tronçon de faible section : tronçon en cuivre $\leq 14 \text{ mm}^2$ ou autres alliages $\leq 22 \text{ mm}^2$ (conducteurs de phase uniquement) |
| Nb clients du départ | Nombre de clients consommateurs des segments C5 et C4 sur le départ BT <ul style="list-style-type: none"> • Segment C5 : point de connexion raccordé en BT $\leq 36 \text{ kVA}$ • Segment C4 : point de connexion raccordé en BT $> 36 \text{ kVA}$ |
| Dont Nb de clients importants (C4) | Nombre de clients consommateurs du segment C4 sur le départ BT |
| Nb Clients Bien Alimentés (CBA) | Nombre de clients du départ BT au-dessus du seuil de -10% de la tension nominale. Calcul effectué selon la méthode GDO-SIG décrite dans l'annexe 1 de l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié. |
| Nb de Clients Mal Alimentés (CMA) | Nombre de clients du départ BT au-dessous du seuil de -10% de la tension nominale. Calcul effectué selon la méthode GDO-SIG décrite dans l'annexe 1 de l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié. |
| Critère de renforcement du Départ Mal Alimenté (DMA) | Indicateur de priorisation pour le traitement des départs mal alimentés (DMA) communiqué dans l'exercice DAC 3DP. Formule de l'indicateur : [(chute de tension totale) – (chute de tension admissible) x nombre de CMA du départ] Cet indicateur est transmis également à l'occasion de l'exercice DAC (Dossier Annuel de Criblage) |
| Coef I en tête de départ (%) | Ratio entre la P max transitée sur le premier tronçon du départ et la P max admissible sur ce tronçon (en %) <ul style="list-style-type: none"> • La P max transitée sur le premier tronçon est calculée selon les hypothèses du calcul CRIT au risque 10% (marge de sécurité ajoutée à la Puissance moyenne pour tenir compte de la dispersion statistique autour de la valeur moyenne) • La P max admissible sur le premier tronçon du départ dépend des caractéristiques intrinsèques de ce tronçon |
| Chute de tension max admissible (%) | Maximum de la chute de tension admissible au niveau du poste HTA/BT, calculée dans les hypothèses du plan de tension. Cette valeur dépend de la tension de consigne du transformateurs HTB/HTA au poste source, de la chute de tension sur le réseau HTA et de la prise optimisée du transformateur HTA/BT. Cette donnée traduit la marge de tension disponible sur le réseau BT (elle doit être supérieure à la chute de tension dans le transformateur HTA/BT + chute de tension sur le départ BT). Elle est exprimée en % de la tension nominale. |
| Chute de tension maximale Transfo (%) | Chute de tension maximale dans le transformateur HTA/BT. Cette valeur est calculée en fonction de la P max transitée dans le transformateur (pertes incluses), de sa puissance nominale et de sa tension de court-circuit. Elle est exprimée en % de la tension nominale. |

| | |
|---|--|
| Chute de tension maximum Départ (%) | Chute de tension maximum sur départ BT. Cette valeur est calculée à partir du modèle GDO-SIG (modèle de charges et de calcul électrique) décrit dans l'annexe 1 de l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié. Elle est exprimée en % de la tension nominale. |
| Chute de tension Totale (%) | Somme des deux données précédentes (Chute de tension maximale du transformateur et chute de tension maximale sur le départ). Cette valeur est exprimée en % de la tension nominale. |
| Tension mini Théorique (V) | Valeur calculée de la tension du client le plus mal alimenté sur le départ. Remarque : cette donnée calculée à partir du modèle statistique GDO-SIG intègre la chute de tension dans le branchement (valeur forfaitaire) et l'incertitude sur le régulateur en charge du transformateur HTB/HTA du poste source. Cette valeur n'est pas une mesure contractuelle. |
| Nombre de producteurs sur le départ BT | Nombre de clients producteurs raccordés sur le départ |

Annexe 2

Engagement de confidentialité

Le fichier informatique de données numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)

_____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)

_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent document.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-08

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION FIXANT LES MODALITES DE PARTICIPATION D'ENEDIS AU FINANCEMENT DES TRAVAUX D'AMELIORATION ESTHETIQUE DES OUVRAGES DE LA CONCESSION

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-08-AI

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-08

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION FIXANT LES MODALITES DE PARTICIPATION D'ENEDIS AU FINANCEMENT DES TRAVAUX D'AMELIORATION ESTHETIQUE DES OUVRAGES DE LA CONCESSION

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention fixant les modalités de participation d'Enedis au financement des travaux d'amélioration esthétique des ouvrages de la concession

CONSIDERANT :

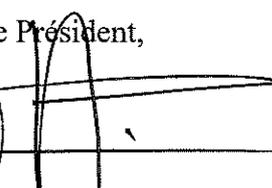
- que l'article 4A de l'annexe 1 du cahier des charges de la concession par lequel Enedis s'engage à participer à hauteur de 40 % aux travaux d'effacement du SDE76 dans la limite d'un montant annuel,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de déterminer le montant annuel pour la période 2019-2022 et les conditions de son versement,

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention jointe en annexe, relative à l'article 4A de l'annexe 1, qui fixe ce montant à 305 000 €/an ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE' around the top edge and 'de la Seine-Maritime' in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-09

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA
REPARTITION DE MAITRISE D'OUVRAGE DU RACCORDEMENT DES
PROGRAMMES IMMOBILIERS COLLECTIFS A CARACTERE SOCIAL**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-09-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-09

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION RELATIVE A LA REPARTITION DE MAITRISE D'OUVRAGE DU RACCORDEMENT DES PROGRAMMES IMMOBILIERS COLLECTIFS A CARACTERE SOCIAL

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention relative aux modalités de répartition de la maîtrise d'ouvrage dans le logement à caractère social, qui transfère par exception au SDE76 la maîtrise d'ouvrage du raccordement des programmes immobiliers collectifs à caractère social si le nombre de logements sociaux est supérieur à 50 % du nombre total de logement à construire,

CONSIDERANT :

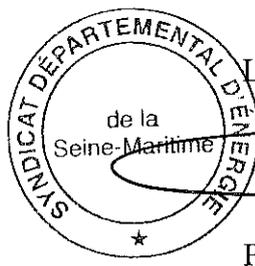
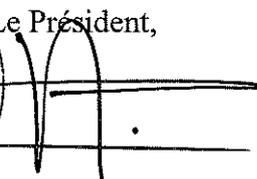
- que le SDE76 est engagé de cette manière depuis 1976,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 de préciser les modalités opérationnelles liées à ce transfert par exception de la maîtrise d'ouvrage pour le logement social,

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention jointe en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Convention relative à la répartition de maîtrise d'ouvrage du raccordement des programmes immobiliers collectifs à caractère social

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-09-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, 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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex, désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

PREAMBULE

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-6 du code de l'énergie les autorités concédantes « *ont la faculté de faire exécuter, en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution* ».

D'autre part, au titre de l'article L.322-8 du code de l'énergie, *un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, dans sa zone de desserte exclusive, notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession, de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution, d'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, et d'assurer, dans des conditions objectives transparentes et non discriminatoires l'accès à ces réseaux* »

La maîtrise d'ouvrage des travaux est ainsi répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution de manière à assurer l'égalité d'accès au réseau des différentes parties du périmètre de la concession, notamment des territoires ruraux.

Désireuses de simplifier leurs relations contractuelles et d'uniformiser les pratiques existantes, les parties se sont concertées et ont convenu, sur le principe du statu quo, de clarifier la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux à l'occasion du renouvellement du contrat de concession, signé le 14 février 2019.

Les grands principes de cette répartition, nouvellement définie dans le cahier des charges de concession et son annexe 1, ont permis à chacune des parties de bénéficier de cette simplification sur leurs zones de maîtrise d'ouvrage respectives.

L'autorité concédante, au titre de sa mission de service public, souhaite conserver le bénéfice d'une subvention du Conseil Département de Seine-Maritime (CD76) lui permettant, dans sa zone de maîtrise d'ouvrage et grâce à son barème de raccordement, d'aider au développement des programmes immobiliers collectifs à caractère social.

Par la présente convention, afin de permettre à l'autorité concédante d'assurer la continuité de la mission de service public découlant de cette subvention, les parties décident de définir les modalités du transfert par exception, sur une période limitée, de la maîtrise d'ouvrage du raccordement du type de programme mentionné au paragraphe ci-dessus.

ARTICLE 1^{er} – OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention a pour but de définir les modalités du transfert par exception en faveur de l'autorité concédante de la maîtrise d'ouvrage du raccordement des programmes immobiliers collectifs (immeubles, lotissements) à caractère social.

ARTICLE 2 – PERIMETRE DU TRANSFERT PAR EXCEPTION DE LA REPARTITION DE LA MAITRISE D'OUVRAGE DES TRAVAUX DE RACCORDEMENT

2.1 Nature des travaux de raccordement transférables

Au sens de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, et à l'exclusion de toute opération de raccordement ne satisfaisant pas aux critères d'éligibilité définis à l'article 2.2 de la présente convention, la nature des travaux de raccordement transférables par exception en faveur de l'autorité concédante pour les catégories de commune B et C est la suivante :

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

« *Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) »*.

Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, les travaux d'extension HTA, réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, sont exclus du périmètre de la présente convention.

2.2 Eligibilité des opérations de raccordement transférables

L'autorité concédante et le concessionnaire établissent annuellement la liste des opérations de raccordement de programmes immobiliers collectifs à caractère social, potentiellement éligibles à la présente convention.

Cette liste est définie, opération par opération, conjointement par les parties en fonction des programmes immobiliers prévisionnels, au périmètre des communes de catégorie B et C de la concession, communiqués à l'autorité concédante par les collectivités sur le territoire desquelles sont projetées ce type de construction. Le cas échéant, cette liste pourra être complétée en cours d'année, après accord de chacune des parties formalisé par un courrier.

Chaque demande de raccordement présente dans cette liste est instruite par le concessionnaire, dès réception de la demande d'instruction d'autorisation d'urbanisme associée, impliquant l'examen du contenu de la demande de permis de construire ou d'aménager devant bénéficier de cette autorisation.

Au sens de la présente convention, la désignation définitive de chaque programme immobilier collectif à raccorder comme étant à caractère social découle de l'atteinte du critère suivant :

Nombre de logements locatifs sociaux figurant sur le formulaire de demande de permis de construire ou d'aménager > 50 % du nombre total de logements créés figurant sur le formulaire de demande de permis de construire ou d'aménager.

Pour les natures de travaux précisées à l'article 2.1 :

- chaque opération présente dans la liste et satisfaisant au critère d'éligibilité de l'article 2.2 est réalisée par exception sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante ;
- toute autre opération est réalisée sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

ARTICLE 3 – MODALITES FINANCIERES ASSOCIEES AU TRANSFERT PAR EXCEPTION

Les opérations satisfaisant aux critères d'éligibilité définis à l'article 2.2 sont éligibles aux processus VRG et PCT.

Ces mêmes opérations ne sont pas éligibles à la part R2 de la redevance de concession.

ARTICLE 4 – PILOTAGE ET SUIVI DE LA CONVENTION

Afin de garantir la bonne exécution de la présente convention, les parties conviennent de se réunir :

- chaque année, pour établir et maintenir la liste des opérations satisfaisant aux critères d'éligibilité définis à l'article 2.2 ;
- chaque trimestre, pour suivre les conditions de leur mise en œuvre jusqu'à leur achèvement.

La tenue de ces réunions s'inscrit dans le calendrier de suivi des programmes pluriannuels, défini par l'annexe 2A du cahier des charges de concession.

ARTICLE 5 – CONFIDENTIALITE

Les parties s'engagent à considérer comme strictement confidentielles toutes les informations, de quelque nature que ce soit et sur quelque support que ce soit, transmises par l'une des parties à l'autre, à l'occasion de l'exécution de la présente convention, sous réserve d'une part des droits et devoirs d'information aux administrés et aux organes délibérants de l'autorité concédante et sous réserve des informations à l'égard desquelles la partie qui les reçoit peut apporter la preuve :

- qu'elles étaient licitement en sa possession avant de les recevoir de l'autre partie ;
- ou qu'elles étaient, à la date de signature de la présente convention ou ultérieurement, tombées, dans le domaine public ;
- ou qu'elles lui auraient été communiquées par un tiers de bonne foi sans que ce tiers ait exigé d'engagement de confidentialité à leur égard.

Les parties déclarent et reconnaissent que la présente convention a un caractère strictement confidentiel.

Chacune des parties s'engage à prendre toutes les mesures pour assurer le respect de cette obligation de confidentialité et chacune des parties s'interdit de divulguer, à toute personne physique ou morale, soit directement, soit indirectement, les informations confidentielles dont elle aurait connaissance dans le cadre de la présente convention tant pour son propre compte que pour le compte de tiers, à d'autres fins que l'exécution de la présente convention.

Chacune des parties s'engage à ne transmettre les informations confidentielles reçues qu'aux seuls membres de son personnel, chargés de participer à l'exécution de la présente convention, qui auront été informés de la nature confidentielle de ces informations.

ARTICLE 6 – DUREE ET MISE A JOUR DE LA CONVENTION

La présente convention prend effet à la date de sa signature par les Parties jusqu'au 31 décembre 2022.

Si une partie souhaite mettre un terme à la présente convention, elle doit le signifier expressément à l'autre partie avec un préavis minimal de 6 mois, et après accord de celle-ci.

Par ailleurs, les parties conviennent que la présente convention est résiliée de plein droit dans le cas d'une modification des dispositions de l'article 5 de l'annexe 1, du cahier des charges de distribution publique d'électricité en vigueur sur la concession du SDE76, concernant la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux de raccordement.

Les parties conviennent de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la présente convention. Suite à ce retour d'expérience, les parties étudieront les modalités d'un renouvellement éventuel de la convention à sa date d'expiration.

ARTICLE 7 – REGLEMENT AMIABLE

En cas de contestation relative à l'interprétation ou à l'exécution de la présente convention, les parties s'engagent à se rencontrer en vue de rechercher une solution amiable.

À défaut de solution amiable, les contestations seront traitées conformément aux dispositions de l'article 50 du cahier des charges de la concession.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Le Président du SDE76

M. Patrick CHAUVET

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Philippe GUILLEMET

Annexe 1 – Données à examiner sur la demande de permis de construire ou d'aménager devant bénéficier d'une autorisation d'urbanisme

5/17

5.3 - Informations complémentaires

- Nombre total de logements créés : dont individuels : dont collectifs :
- Répartition du nombre total de logement créés par type de financement :
Logement Locatif Social Accession Sociale (hors prêt à taux zéro) Prêt à taux zéro

*N.B. Extrait du formulaire Cerfa N°13409*06 : « Demande de permis de construire comprenant ou non des démolitions », mis à disposition par le Ministère chargé de l'urbanisme*

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-10

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE LA CONVENTION DE PARTENARIAT ENTRE LE SDE76 ET ENEDIS CONCERNANT L'ACCOMPAGNEMENT AUTOUR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-10-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-10

OBJET : APPROBATION DE LA CONVENTION DE PARTENARIAT ENTRE LE SDE76 ET ENEDIS CONCERNANT L'ACCOMPAGNEMENT AUTOUR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet de convention de partenariat entre le SDE76 et Enedis concernant l'accompagnement autour de la transition énergétique,

CONSIDERANT :

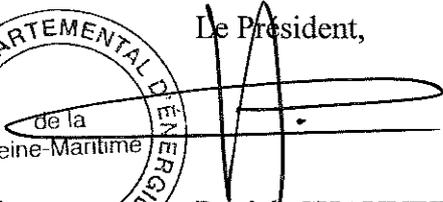
- le chapitre 3 du cahier des charges de la concession, qui permet à Enedis et au SDE76 de collaborer autour de grandes thématiques relatives à la transition énergétique,
- la volonté des deux parties de structurer leur collaboration autour de trois axes prioritaires :
 - o l'accompagnement des collectivités par l'aide à une moindre consommation,
 - o le développement et la planification de la production d'énergie renouvelable,
 - o le développement de la mobilité électrique,

Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de la convention de partenariat avec Enedis jointe en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ladite convention et à procéder à toutes formalités tendant à la rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE' around the top edge and 'de la Seine-Maritime' in the center. A small star is at the bottom.

Convention de partenariat entre le SDE76 et Enedis concernant l'accompagnement autour de la transition énergétique

Entre les soussignés,

Le **Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE76)**, ~~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 son Président, **M. Patrick CHAUVET**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 07 février 2019, domicilié ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 Isneauville Cedex,~~
désigné ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-10-DE

Accusé certifié exécutoire

Reception par le préfet : 12/02/2019

et, d'autre part,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle, 76024 Rouen Cedex,

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

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

PREAMBULE

La transition énergétique est au cœur des débats de la COP et de la politique française. C'est l'enjeu majeur des prochaines décennies. Il convient pour cela de réussir le virage de la transition énergétique que ce soit au travers des territoires à énergie positive ou dans le cadre d'actions qui auront des incidences sur les modes de vie des habitants tant au niveau des déplacements, que du développement du numérique, de l'optimisation de la consommation et de la production d'énergie locale ou de la sobriété des consommations énergétiques de la collectivité ou des citoyens qui la composent. Pour y arriver, les chemins sont multiples, divers, et doivent être adaptables car la société évolue. Nous devons pouvoir saisir les opportunités qui se présenteront pour être au cœur de l'évolution, que celle-ci soit numérique, sociétale, urbanistique.

Enedis est le gestionnaire du Réseau Public de Distribution d'Electricité au titre du monopole légal dont elle dispose et est, par ailleurs concessionnaire de ce réseau en vertu du contrat de concession en vigueur.

A ce titre, Enedis est au cœur des enjeux de la transition énergétique, puisque 95 % des énergies renouvelables sont connectées au réseau public de distribution d'électricité, qui doit par ailleurs s'adapter aux nouveaux usages de consommation, tels que la recharge des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation. Dans le même temps, Enedis garantit une solidarité territoriale en lien avec une optimisation nationale du réseau de distribution et est au cœur des enjeux d'innovation, qu'il s'agisse entre autres du déploiement des compteurs Linky ou de la quinzaine de démonstrateurs Smart-Grids qu'elle pilote.

Dans le cadre du renouvellement du Contrat de Concession, en particulier du chapitre 3 de son cahier des charges, Enedis et l'autorité concédante souhaitent collaborer autour de grandes thématiques relatives à la Transition Énergétique qui pourront être ou non déclinés en tout ou partie.

Ces domaines d'interventions sont multiples et certains constituent des points de rencontre privilégiés avec Enedis et les acteurs locaux.

En effet, l'objectif n'est pas de figer un accompagnement ciblé à un moment donné mais bien d'accompagner sur la durée l'autorité concédante en partageant sur les évolutions en cours et à venir.

Les Parties conviennent de structurer la collaboration autour de trois axes prioritaires :

- *L'accompagnement de la transition énergétique par l'aide à une meilleure consommation*
- *Le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable*
- *Le développement de la mobilité électrique*

Ceci exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1 : Objet de la Convention

La présente convention (ci-après « Convention ») a pour objet de définir et d'organiser le partenariat entre Enedis dans le cadre et les limites de ses missions de gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux trois axes de travail prioritaires exposés en préambule. Il s'agit également d'ouvrir les échanges sur ces champs d'action et de favoriser l'émergence de nouvelles collaborations en lien avec les acteurs concernés.

ARTICLE 2 : Définitions des axes de travail prioritaires par les parties

Le SDE76 et Enedis ont choisi de travailler en priorité dans les domaines suivants :

2.1. L'accompagnement de la transition énergétique par l'aide à une meilleure consommation

Le SDE76 et Enedis portent une attention particulière à la maîtrise de la demande d'énergie et à la bonne réduction des consommations.

Enedis dispose d'informations et de services développés pour aider à diagnostiquer, cibler, inciter et évaluer les actions d'économie d'énergie.

2.1.1. Mieux connaître sa consommation d'électricité est une première étape pour mieux consommer

Les données énergétiques mises à disposition par Enedis permettent notamment de suivre l'évolution de sa consommation, contribuent à cibler les programmes d'actions pertinents pour réduire les consommations et à évaluer l'efficacité des actions engagées.

Le SDE76, en tant que titulaire de ses contrats de fourniture ou en tant que potentiel tiers autorisé pour le compte des collectivités qu'elle représente, est soucieuse de maîtriser ses propres dépenses en énergie et d'accompagner les collectivités dans la réduction de leurs dépenses énergétiques.

A cet effet, le SDE76 souhaite l'accompagnement d'Enedis pour disposer des données détaillées de consommation en électricité, sous réserve de disponibilité de ces données, pour ses points de livraison dont le SDE76 est titulaire des contrats ou pour l'Eclairage Public dont les communes sont titulaires des contrats. Dans ce dernier cas, Enedis veillera au strict respect de la réglementation sur la protection des données sensibles.

Enedis s'engage à porter à la connaissance du SDE76 l'ensemble des services de données énergétiques liées au suivi des consommations en électricité et ainsi répondre aux besoins du SDE76.

En particulier, Enedis développe son Espace Collectivité (site internet) pour faciliter le suivi et la mise à disposition des Collectivités de plusieurs services dont des services de données énergétiques (historique de consommation de ses compteurs, données de mesure quotidiennes de ses compteurs communicants). Enedis s'engage à accompagner le SDE76 dans l'appropriation et l'utilisation de cet Espace dédié, évolutif et moderne pour accéder aux services de données en libre service.

Aussi, Enedis et le SDE76 étudieront l'intérêt de travailler sur des services de mise à disposition de données plus spécifiques afin d'obtenir une vision plus fine des consommations tel que le « Service de mise à disposition de données de mesures énergétiques quotidiennes » (consommation, courbes de charge) pour les points de livraison dont le SDE76 est titulaire des contrats ou mandatée par les collectivités titulaires des contrats visés.

Compte tenu du caractère expérimental de certains services qui pourront être envisagés par la suite et des ressources à engager, une validation préalable d'Enedis sera nécessaire pour

vérifier à la fois la faisabilité technique et le respect de la réglementation en vigueur notamment au sujet de la protection des données.

Enedis s'engage aussi à apporter les précisions nécessaires au SDE76 qui en ferait la demande concernant la nature des données transmises et fonctionnalités permises par le nouveau système de comptage Linky.

2.1.2 Cibler les programmes d'actions sur les zones les plus énergivores du territoire et évaluer l'efficacité des programmes d'efficacité énergétique engagés

En tant qu'autorité concédante, le SDE76 souhaite jouer un rôle important auprès des collectivités qu'elle représente ou accompagne, s'agissant des EPCI notamment dans le cadre de l'élaboration et suivi des PCAET ou des communes dans le cadre de leur projet de transition énergétique.

Avec l'objectif de réduire les consommations en énergie sur son territoire et d'augmenter la production d'électricité par les ENR, le SDE76 souhaite pouvoir disposer des données agrégées de consommation et de production sur le territoire qu'il couvre. Sous réserve de respecter la réglementation sur la protection des données sensibles, ces données agrégées sont disponibles à différentes mailles géographiques (commune, IRIS, voire bâtiment ou sur-mesure), notamment pour repérer les zones les plus énergivores et cibler les programmes d'action publique en faveur de l'efficacité énergétique. Le suivi des consommations et productions dans le temps, grâce aux données fournies par Enedis, peut permettre au SDE76 d'évaluer l'effet des programmes d'amélioration de la performance énergétique que lui ou les collectivités qu'il représente peuvent engager. La transmission et l'utilisation des données se font dans le strict respect des règles de protection des données en vigueur.

L'Espace dédié aux Collectivités permet d'accéder à ces services en libre service, notamment la mise à disposition des données aux personnes publiques. Enedis accompagnera le SDE76 à sa demande dans l'appropriation de ces services et l'utilisation de cet Espace dédié aux collectivités.

De manière générale, Enedis s'engage à accompagner le SDE76 pour l'aider à s'approprier l'ensemble des services de données énergétiques disponibles et à faciliter la mise à disposition de ces données.

Enedis et le SDE76 étudieront l'intérêt de travailler sur des services de mise à disposition de données agrégées plus spécifiques afin d'obtenir une vision territoriale de la consommation et de la production plus fine tel que le « Service de mise à disposition de données de mesures énergétiques quotidiennes » avec des données de mesures énergétiques quotidiennes fines (consommation, courbes de charge) à différentes mailles (agrégées ou individuelles), sur des périmètres géographiques standard ou sur mesure, dans le respect des règles de protection des données en vigueur.

Compte tenu du caractère expérimental de certains services qui pourront être envisagés par la suite et des ressources à engager, une validation préalable d'Enedis sera nécessaire pour vérifier la faisabilité technique et le respect de la réglementation en vigueur notamment au sujet de la protection des données.

2.2. Le développement et la planification de la production d'électricité renouvelable

Dans un contexte de baisse du coût complet de production des énergies renouvelables et d'augmentation progressive du prix de l'électricité, le développement de la production d'électricité renouvelable s'accélère et devient un enjeu majeur dans la politique énergétique du SDE76. Enedis accompagne ce développement des énergies renouvelables en agissant sur plusieurs aspects.

2.2.1. Accompagner le développement de l'autoconsommation d'électricité

En associant consommateurs et producteurs autour d'un projet de production locale, l'autoconsommation facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les territoires.

Dans le respect des textes en vigueur, Enedis accompagne la mise en œuvre des projets d'autoconsommation individuelle et collective et propose d'ores et déjà des solutions avec :

- pour l'autoconsommation individuelle, un cadre contractuel simplifié adapté à chaque situation (vente d'un surplus ou autoconsommation sans injection de surplus), l'installation d'un compteur communicant (réduction des coûts de raccordement notamment) ou encore des offres de raccordement adaptées.
- pour l'autoconsommation collective, Enedis a développé un dispositif s'appuyant sur les compteurs communicants, qui permet la mise en œuvre d'opération d'autoconsommation collective quelle que soit la situation (lotissement, copropriété, OPHLM, ensemble tertiaire ou commercial, « coopérative » de production ou des cas mixtes : résidentiels, tertiaires). Sur la base des relevés mensuels des courbes de charge des consommateurs et producteurs participants et des coefficients de répartition de la production communiqués par la personne morale, Enedis propose une solution de calcul et transmission des données nécessaires à la mise en œuvre de l'opération (part de production affectée à chaque consommateur, part autoconsommée, fourniture de complément, surplus collectif éventuel) et les met à disposition des différentes parties prenantes (personne morale, fournisseur(s), responsable(s) d'équilibre, ...).

Acteur de la Transition Energétique, le SDE76 se mobilise pour encourager le développement de projets ENR sur son territoire dont les projets d'autoconsommation.

Forte de son expérience acquise, notamment avec les premières opérations d'autoconsommation collective lancées sur le territoire national dont déjà plusieurs en Normandie, Enedis s'engage à accompagner le SDE76 pour faciliter la mise en œuvre opérationnelle d'opération d'autoconsommation collective lancée ou accompagnée par le SDE76.

2.2.2. Optimiser les raccordements et l'insertion des EnR

Le raccordement peut représenter une part significative de l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable et les nouveaux types d'usage. Enedis offre des solutions pour en réduire le coût et les délais :

- Enedis a mis en ligne un nouveau simulateur de raccordement basse tension, disponible sur l'Espace Collectivité et nécessitant un compte utilisateur. Sans se substituer à l'étude de raccordement définitive réalisée par Enedis, ce simulateur permet de tester en ligne le niveau de simplicité d'un raccordement au réseau basse tension (BT) et fournit ainsi un premier niveau d'analyse pour aider la collectivité à affiner son projet de raccordement (en soutirage comme en injection). Il est par exemple possible de simuler plusieurs points de raccordement pour identifier l'emplacement le plus approprié. Enedis s'engage à mettre en main du SDE 76 l'outil pour l'aider à s'approprier les fonctionnalités de ce simulateur mis à la disposition des clients.
- Enedis propose également de travailler avec le SDE76 sur l'optimisation du positionnement des installations de production (localisation, puissance) afin de réduire l'impact sur le réseau et donc les coûts et délai de raccordement. Les modalités de mise en œuvre de cette solution seront contractualisées entre les Parties.

2.2.3. Mieux planifier l'optimisation des ressources énergétiques du territoire

Enedis met à disposition des territoires des données relatives à la production d'électricité à différentes échelles géographiques (région département, EPCI, commune, IRIS) et par filière de production.

Enedis publie d'ores et déjà certaines données de production en open data (notamment le panorama des EnR en collaboration avec RTE et l'Adeef) et propose des données plus fines à accès restreint. Ces informations, nécessaires pour élaborer les planifications énergétiques locales (PCAET, S3REN, ...) vont être progressivement enrichies et affinées grâce au déploiement des compteurs communicants.

2.3 Le développement de la mobilité électrique

Le déploiement des bornes de recharge pour véhicule électrique est primordial pour effectuer le passage des véhicules thermiques vers des transports moins polluants tel que le véhicule électrique, que ce soit pour les véhicules individuels ou de transport collectif. Le SDE76 souhaite jouer un rôle de premier plan sur le développement de la mobilité électrique et accompagner au mieux les collectivités porteuses de projets de mobilité électrique sur le territoire.

2.3.1 Accompagner le déploiement des IRVE (Infrastructures de Recharge pour Véhicule Electrique)

L'optimisation de l'emplacement des bornes de recharge au regard de ses impacts sur le réseau public de distribution peut permettre de limiter les coûts et délais de raccordement.

Le simulateur de raccordement basse tension mis à disposition par Enedis, cité au 2.2.2, permet d'obtenir un premier niveau d'analyse en testant en ligne le niveau de simplicité d'un raccordement de borne au réseau basse tension.

Pour les projets de fortes puissances (supérieures à 36 kVA), le SDE76 peut faire une « Demande anticipée de raccordement » permettant d'identifier les coûts et délais de chacun des projets de façon à affiner les choix d'implantation.

Le SDE76 et Enedis conviennent de travailler ensemble sur les projets d'implantation de bornes de manière à optimiser leur impact sur le réseau public de distribution et donc sur les coûts et délai de raccordement. Les modalités de mise en œuvre de cet accompagnement seront contractualisées entre les Parties.

2.3.2. Contribuer au développement de l'usage des véhicules électriques

Enedis est un acteur majeur dans le développement des véhicules électriques à plusieurs niveaux, en développant des partenariats et en participant à des expérimentations associant d'autres acteurs majeurs de la mobilité électrique.

Tout d'abord Enedis dispose d'une flotte de plus de 1000 véhicules électriques. Ainsi Enedis veille à son empreinte écologique et sociétale en valorisant son expérience de la mobilité électrique à partir de la gestion de sa propre flotte.

Enedis participe à la plateforme GIREVE pour développer l'interopérabilité des bornes de recharge, et accompagne les grands projets nationaux ou interrégionaux de déploiements des IRVE sur le territoire (Tesla, Bolloré, CoriDOOR, ...), ainsi que les projets mis en œuvre par les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Electricité.

Enedis participe au projet BienVenu (smart Charging) pour tester des nouvelles solutions pour raccorder des bornes de recharge et piloter la recharge de véhicule électrique en résidentiel collectif et en limiter l'impact sur le réseau public de distribution.

Ainsi, Enedis propose d'accompagner le SDE76 dans le développement de l'usage des véhicules électriques sur son territoire par le partage d'informations sur l'électromobilité et sur ses évolutions techniques et réglementaires dans le domaine.

ARTICLE 3 : Pilotage du partenariat et organisation sur les différents axes de collaboration

3.1 Pour assurer le bon avancement des projets des parties et la pérennité du partenariat, un comité de suivi est institué. Il est composé de :

Pour Enedis :

Le Directeur Régional Enedis Normandie ou son représentant dûment habilité

Pour le SDE76 :

Le Président du SDE76 ou son représentant dûment habilité

3.2 Le comité de suivi est chargé notamment de :

- Décliner les axes stratégiques en axes opérationnels de travail notamment au travers d'un plan d'actions et d'un planning de travaux. A cette fin, les parties s'engagent quant à la mise en place de conventions spécifiques de mise en œuvre opérationnelle pour les axes de travail identifiés par les parties ;

- S'assurer du bon avancement des actions définies et du respect du planning au regard du relevé fourni par les pilotes opérationnels ;

- S'assurer de la cohérence des actions engagées avec les priorités définies par les parties. A tout moment, les parties pourront, par voie d'avenant à la Convention, faire évoluer leurs engagements et/ ou modifier les axes de travail.

ARTICLE 4 : Conditions juridiques, techniques et financières

La présente convention a vocation à définir les axes prioritaires déterminés par les parties tel que précisé à l'article 2 .

Des conventions particulières visées à l'article 3.2 préciseront les conditions juridiques, techniques et financières de mise en œuvre opérationnelle des différents axes de travail.

ARTICLE 5 : Communication

Les Parties s'engagent à assurer par leurs moyens de communication interne, la promotion de la Convention auprès de leurs équipes et usagers. Les Parties conviennent de l'opportunité de présenter conjointement leur politique de coopération au cours d'opérations de relations publiques.

Enedis et le SDE76 s'autorisent à utiliser et à reproduire leur logo et à mentionner leur marque sur tous les supports de communication (site internet, brochure, plaquette) dont l'objet a trait au partenariat. Les documents produits selon ces principes seront soumis à l'accord préalable de chaque partie avant toute publication et utilisation.

ARTICLE 6 : Durée de la convention

La Convention est conclue jusqu'au 31 décembre 2022 à compter de la date de signature par les Parties.

Six mois avant le terme de la présente convention, le SDE76 et Enedis feront le bilan des actions engagées et choisiront les nouveaux sujets prioritaires.

Toute modification de la présente convention devra faire l'objet d'un avenant.

ARTICLE 7 : Résiliation

En cas d'inexécution de ses obligations par l'une des parties, la Convention est, sauf cas de force majeure, résiliée de plein droit dans les conditions fixées aux alinéas suivants.

La résiliation ne peut intervenir qu'après que la Partie défaillante ait été mise en demeure par l'autre Partie d'accomplir ses obligations, dans un délai fixé par la mise en demeure, et après accord de celle-ci. Ce délai ne peut être inférieur à quinze jours et supérieur à trois mois. Au cours de cette période, les deux Parties restent tenues d'exécuter leurs obligations contractuelles. Le délai court à compter de la notification de la mise en demeure expédiée en recommandé avec demande d'accusé de réception postal.

ARTICLE 8 : Règlement des litiges

Les Parties s'efforceront de résoudre à l'amiable leurs différends. Si des difficultés surviennent dans l'interprétation ou l'exécution de la Convention, la Partie la plus diligente invite l'autre à se rencontrer à une date déterminée pour tenter de parvenir à un règlement amiable.

A défaut de règlement amiable dans les trente jours de la date de rencontre prévue à l'alinéa précédent, le litige pourra être soumis à la juridiction compétente.

Les parties aux présentes ont signé cette convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Isneauville, le 14 février 2019.

Pour l'autorité concédante,

Pour le concessionnaire,

Le Président du SDE76

Le Directeur Régional
Enedis Normandie

M. Patrick CHAUVET

M. Philippe GUILLEMET

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-11

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : APPROBATION DE L'ACCORD-CADRE DE PARTENARIAT ENTRE LE SDE76 ET EDF S.A. RELATIF A LA VOLONTE COMMUNE D'AGIR SUR LA TECV

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-11-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|---|----------------------|------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-11

OBJET : APPROBATION DE L'ACCORD-CADRE DE PARTENARIAT ENTRE LE SDE76 ET EDF S.A. RELATIF A LA VOLONTE COMMUNE D'AGIR SUR LA TECV

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales (CGCT),
- la convention de concession aux termes de laquelle le SDE76 concède au concessionnaire 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 et son cahier des charges,
- le projet d'accord-cadre de partenariat avec EDF S.A., qui affiche la volonté d'agir pour faire du territoire du SDE76 un site démonstrateur du savoir-faire technologique lié à l'énergie en Seine-Maritime,

CONSIDERANT :

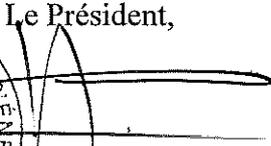
- le chapitre 3 du cahier des charges de la concession, qui permet à EDF et au SDE76 de collaborer autour de grandes thématiques relatives à la TECV,
- les programmes d'action prévoyant :
 - o un appui au développement de l'autoconsommation collective,
 - o un premier recensement des bâtiments communaux les plus énergivores avec un appui à un projet d'optimisation énergétique d'un panel de ceux-ci à titre démonstratif,
 - o un appui à la mobilité à faible émission de carbone,
- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 que soient précisées les conditions dans lesquelles ce partenariat va se mettre en œuvre,

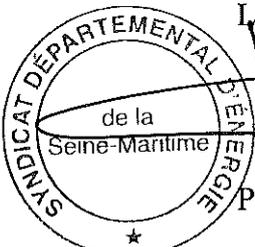
Après avoir entendu et exposé, en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le contenu de l'accord-cadre de partenariat avec EDF S.A. joint en annexe ;
- **AUTORISE** Monsieur le Président à signer ledit accord-cadre et à procéder à toutes formalités tendant à le rendre exécutoire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE de la Seine-Maritime' around the perimeter and a small star at the bottom.



ACCORD-CADRE DE PARTENARIAT SDE76/EDF

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-11-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

Entre :

le **Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime (SDE76)**, situé ZAC la Plaine de la Ronce, 240 rue Augustin Fresnel, CS 20931, 76237 ISNEAUVILLE CEDEX, représenté par son Président, **Monsieur Patrick CHAUVET**, dûment habilité aux fins des présentes,

ci-après désigné par « SDE76 »

d'une part,

Et

ELECTRICITE DE FRANCE (EDF), société anonyme au capital social de 1 443 677 137 euros, dont le siège social est à Paris (8ème) 22-30, avenue de Wagram, immatriculée au Registre du commerce et des sociétés sous le numéro RCS de Paris 552 081 317, faisant élection à 137 rue de Luxembourg 59 000 Lille, représentée par **Monsieur Mathias POVSE**, agissant en qualité de Directeur, dûment habilité à cet effet,

ci-après désignée par « EDF »

d'autre part,

Le SDE76 et EDF pouvant également être désignés, ensemble ou séparément, par « les Parties » ou « la Partie ».

Préambule :

Présentation du SDE76 :

1. Au titre de l'électricité

Le syndicat exerce, en lieu et place des adhérents, la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'énergie électrique.

Au titre de cette compétence, le syndicat exerce notamment les activités suivantes :

- En sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité :
 - exercice du contrôle du bon accomplissement des missions de service public et contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité tel que le prévoit, notamment, l'article L 2234-31 du CGCT ;
 - programmation annuelle des études et des travaux dont il a la charge ;
 - passation, avec les entreprises délégataires, de tous les actes relatifs à la délégation du service public de distribution d'électricité ou, le cas échéant, exploitation du service en régie ;
 - représentation et défense des intérêts des usagers dans leurs relations avec le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés ;
 - exercice de mission de conciliation en vue du règlement de différends relatifs à la fourniture de secours, selon les modalités prévues à l'article L 2224-31 du CGCT ;
 - exercice de la maîtrise d'ouvrage de certains travaux des réseaux publics de distribution d'électricité tels que définis dans le cahier des charges de concession, à savoir principalement les travaux d'électrification rurale et les travaux d'amélioration esthétique des ouvrages.
 - exercice de la maîtrise d'ouvrage des installations de production d'électricité de proximité et exploitation de ces installations en économie de travaux d'extension et de renforcement du réseau de distribution publique d'électricité, selon les modalités prévues à l'article L 2224-33 du CGCT ;
 - exercice de la maîtrise d'ouvrage pour le développement des énergies renouvelables (panneaux solaires photovoltaïques, solaire thermique, éolien, petite hydraulique, biomasse, cogénération, ...) ;
- Réalisation ou participation à des actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le réseau des consommateurs finals desservis en basse tension, selon les dispositions prévues à l'article L 2224-34 du CGCT, aide et conseils à l'utilisation rationnelle de l'électricité, diagnostics et études pour l'optimisation du rapport qualité/coût des dépenses en électricité ;
- Représentation des personnes morales membres dans tous les cas où les lois et règlements en vigueur prévoient que celles-ci doivent être représentées ou consultées.

Le syndicat est affectataire des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité en concession situés sur son territoire, des biens de retour des gestions déléguées, ainsi que des ouvrages remis en toute propriété à l'autorité concédante par un tiers.

Le patrimoine des biens et ouvrages en concession est géré par le délégataire au niveau de chaque commune.

2. Au titre du gaz

Le syndicat exerce en lieu et place des adhérents la compétence d'autorité organisatrice des missions de service public afférentes au développement et à l'exploitation des réseaux de distribution publique d'énergie gaz, ainsi qu'à la fourniture de gaz.

A ce titre, il exerce notamment les activités suivantes :

- Passation, avec les entreprises délégataires, de tous actes relatifs à la délégation du service public de distribution et de fourniture de gaz ou, le cas échéant, exploitation du service en régie ;
- Exercice du contrôle du bon accomplissement des missions de service public et contrôle des réseaux publics de distribution de gaz tels que le prévoit, notamment, l'article L 2234-31 du CGCT ;
- Maîtrise d'Ouvrage des travaux sur le réseau de la distribution de gaz ;
- Réalisation ou participation à des actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur le réseau des consommateurs finals desservis en gaz, selon les dispositions prévues à l'article L 2224-34 du CGCT ;
- Représentation et défense des intérêts des usagers dans leurs relations avec les exploitants et missions de conciliation en vue du règlement de différends relatifs à la fourniture de dernier recours, tel que le prévoit l'article L2224-31 du CGCT ;
- Représentation des adhérents dans tous les cas où les lois et règlements en vigueur prévoient que les collectivités doivent être représentées ou consultées.

Le syndicat est affectataire des ouvrages du réseau public de distribution de gaz en concession situés sur son territoire, des biens de retour des gestions déléguées, ainsi que des ouvrages remis en toute propriété à l'autorité concédante par un tiers.

Le patrimoine des biens et ouvrages en concession est géré par le délégataire au niveau de chaque commune.

3. Au titre de l'éclairage public

Le syndicat exerce en lieu et place des adhérents la compétence relative au développement, au renouvellement et à l'exploitation des installations et réseaux d'éclairage public, divisée en deux sous compétences :

- Maîtrise d'Ouvrage des travaux neufs et de rénovation sur les installations d'éclairage public de la voirie et des espaces publics, d'éclairage extérieur d'installations sportives et d'illumination de sites publics, bâtiments publics ou monuments ;
- Maintenance de l'éclairage public (entretien préventif et curatif) pour les adhérents qui en font la demande.

L'adhérent est affectataire des ouvrages d'éclairage public situés sur son territoire.

Les ouvrages sont remis en toute propriété à l'adhérent par l'autorité concédante.

4. Activités connexes

Le syndicat exerce, en lieu et place des adhérents qui en font la demande dans le cadre de l'article L2224-35 du CGCT, la maîtrise d'ouvrage des travaux relatifs à la tranchée aménagée, nécessaires au transfert en souterrain des lignes terminales existantes et la maîtrise d'ouvrage des infrastructures

communes de génie civil en complément de la tranchée commune, et fixation des modalités de réalisation et, le cas échéant, d'occupation de l'ouvrage partagé en accord avec l'opérateur de communications électroniques.

Le syndicat exerce, en complément à la réalisation de travaux relatifs au réseau de distribution d'électricité et dans le cadre d'une même opération, la maîtrise d'ouvrage et l'entretien d'infrastructures de génie civil destinées au passage de réseaux de communications électroniques dans les conditions prévues à l'article L. 2224-36 du CGCT.

Le syndicat peut mettre les moyens d'action dont il est doté à la disposition, sur leur demande, des collectivités membres et de personnes morales non membres, dans des domaines liés à l'objet syndical, tel que précisé ci-après :

- maîtrise d'œuvre des travaux sur les réseaux publics d'électricité et notamment sur le réseau d'éclairage public et des réseaux de télécommunications électroniques pour le compte des membres,
- réalisation de toute étude technique dans le domaine de l'électricité,
- utilisation de l'informatique,
- le syndicat peut assurer la mission de coordonnateur de groupement de commandes dans les conditions prévues à l'article 8 du code des marchés publics, pour toute catégorie d'achat ou de commande publique le concernant en qualité de donneur d'ordre ou de maître d'ouvrage, pour tout adhérent aux conventions constitutives de ce groupement de commandes, que l'adhérent soit membre ou non du syndicat.

Présentation d'EDF :

EDF, 1^{er} employeur énergéticien normand avec 8 000 salariés et 10 000 emplois indirects et induits, est aussi le 1^{er} investisseur industriel de la région (2 Milliards €/an injectés dans l'économie en Normandie).

La production électrique est essentiellement décarbonée avec 3 sites nucléaires (Paluel Penly, Flamanville) et l'EPR en cours de construction ; 6 parcs éoliens terrestres et 2 centrales hydroélectriques. A ces moyens existants s'ajoutent les 2 projets de parcs éoliens off-shore et le projet de parc hydrolien.

EDF avec 30 000 visiteurs par an sur ses sites normands contribue à l'attractivité touristique de la région.

EDF joue un rôle clé dans la vente d'énergies et de services, ainsi que dans le déploiement d'actions d'efficacité énergétique auprès des collectivités, des habitants et des entreprises.

Avec ses filiales (IZIVIA, Citelum, Dalkia etc.), EDF propose des solutions énergétiques performantes dans les domaines situés à l'interface de l'électricité et des nouveaux modes de vie (smart city, smartgrids, smart home, mobilité électrique, production d'énergie locale, éclairage public, gestion des déchets ...).

EDF s'appuie également sur sa R&D de plus de 2 000 salariés complétée de nombreux partenariats académiques et industriels. EDF en Normandie, par son programme d'« open innovation territoriale », promeut des start-up innovantes.

Le SDE76 et EDF affichent leur volonté commune d'agir pour faire du territoire du SDE76 un site démonstrateur du savoir-faire technologique lié à l'énergie en France.

Les thèmes pouvant être développés dans le cadre de cette convention seront les suivants :

- 1. Appui au développement de l'autoconsommation collective et étudier la possibilité d'un démonstrateur,**
- 2. Recensement des bâtiments communaux ou échantillonnage pour appui à la rénovation et au changement d'étiquette énergétique le cas échéant,**
- 3. Appui au développement d'une mobilité douce, décarbonée et accessible à tous.**

Objet - Modalités générales

Le présent accord-cadre définit les orientations générales du partenariat entre le SDE76 et EDF en faveur du développement d'une vitrine d'un savoir-faire technologique lié à l'énergie.

Les engagements respectifs des partenaires et leurs modalités de mise en œuvre pourront être précisés ultérieurement dans des conventions particulières, entre les seules Parties concernées, au vu et dans le respect des obligations légales et réglementaires s'imposant à chacune d'entre elles et en particulier dans le respect des règles de la commande publique et du droit de la concurrence.

En tout état de cause, ce rapprochement entre les Parties vise la réalisation d'un objectif commun et n'implique en aucun cas la création d'une personne morale. Le présent accord-cadre et les conventions particulières qui en découleront excluent l'affectio societatis et toute assimilation directe ou indirecte à une société quelle qu'en soit la forme.

ARTICLE 1 - PROGRAMME D'ACTION

- 1. Appui au développement de l'autoconsommation collective et étudier la possibilité d'un démonstrateur**

Pour favoriser l'émergence de projets relatifs à l'autoconsommation sur le territoire du SDE76, EDF se propose d'étudier avec le SDE76 la possibilité de mettre en œuvre un démonstrateur.

Action : EDF étudiera avec le SDE76 et avec les parties prenantes des collaborations en matière de R&D afin de développer un véritable projet d'autoconsommation.

- 2. Recensement des bâtiments communaux ou échantillonnage pour appui à la rénovation et au changement d'étiquette énergétique le cas échéant**

EDF mettra à disposition du SDE76 un expert pour établir un premier recensement des bâtiments les plus énergivores sur le territoire du SDE76.

Action : EDF effectuera, sous couvert du recensement amont réalisé en collaboration avec le SDE76, un premier projet d'optimisation énergétique du patrimoine d'un panel de collectivités sur le territoire du SDE76.

- 3. Appui au développement d'une mobilité douce, décarbonée et accessible à tous**

EDF pourra appuyer le SDE 76 en expertise et conseils sur :

- L'établissement d'un état des lieux de la mobilité des personnes ;
- La construction d'une stratégie de décarbonation de la mobilité à horizon 2030.

Action : EDF apportera son expertise et savoir-faire dans le domaine des mobilités bas carbone

EDF et ses filiales, énergéticien ensemblier de la ville durable, ont développé des solutions de recharge intelligentes de véhicules électriques, des solutions de recharge associées au mobilier urbain, à l'éclairage public ou couplées à des solutions de production photovoltaïque. Ces solutions permettent de générer une mobilité décarbonée, valorisent directement les productions énergétiques locales notamment PV et permettent de minimiser les contraintes du réseau électrique.

Concrètement, EDF apporte son expérience internationale de gestion centralisée de l'espace urbain et de la mobilité électrique (mise en œuvre dans les grandes métropoles mondiales et plus récemment pour le Grand Dijon – « ville intelligente » : un levier d'attractivité pour le territoire avec de la mobilité électrique de l'Open Data, projet créateur d'emplois directs).

Directement et via nos partenariats, EDF souhaite contribuer activement au développement en Normandie et sur le territoire du SDE76 :

- De la mobilité douce pour réaliser des économies d'énergie et limiter les émissions de polluants et de gaz à effet de serre,
- De flottes de véhicules bas carbone et des services de mobilité douce aux usagers (transports en commun, recharge de véhicules électriques, auto-partage électriques, mobilités douces),
- Construction d'un plan d'actions ambitieux et réaliste, priorisé et chiffré.

EDF, des expertises et savoir-faire dans le domaine des mobilités bas carbone

EDF est engagé depuis une décennie dans la mobilité bas carbone pour les territoires. Pour ce faire, nous avons développé des compétences éprouvées.

- Des conseils pour définir une trajectoire d'intégration des véhicules écologiques dans les flottes de collectivités et d'entreprises.
- Des conseils et des solutions pour l'électrification des lignes de bus et véhicules lourds.
- Des savoirs faire dans le déploiement de bornes de charge intelligentes pour tout type de véhicules électriques dans tout type de lieux.
- Le dimensionnement technique et économique de services auto-partage et la mise en œuvre de solutions de recharge adaptées.
- En fonction des opportunités, des capacités de test de matériels ou de solutions dans nos laboratoires de R&D.

Dans le cadre de ce partenariat, nous pouvons apporter :

Expertises et conseils avec, pour exemple, les étapes méthodologiques suivantes :

- 1. Etablir un état des lieux de la mobilité des personnes en :**
 - Analysant les déplacements et km parcourus
 - Analysant des modes de transport et motifs de déplacement
 - Evaluant des consommations et émissions de CO2 associés
- 2. Construire une stratégie de décarbonation de la mobilité à horizon 2030 en :**
 - Analysant la trajectoire « Fil de l'eau » à horizon 2030 (notamment l'impact de l'évolution démographique)

- Construisant une stratégie de décarbonation de la mobilité à horizon 2030
- Elaborant un plan d'actions chiffré

3. Structurer un déploiement de bornes de recharge et électrification de flotte en :

- Analysant flottes de véhicules et définition des pistes pour la rendre plus propre (stratégie de renouvellement)
- Définissant le nombre et types de bornes de recharge nécessaires, leur positionnement, en fonction des lieux de recharge

D'une façon plus spécifique mais tout aussi importante :

- **étudier les flottes de véhicules légers du territoire en** segmentant la flotte de véhicules particuliers (société et tourisme) et utilitaires légers (< 3,5 t) par type de véhicules et usages et en identifiant les véhicules qu'il est pertinent (en terme d'autonomie, financier et GES) de remplacer par des véhicules écologiques (VE ou VHR). Cela peut permettre d'identifier les politiques locales ou régionales de stimulation de cette transition énergétique transport,
- **étudier la flotte de bus et véhicules lourds du territoire** en analysant l'opportunité d'électrification de votre flotte de bus et véhicules lourds (camions, BOM...) selon les usages et en présentant les différents véhicules lourds électriques existants et préconisations techniques associées (bornes, batterie, supervision...),
- **esquisser la pertinence et les coûts de solutions d'auto-partage (logiciel AIDA).**

Pour la mise en œuvre de solutions de recharge intelligente :

Selon les modalités contractuelles adaptées, EDF et ses filiales peuvent répondre à des consultations de services complets clefs en main pour la recharge de véhicules électriques : Conception, Réalisation, Exploitation, Maintenance et Supervision des solutions de recharge, la monétique associée en garantissant une interopérabilité avec les autres opérateurs de mobilité, via GIREVE. Cette capacité porte sur tout type de solutions du deux roues au véhicule lourd, de la voie publique au domaine privatif résidentiel.

Ainsi, collectivités ou clients peuvent suivre en temps réel l'état du parc de bornes de recharge de ses clients : c'est la supervision. Elle permet une gestion de maintenance assistée par ordinateur (GMAO), ainsi le parc peut être suivi 7j/7. L'utilisateur doit être au cœur du dispositif et peut ainsi rester recevoir en temps réel grâce à un site internet, une application smart phone conçus spécifiquement toutes les informations nécessaires à la recharge : localisation des bornes, type de prises, indications sur leur disponibilité, durée et prix de la charge.

Cette solution permet de bénéficier à la fois d'application connectées simples et efficaces et dont la robustesse a déjà été éprouvée au travers de nombreux projets menés.

Pour illustration, EDF a mis en œuvre le réseau Corridor, 200 bornes de recharge rapides sur les autoroutes françaises avec des extensions en cours en Europe et des projets de charge ultrarapide (300 KW).

La phase II de Corridor est en cours pour plus de 200 bornes supplémentaires, EDF a été retenu pour le déploiement.

ARTICLE 2 - GOUVERNANCE

La gouvernance de cet accord-cadre sera assurée par un comité de pilotage stratégique réunissant des représentants du SDE76 et d'EDF.

Il se réunira au moins une fois par an pour examiner le bilan annuel de la mise en œuvre du partenariat et pour examiner les éventuelles adaptations à y apporter.

Ce comité sera composé de :

- Patrick Chauvet ou son représentant dûment habilité pour le SDE76
- Scheherazade Deniard, directrice de développement territorial, ou son représentant dûment habilité pour EDF

Il réunira des représentants des deux Parties concernées par les différents thèmes suivis.

ARTICLE 3 - ENTRÉE EN VIGUEUR ET DURÉE

L'accord-cadre entre en vigueur le jour suivant la date de signature avec échéance au 31.12.2022

ARTICLE 4 - COMMUNICATION

Les actions de communication communes portant sur cet accord-cadre et sur les opérations qu'il recouvre, seront définies conjointement après échange et accord écrit entre les Parties concernées, tant sur le fond que sur la forme, et ce pour chaque opération.

Les communications propres à chacune des Parties, sur le partenariat et les actions qui en découlent, seront obligatoirement soumises à l'autre Partie aux fins d'obtenir son accord écrit avant diffusion sous quelque forme que ce soit, étant précisé que les communications sur des actions spécifiques à EDF ou une des filiales du groupe EDF seront évoquées avec le Campus par la seule Partie intéressée. Toute utilisation du logotype et/ou d'éléments d'identification d'une Partie par l'autre Partie se fera dans le strict respect de sa charte graphique et avec son accord écrit préalable.

Cette autorisation d'usage sera consentie à titre non exclusif et sans faculté de cession, apport ou sous-autorisation d'usage au bénéfice d'un tiers et pour les seuls besoins et durée du présent accord-cadre.

ARTICLE 5 - MODIFICATIONS

Les Parties conviennent que toute modification à apporter à l'accord-cadre devra faire l'objet d'un avenant signé par les Parties.

ARTICLE 6 - NON EXCLUSIVITE

Le présent accord-cadre est conclu sans exclusivité au bénéfice de chacune des Parties et ce pour toute la durée de l'accord-cadre. Chacune des Parties reste libre de conclure tout accord du même type ou de conduire toute action ou expérimentation (études, recherches et essais...) de même nature que celles menées en application du présent accord-cadre en toute indépendance ou en association avec tout tiers de son choix.

ARTICLE 7 - CONFIDENTIALITE

Chacune des Parties s'engage à conserver confidentiels les informations et documents, de quelque nature qu'ils soient, auxquels elles ont accès au cours de l'exécution de l'accord-cadre ou qui lui sont

remis à cette occasion, sauf à obtenir l'accord écrit et préalable de l'autre Partie pour pouvoir passer outre cette obligation, notamment afin de respecter le principe de transparence et d'égalité de traitement lors de toute mise en concurrence. Il est toutefois précisé que l'obligation de confidentialité précitée s'applique au récipiendaire de l'information ou du document, et non au propriétaire qui reste libre de la diffuser.

Chacune des Parties prend, notamment vis à vis de son personnel, toutes les mesures nécessaires pour protéger sous sa responsabilité, le secret et la confidentialité de toutes les informations et de tous les documents précités.

Cet engagement de confidentialité demeure valable aussi longtemps que les informations et documents précités ne tombent pas dans le domaine public, et seulement dans la mesure où ces informations et documents n'étaient pas en possession de l'autre partie avant l'entrée en vigueur du présent accord-cadre ou ne sont pas identiques à ceux qui sont obtenus ultérieurement par l'autre partie d'un tiers ayant le droit de les divulguer.

ARTICLE 8 - RESILIATION

Le présent accord-cadre pourra être résilié de plein droit par l'une ou l'autre des Parties moyennant le respect d'un préavis de trente jours, et notifié par lettre recommandée avec accusé de réception. Ce préavis sera ramené à cinq jours, dans l'hypothèse où une Partie estimerait que l'image ou l'éthique de l'autre n'est plus cohérente avec sa stratégie.

La résiliation de l'accord-cadre ne donnera lieu à aucune indemnité de part et d'autre.

En cas de résiliation de l'accord-cadre, les conventions particulières prises en application de celui-ci resteront en vigueur pour leur durée propre restant à courir, sauf pour celles des conventions particulières en vigueur sur lesquelles les Parties s'accorderont éventuellement sur une résiliation anticipée.

ARTICLE 9 - ELECTION DE DOMICILE

Pour l'exécution du présent accord-cadre, les Parties font élection de domicile aux adresses indiquées en en-tête de l'accord-cadre.

Fait à Isneauville, en deux exemplaires originaux le

**Pour le SDE76,
Le Président,**

**Pour EDF,
Le Directeur,**

Patrick CHAUVET

Mathias POVSE

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-12

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE RECOURIR A UNE ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE POUR LE CONTROLE DES CONCESSIONS

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-12-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-12

OBJET : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE RECOURIR A UNE ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE POUR LE CONTROLE DES CONCESSIONS

VU :

- les dispositions des articles L.2224-31 et suivants du CGCT,
- l'obligation réglementaire de contrôler les concessions,

CONSIDERANT :

- qu'il est dans l'intérêt du SDE76 d'établir un contrôle de la concession et du premier programme pluriannuel d'investissement,
- qu'en tant qu'Autorité concédante, le SDE76 se doit de connaître le niveau de qualité de la fourniture sur son territoire, le niveau de maintenance et de renouvellement de la concession,
- qu'avec le nouveau contrat de concession électrique, la redevance de contrôle passe de 403 K€ à 550 K€ en 2019, puis 580 K€ en 2020, donnant une marge de manœuvre financière au SDE76,

PROPOSITION :

Il est proposé de solliciter une assistance à maîtrise d'ouvrage (AMO) pour ce contrôle pour un budget annuel maximum de 20 000 € TTC.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président,
- **INDIQUE** que sauf délibération contraire, ce contrôle sera réalisé chaque année par l'AMO et le budget nécessaire porté chaque année au budget à hauteur du montant nécessaire,
- **PORTE** la dépense au budget du SDE76,
- **AUTORISE** le Président à engager ces dépenses chaque année et à procéder à toutes formalités tendant à rendre exécutoire cette délibération.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE de la Seine-Maritime' around the perimeter and a star at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-13

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **INTEGRATION DE LA DIMENSION RESEAU DANS LES
DEMARCHES DE PLANIFICATION ENERGETIQUE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-13-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-13

OBJET : INTEGRATION DE LA DIMENSION RESEAU DANS LES DEMARCHES DE PLANIFICATION ENERGETIQUE

VU :

- la délibération n° 2017/10/19-04 autorisant la réalisation d'une étude pour l'intégration de la dimension électrique dans les démarches de planification énergétique pour un budget initial de 28 000 € TTC,

CONSIDERANT :

- la demande d'expertise des réseaux d'énergie formulée par les EPCI
- que l'élaboration des PCAET nécessite deux contributions de la part du SDE76 :
 - ✓ L'analyse des contraintes, des réseaux de distribution en soutirage et des contraintes de raccordement en injection pour un budget de 22 800 € TTC, qui avait déjà été délibéré en octobre 2017 pour un montant de 28 000 € TTC (délibération n° 2017/10/19-04),
 - ✓ La production de fiches de synthèse par EPCI pour un budget de 15 x 1 140 € TTC, soit 17 100 €.
- l'intérêt pour le SDE76, dans le cadre de l'élaboration ou de la synthèse des PCAET, d'aller plus loin en accompagnant chaque EPCI dans la construction d'un schéma directeur de l'énergie et de se positionner comme un interlocuteur de ces démarches en apportant aux EPCI notre expertise sur le réseaux d'énergie,

PROPOSITION :

Il est proposé de :

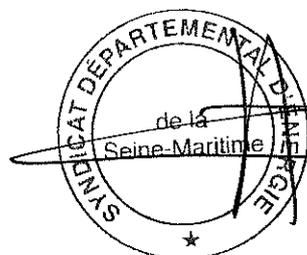
- maintenir la délibération n° 2017/10/19-04 et de réaliser l'étude correspondante cartographique à l'échelle de la concession,
- de valoriser ces analyses en fournissant à tous les EPCI qui le désirent un document leur permettant d'appréhender ces résultats en partenariat avec le SDE76,
- de porter le budget de ces études de 28 000 € à 45 000 € TTC.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **ADOpte** la proposition du Président,
- **PORTE** la dépense de 45 000 € au budget du SDE76,
- **AUTORISE** le Président à engager les dépenses correspondantes et à procéder à toutes formalités tendant à rendre exécutoire cette délibération.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délégation du Comité Syndical n° 2019/02/07-14

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : MISE EN PLACE D'UNE SOLUTION DE GESTION DES DONNEES
ENERGIE CONSECUTIVE AU GROUPEMENT D'ACHAT ENERGIE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-14-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-14

OBJET : MISE EN PLACE D'UNE SOLUTION DE GESTION DES DONNEES ENERGIE CONSECUTIVE AU GROUPEMENT D'ACHAT ENERGIE

VU :

- la loi NOME, nouvelle organisatrice des marchés de l'électricité, du 7 décembre 2010,
- la loi relative à la consommation du 17 mars 2014, renforçant l'ouverture des marchés de l'énergie en actant la disparition des tarifs réglementés de l'électricité et du gaz pour certaines puissances,

CONSIDERANT :

- les groupements d'achat successifs mis en place par le SDE76 et la difficulté pour collecter l'information sur les points de livraison et pour reconstituer un historique de facturation dans un contexte de changement rapide des fournisseurs d'énergie,
- la demande des adhérents pour un appui sur ces deux thèmes,

PROPOSITION :

Les services souhaitent mettre en place une solution de « veille marché », de simplification et de gestion automatisée des préparations de consultation pour les achats énergie. Cette solution entièrement dématérialisée permettra, en continu avec une application WEB, le suivi des factures d'énergie de nos adhérents et de leurs donner un accès permanent.

En effet, depuis l'ouverture des marchés, à chaque changement de fournisseur, l'historique de consommation est perdu et nécessite un suivi manuel de saisie des factures dans des logiciels type Excel, non fiables. Des outils Web existent qui permettent :

- la récupération et l'analyse des données de manière automatique et continue,
- la définition d'une stratégie d'achat,
- l'aide à la préparation du bordereau accompagnant notre CCTP,
- l'aide à l'analyse des offres et la mise en place des contrats,
- un nombre illimité de passations de marchés chaque année.

Ainsi, c'est réellement la stratégie d'achat qui définit le nombre de marchés, la fréquence, etc. et non l'inverse : ce sera plus la difficulté de coordonner la récupération des données et la difficulté également de les analyser faute de temps qui dictera la stratégie.

Le fait que les collectivités n'aient plus à gérer la collecte de leurs données, si cela ne leur demande plus aucun effort, devrait permettre d'englober le plus possible d'adhérents à nos groupements.

Le fait, également, que chacun puisse visualiser les gains potentiels entre le moins-disant et le mieux-disant sur son propre périmètre, ajoutera énormément de valeur à notre proposition de groupement.

Le montant de la licence annuelle dépend du nombre de PDL suivis (4 000 actuellement) :

- 3 500 – 4 000 PDL : 18 000 € HT,
- 4 000 – 5 000 PDL : 19 800 € HT,
- 5 000 – 6 000 PDL : 22 000 € HT.

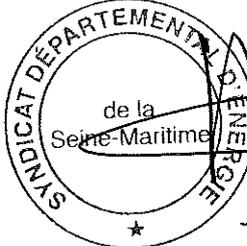
Les services sollicitent l'accord pour mettre en place ce service après mise en concurrence.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président,
- **SOUHAITE** mettre en place un logiciel de veille des marchés et facture d'énergie,
- **INDIQUE** que sauf délibération contraire, cette veille sera réalisée chaque année et le budget nécessaire porté chaque année au budget à hauteur du montant nécessaire,
- **PORTE** la dépense au budget du SDE76,
- **AUTORISE** le Président à engager ces dépenses chaque année et à procéder à toutes formalités tendant à rendre exécutoire cette délibération.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,
Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-15

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **PROJET DE PLAN DE FORMATION 2019**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-15-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Belencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Belencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Belencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Belencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Belencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-15

OBJET : PROJET DE PLAN DE FORMATION 2019

VU :

- la loi n°84-53 du 26 janvier 1984 portant statut de la Fonction Publique Territoriale ;
- la loi n°2007-209 du 19 février 2007 relative à la Fonction Publique Territoriale ;
- l'avis favorable de la commission des finances du 14 janvier 2019 ;

CONSIDÉRANT :

- que le plan de formation pluriannuel 2019-2020 du SDE76 est établi à partir :
 - de l'adaptation du SDE76 aux évolutions attendues par le service transition énergétique,
 - des besoins de formations recensés dans les comptes-rendus d'entretien professionnel.
- que le recensement suivant des besoins et attentes est dressé :

| priorité | type de formation | nombre d'agent(s) concerné(s) | jour(s) de formation | nombre de stage(s) |
|-------------------|---|-------------------------------|----------------------|--------------------|
| P1 hors DIF | formation statutaire obligatoire | 2 | 10 | 2 |
| | formation obligatoire liée à l'hygiène et à la sécurité | 5 | 14 | 2 |
| | formation de perfectionnement | 15 | 89 | 35 |
| | Préparation au concours | 1 | 15 | 1 |
| P2 DIF | Formation de perfectionnement | 0 | 0 | 0 |
| | préparation aux concours | 0 | 0 | 0 |
| | sous-total | 16 | 128 | 39 |
| P3 DIF | formation personnelle (VAE) | 1 | - | 1 |

- que les dépenses sont évaluées à 20 000€ en deux ans
Coût : 6 000 € (formations payantes) + cotisation CNFPT (7 000 €/an x 2 ans).

PROPOSITION :

Il est proposé à l'assemblée délibérante :

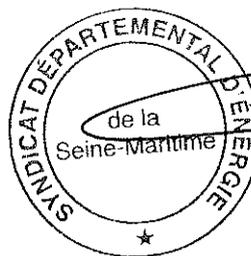
- d'approuver le plan de formation pluriannuel 2019-2020 des agents du SDE76,
- d'autoriser l'inscription au budget 2019 du SDE76 des crédits nécessaires à la mise en place du plan de formation 2019, limité à 130 jours environ,
- d'autoriser le président à signer les conventions de formation à intervenir,

Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **ADOpte** la proposition de plan de formation 2019-2020 du SDE76,
- **AUTORISE** l'inscription au budget 2019 de la somme de 13 000 € nécessaire à l'exécution de 130 jours de formation et au règlement de la cotisation au CNFPT,
- **AUTORISE** le président à signer les conventions de formation à intervenir y compris avec les organismes payants, dans la limite de l'inscription budgétaire 2019.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Patrick CHAUVET".

Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-16

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **MISE EN CONFORMITE DE L'INDEMNITE SPECIFIQUE DE SERVICE (I.S.S.)**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-16-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-16

OBJET : MISE EN CONFORMITE DE L'INDEMNITE SPECIFIQUE DE SERVICE (I.S.S.)

VU :

- le Code Général des Collectivités Territoriales,
- la loi n°84-53 du 26 janvier 1984 modifiée portant dispositions relatives à la fonction publique territoriale,
- le décret n°91-875 du 6 septembre 1991 modifié pris pour l'application du 1^{er} alinéa de l'article 88 de la loi du 26 janvier 1984 modifiée,
- le décret n° 2014-1404 du 26 novembre 2014 modifiant le décret n° 2003-799 du 25 août 2003 relatif à l'indemnité spécifique de service allouée aux ingénieurs des ponts, des eaux et des forêts et aux fonctionnaires des corps techniques de l'équipement.
- l'arrêté du 25 août 2003 fixant les modalités d'application du décret n° 2003-799 du 25 août 2003 relatif à l'indemnité spécifique de service allouée aux ingénieurs des ponts, des eaux et des forêts et aux fonctionnaires des corps techniques de l'équipement,
- l'arrêté du 17 avril 2018 modifiant l'arrêté du 25 août 2003 fixant les modalités d'application du décret n° 2003-799 du 25 août 2003 modifié relatif à l'indemnité spécifique de service allouée aux ingénieurs des ponts et chaussées et aux fonctionnaires des corps techniques de l'équipement,
- la délibération du comité syndical n°2013-05 du 11 février 2013,
- l'avis favorable de la commission des finances du 14 janvier 2019,

CONSIDERANT :

- qu'il est actuellement impossible d'attribuer à l'ensemble de la filière technique du SDE76 le régime indemnitaire tenant compte des fonctions, des sujétions, de l'expertise et de l'engagement professionnel,
- qu'il peut être appliqué un coefficient géographique pour le département de la Seine-Maritime au sein des critères d'attribution de l'indemnité spécifique de service,
- qu'il est nécessaire de mettre à jour les coefficients par grade,

PROPOSITION :

Article 1 : Bénéficiaires

Il est institué selon les modalités ci-après et dans la limite des textes applicables à la Fonction Publique d'Etat, l'indemnité spécifique de service, aux agents titulaires, stagiaires et non-titulaires relevant des grades suivants :

| Grades de la FPT | Taux de base en euros | Coefficient par grade | Taux moyen annuel en euros (coefficient géographique de 1,10 inclus*) | Coefficient de modulation individuelle maximum |
|---|-----------------------|-----------------------|---|--|
| Ingénieur en chef de classe exceptionnelle (= ingénieur en chef hors classe) | 357,22 | 70 | 27505,94 | 1,33 |
| Ingénieur en chef de classe normale (= ingénieur en chef) | 361,90 | 55 | 21894,95 | 1,225 |
| Ingénieur hors classe | 361,90 | 63 | 25079,67 | 1,225 |
| Ingénieur principal à partir de l'échelon 6 ayant au moins 5 ans d'ancienneté dans ce grade | 361,90 | 51 | 20302,59 | 1,225 |
| Ingénieur principal à partir de l'échelon 6 n'ayant pas au moins 5 ans d'ancienneté dans ce grade | 361,90 | 43 | 17117,87 | 1,225 |
| Ingénieur principal (échelon 1 à 5 inclus) | 361,90 | 43 | 17117,87 | 1,225 |
| Ingénieur territorial (à partir de l'échelon 6) | 361,90 | 33 | 13136,97 | 1,15 |
| Ingénieur territorial (échelon 1 à 5 inclus) | 361,90 | 28 | 11146,52 | 1,15 |
| Technicien principal de 1 ^{ère} classe | 361,90 | 18 | 7165,62 | 1,10 |
| Technicien principal de 2 ^{ème} classe | 361,90 | 16 | 6369,44 | 1,10 |
| Technicien Territorial | 361,90 | 12 | 4777,08 | 1,10 |

*Les taux moyens annuels susvisés incluent un coefficient géographique de 1,10 applicable au département de la Seine-Maritime, conformément à l'arrêté du 17 avril 2018 modifiant l'arrêté du 25 août 2003 fixant les modalités d'application du décret n° 2003-799 du 25 août 2003 modifié relatif à l'indemnité spécifique de service allouée aux ingénieurs des ponts et chaussées et aux fonctionnaires des corps techniques de l'équipement.

Si l'agent est seul de son grade, l'attribution individuelle peut être déterminée en prenant en compte le coefficient de modulation individuelle maximum (Arrêt du Conseil d'Etat 131247 du 12/07/1995 – Association de défense des personnels de la FPH).

Article 2 : Critères d'attribution

Conformément aux dispositions réglementaires en vigueur, le montant individuel de l'I.S.S. variera, outre la qualité du service rendu, en fonction de critères d'attribution fixés ci-dessous :

- la manière de servir de l'agent, appréciée notamment au vu de la notation annuelle (ou de l'évaluation mise en place au sein de la collectivité),
- le niveau de responsabilité,
- l'animation d'une équipe,
- les agents à encadrer
- la modulation compte tenu des missions différentes confiées dans chaque service,
- la charge de travail,

- la disponibilité de l'agent.

Article 3 : Clause de revalorisation automatique (possible si l'assemblée délibérante vote les taux et coefficients maxima fixés par les textes réglementaires)

L'indemnité spécifique de service fera l'objet d'un ajustement automatique lorsque les taux et les coefficients seront revalorisés ou modifiés par un texte réglementaire.

Article 4 : Périodicité de versement

Le versement de l'indemnité spécifique de service sera effectué mensuellement.

Article 5 : Absences

Le sort des primes et indemnités suivra les mêmes règles d'abattement que la rémunération principale en cas d'indisponibilité (congs annuels, maladie, grève, etc.). Les primes et indemnités seront supprimées pour l'agent en congé de longue maladie ou de longue durée. Lorsque l'agent est placé en congé de longue maladie ou de longue durée à la suite d'une demande présentée au cours d'un congé accordé antérieurement au titre de la maladie ordinaire, les primes et indemnités qui lui ont été versées durant son congé maladie ordinaire lui demeurent acquises.

Article 6 : Abrogation des délibérations antérieures

La présente délibération annule les délibérations précédentes relatives à l'attribution de l'indemnité spécifique de service.

Article 7 : Date d'effet

Les dispositions de la présente délibération prendront effet au : 01/03/2019.

L'attribution individuelle décidée par l'autorité territoriale fera l'objet d'un arrêté individuel.

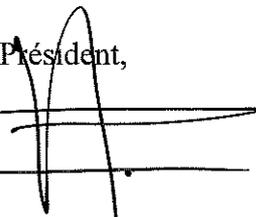
Les crédits correspondants seront prévus et inscrits au budget.

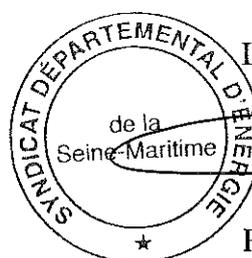
Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la présente délibération

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-17

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : AUTORISATION DONNÉE AU PRÉSIDENT DE MODIFIER LE
TABLEAU DES EMPLOIS DU SDE76**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-17-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | Représentant | Présent | |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISSEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-17

OBJET : AUTORISATION DONNÉE AU PRÉSIDENT DE MODIFIER LE TABLEAU DES EMPLOIS DU SDE76

VU :

- la loi 82-213 du 2 mars 1982 relative aux droits et libertés des communes et de leurs établissements publics,
- la loi 84-53 du 26 janvier 1984 portant statuts de la Fonction Publique Territoriale, notamment l'article 34 de la loi n° 84-53 du 26 janvier 1984 en vertu duquel les emplois de chaque collectivité sont créés par l'organe délibérant ; et que celui-ci doit mentionner sur quel(s) grade(s) et à quel niveau de rémunération il habilite l'autorité à recruter,
- la loi n° 2012-347 du 12 mars 2012 relative à l'accès à l'emploi titulaire et à l'amélioration des conditions d'emploi des agents contractuels dans la fonction publique, à la lutte contre les discriminations et portant diverses dispositions relatives à la fonction publique, notamment l'article 41,
- l'avis favorable de la commission des finances du 14 janvier 2019 ;

CONSIDÉRANT :

- que la création d'un poste à temps complet au grade d'adjoint technique territorial est nécessaire pour assurer la gestion et le suivi de la maintenance de l'éclairage public,

PROPOSITION :

Le Président propose de modifier le tableau des emplois des effectifs de la manière suivante à compter du 7 février 2019 :

| Cadres ou emplois | Catégorie | Effectif | Durée hebdomadaire de service |
|--|-----------|-----------|-------------------------------|
| EMPLOIS PERMANENTS | | | |
| DGS | A | 1 | 35 heures |
| Ingénieur principal | A | 2 | 35 heures |
| Ingénieur | A | 2 | 35 heures |
| Attaché | A | 1 | 35 heures |
| Technicien principal 1 ^{ère} classe | B | 5 | 35 heures |
| Technicien principal 2 ^{ème} classe | B | 4 | 35 heures |
| Technicien | B | 2 | 35 heures |
| Rédacteur principal 2 ^{ème} classe | B | 2 | 35 heures |
| Rédacteur | B | 1 | 35 heures |
| Adjoint administratif principal 1 ^{ère} classe | C | 1 | 35 heures |
| Adjoint administratif principal 2 ^{ème} classe | C | 6 | 35 heures |
| Adjoint administratif territorial | C | 5 | 35 heures |
| TOTAL EMPLOIS PERMANENTS | A | 6 | 35 heures |
| | B | 14 | 35 heures |
| | C | 12 | 35 heures |
| EMPLOIS PERMANENTS VACANTS | | | |
| Technicien territorial, Technicien principal de 2 ^{ème} classe, Technicien principal de 1 ^{ère} classe, Rédacteur territorial, Rédacteur principal de 2 ^{ème} classe, Rédacteur principal de 1 ^{ère} classe. | B | 1 | 35 heures |
| Adjoint technique territorial | C | 1 | 35 heures |
| TOTAL EMPLOIS PERMANENTS VACANTS | A | 0 | 35 heures |
| | B | 1 | 35 heures |
| | C | 1 | 35 heures |

Soit 32 agents permanents en poste.

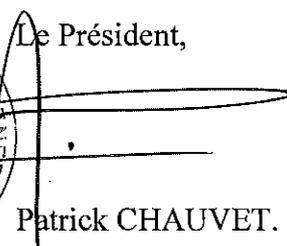
Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **ADOpte** la modification du tableau des emplois du SDE76 ainsi proposée.

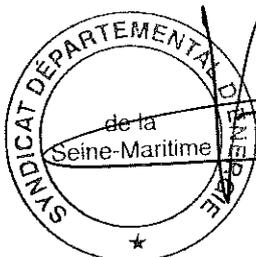
Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,



Patrick CHAUVET.



Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-18

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : DELIBERATION PORTANT MANDAT AU CENTRE DE GESTION
CONVENTION DE PARTICIPATION POUR LE RISQUE
« PREVOYANCE »**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-18-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-18

OBJET : DELIBERATION PORTANT MANDAT AU CENTRE DE GESTION CONVENTION DE PARTICIPATION POUR LE RISQUE « PREVOYANCE »

VU :

- le code général des collectivités territoriales,
- la loi n°83-634 du 13 juillet 1983 portant droits et obligations des fonctionnaires, notamment l'article 22 bis,
- la loi n° 84-53 du 26 janvier 1984 portant dispositions statutaires relatives à la fonction publique territoriale, notamment l'article 25,
- le décret n° 2011-1474 du 8 novembre 2011 relatif à la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics au financement de la protection complémentaire de leurs agents,
- la délibération du Centre de gestion en date du 29 juin 2018 approuvant le lancement d'une consultation pour la passation d'une convention de participation dans le domaine de la prévoyance,
- l'avis favorable de la commission des finances du 14 janvier 2019,

Considérant la saisine du comité technique qui se déroulera le 25 janvier 2019,

PROPOSITION :

Selon les dispositions de l'article 22 bis de la loi n°83-634 du 13 juillet 1983, les collectivités territoriales et leurs établissements publics peuvent contribuer au financement des garanties de protection sociale complémentaire auxquelles les agents qu'elles emploient souscrivent. La participation des personnes publiques est réservée aux contrats ou règlements garantissant la mise en œuvre de dispositifs de solidarité entre les bénéficiaires, actifs et retraités.

Ainsi, sont éligibles à cette participation des collectivités et de leurs établissements, les contrats et règlements en matière de santé et de prévoyance remplissant la condition de solidarité entre bénéficiaires, actifs et retraités, attestée par la délivrance d'un label dans les conditions prévues ou vérifiées dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence avec l'un des organismes suivants :

- mutuelles ou unions relevant du livre II du code de la mutualité,
- institutions de prévoyance relevant du titre III du livre IX du code de la sécurité sociale,
- entreprises d'assurance mentionnées à l'article L.310-2 du code des assurances.

Aux termes de l'article 25 de la loi n°84-53 du 26 janvier 1984, les centres de gestion peuvent conclure une convention de participation pour le compte des collectivités et établissements publics de leur ressort qui le demandent.

Le Centre de gestion de la Seine-Maritime a décidé de lancer une procédure de consultation pour la conclusion d'une convention de participation en matière de prévoyance permettant l'obtention de conditions tarifaires mutualisées attractives pour l'ensemble des collectivités qui lui donneront mandat.

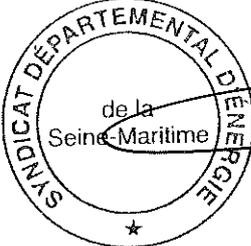
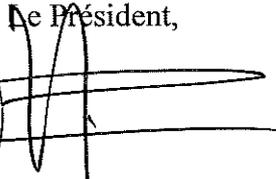
Il est précisé que l'organe délibérant garde la faculté de signer ou non la convention de participation qui lui sera proposée par le Centre de gestion de la Seine-Maritime à l'issue de la procédure de consultation.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **DECIDE** de se joindre à la procédure de mise en concurrence pour la passation de la convention de participation pour le risque « prévoyance » qui sera engagée en 2019 par le Centre de gestion de la Seine-Maritime.
- **DECIDE** de donner mandat au Centre de gestion de la Seine-Maritime pour la mise en œuvre d'une convention de participation.
- **DECIDE** de prendre acte que les tarifs et les garanties lui seront soumis préalablement afin qu'il puisse prendre ou non la décision de signer la convention de participation souscrite par le Centre de gestion de la Seine-Maritime.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délégation du Comité Syndical n° 2019/02/07-19

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : TAXE COMMUNALE SUR LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (TCFE) – SUBSTITUTION DU SDE76 A LA COMMUNE NOUVELLE DE VAL-DE-SCIE POUR LA PERCEPTION DU PRODUIT DE LA TCFE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-19-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-19

OBJET : TAXE COMMUNALE SUR LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (TCFE) – SUBSTITUTION DU SDE76 A LA COMMUNE NOUVELLE DE VAL-DE-SCIE POUR LA PERCEPTION DU PRODUIT DE LA TCFE

VU :

- l'article 23 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité,
- les articles L.2333-2 à L.2333-5 du code général des collectivités territoriales,
- les articles L.3333-2 à L.3333-3-3 du CGCT,
- l'article L.5212-24 du CGCT,
- l'arrêté préfectoral du substituant les communes nouvelles aux communes dont elles sont issues, dans le SDE76,

CONSIDERANT :

- que la commune nouvelle de Val-de-Scie a été créée en Seine-Maritime au 1^{er} janvier 2019.

Ainsi, le président expose les dispositions prévues à l'article L.5212-24 du CGCT, qui permettent au SDE76, sur délibérations concordantes de son comité et des conseils municipaux de chacune de ses communes membres, de se substituer à elles pour la perception de la TCFE visée à l'article L.2333-2.

PROPOSITION :

Le président propose à l'assemblée de délibérer sur ces dispositions et rappelle que leur application demeure valable tant que la commune ne rapporte pas sa délibération par une nouvelle décision contraire.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **DECIDE**, qu'à compter du 1^{er} janvier 2019, le SDE76 est substitué à la commune nouvelle de Val-de-Scie pour la perception de la TCFE sur son territoire ;
- **DECIDE** que le coefficient multiplicateur unique de la TCFE applicable sur le territoire de ces communes est fixé à 8,5 ;
- **INDIQUE** que, sauf délibération contraire, ce coefficient restera à 8,50 pour les années à venir ;
- **INDIQUE** que les autres termes de la délibération 2018/06/08-05 du 8 juin 2018 restent inchangés ;
- **CHARGE** le président de notifier cette décision aux services préfectoraux et au comptable assignataire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-20

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : TAXE COMMUNALE SUR LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (TCFE) – SUBSTITUTION DU SDE76 A LA COMMUNE NOUVELLE DES HAUTS-DE-CAUX POUR LA PERCEPTION DU PRODUIT DE LA TCFE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-20-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-20

OBJET : TAXE COMMUNALE SUR LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (TCFE) – SUBSTITUTION DU SDE76 A LA COMMUNE NOUVELLE DES HAUTS-DE-CAUX POUR LA PERCEPTION DU PRODUIT DE LA TCFE

VU :

- l'article 23 de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité,
- les articles L.2333-2 à L.2333-5 du code général des collectivités territoriales,
- les articles L.3333-2 à L.3333-3-3 du CGCT,
- l'article L.5212-24 du CGCT,
- l'arrêté préfectoral du substituant les communes nouvelles aux communes dont elles sont issues, dans le SDE76,

CONSIDERANT :

- que la commune nouvelle des Hauts-de-Caux a été créée en Seine-Maritime au 1^{er} janvier 2019.

Ainsi, le président expose les dispositions prévues à l'article L.5212-24 du CGCT, qui permettent au SDE76, sur délibérations concordantes de son comité et des conseils municipaux de chacune de ses communes membres, de se substituer à elles pour la perception de la TCFE visée à l'article L.2333-2.

PROPOSITION :

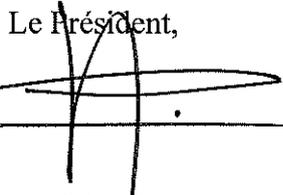
Le président propose à l'assemblée de délibérer sur ces dispositions et rappelle que leur application demeure valable tant que la commune ne rapporte pas sa délibération par une nouvelle décision contraire.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **DECIDE**, qu'à compter du 1^{er} janvier 2019, le SDE76 est substitué à la commune nouvelle des Hauts-de-Caux pour la perception de la TCFE sur son territoire ;
- **DECIDE** que le coefficient multiplicateur unique de la TCFE applicable sur le territoire de ces communes est fixé à 8,5 ;
- **INDIQUE** que, sauf délibération contraire, ce coefficient restera à 8,50 pour les années à venir ;
- **INDIQUE** que les autres termes de la délibération 2018/06/08-05 du 8 juin 2018 restent inchangés ;
- **CHARGE** le président de notifier cette décision aux services préfectoraux et au comptable assignataire.

Fait et délibéré en séance, le jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-21

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **RAPPORT ET DÉBAT D'ORIENTATION BUDGÉTAIRE 2019**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-21-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | Représentant | Présent | |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|-----|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-21

OBJET : RAPPORT ET DÉBAT D'ORIENTATION BUDGÉTAIRE 2019

VU :

- la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République relative à la transparence et à la responsabilité financières des collectivités territoriales,
- l'article L2312-1 du CGCT prévoyant que dans les communes de 3 500 habitants et plus, ou dans un EPCI comprenant au moins une commune de 3 500 habitants, un débat d'orientation budgétaire a lieu dans les deux mois précédant le vote du budget,
- vu le décret n°2016-841 du 24 juin 2016 relatif au contenu, ainsi qu'aux modalités de publication et de transmission du rapport d'orientation budgétaire,

CONSIDÉRANT :

- que dans un EPCI d'au moins 10 000 habitants, le président présente au comité syndical, dans un délai de deux mois précédant l'examen du budget, un rapport sur les orientations budgétaires, les engagements pluriannuels envisagés, la structure et la gestion de la dette, l'évolution prévisionnelle des dépenses de personnel,
- que ce rapport donne lieu à un débat,
- que ce rapport est transmis au représentant de l'Etat dans le département,
- que ce rapport fait l'objet d'une publication,
- que le contenu du rapport, ainsi que les modalités de sa transmission et de sa publication sont fixés par décret,

Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **PREND ACTE** de la tenue du Débat d'Orientation Budgétaire,
- **PREND ACTE** de l'existence du Rapport sur l'Orientation Budgétaire sur la base duquel se tient le Débat d'Orientation Budgétaire,
- **APPROUVE** le Débat d'Orientation Budgétaire 2019 sur la base du Rapport d'Orientation Budgétaire 2019,
- **AUTORISE** le président à délivrer les arrêtés de subvention nécessaires dès à présent pour le programme 2019, sans attendre le vote du budget, lorsque les opérations sont coordonnées à des travaux de voirie réalisés au 1^{er} trimestre 2019.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

Patrick CHAUVET.



Rapport d'orientation budgétaire 2019

Instauré par la loi du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, le rapport d'orientation budgétaire a pour objet d'appuyer le débat d'orientation budgétaire, afin de permettre de discuter des orientations budgétaires de la collectivité et d'informer sur sa situation. Ce rapport est donc le socle de la démocratie participative du comité syndical en facilitant les discussions sur les priorités et les évolutions de la situation financière de la collectivité préalablement au vote du budget.

Conformément à l'article L.2312-1 du Code Général de Collectivités territoriales, modifié par l'article 107 de la loi « NOTRe », il incombe au président de présenter le rapport sur les orientations budgétaires, les engagements pluriannuels envisagés, ainsi que sur la structure et la gestion de la dette dans les deux mois précédant le vote du budget. Plus spécifiquement, pour le SDE76 le rapport doit inclure une présentation de la structure et de l'évolution des dépenses de personnel et des effectifs. Il doit préciser un ensemble d'informations budgétaires et financières inclus dans le décret n° 2016-841 du 24 juin 2016.

Le SDE76 s'attache donc à réaliser ce rapport avec rigueur et s'implique dans cette démarche d'informations afin de permettre un débat constructif nécessaire pour une démocratie participative de qualité.

Afin de faciliter la visibilité et de donner les clés nécessaires au débat budgétaire, le SDE76 maintient une pérennité dans la présentation de ses rapports.

Sommaire

| | |
|--|----|
| I/ Contexte général | 3 |
| A/ Situation générale | 3 |
| B/ Situation de la collectivité | 3 |
| II/ Situation et orientation de la collectivité | 8 |
| A/ Section de fonctionnement | 8 |
| 1- Recettes | 8 |
| 2- Dépenses..... | 9 |
| B/ Section d'investissement | 10 |
| 1- Recettes | 10 |
| 2- Dépenses..... | 11 |
| C/ Analyse financière | 12 |
| 1- Épargne brute | 12 |
| 2- Épargne de gestion | 12 |
| 3- Épargne nette ou autofinancement | 12 |
| 4- Évolution de la dette..... | 13 |
| III/ Gestion et prévision des ressources humaines..... | 15 |
| A/ Les ressources humaines 2015-2018 | 15 |
| 1- L'évolution des effectifs..... | 15 |
| 2- La pyramide des âges | 16 |
| 3- La répartition des agents selon leur catégorie | 17 |
| 4- Parité et diversité | 18 |
| 5- Le temps de travail | 18 |
| 6- La rémunération | 19 |
| 7- La gestion prévisionnelle de l'emploi et des charges de personnels | 19 |
| IV/ Les orientations budgétaires..... | 20 |
| A/ Les perspectives stratégiques | 20 |
| B/ Les orientations budgétaires | 21 |
| V/ Le budget annexe de génie civil..... | 24 |
| VI/ Le budget annexe de la maintenance d'éclairage public..... | 24 |
| VII/ Le budget annexe pour le service public industriel et commercial SDE76 Solaire..... | 25 |

I/ Contexte général

A/ Situation générale

Lors de notre Rapport d'orientation Budgétaire de l'année 2018, nous présentions le Projet de Loi de Programmation des Finances Publiques 2018-2022. Celui-ci a pour objectif de fournir un cadre quinquennal pour les finances publiques, qui est exposé annuellement dans les lois de finances successives.

Le projet de loi de finances pour 2019 s'inscrit dans la continuité du Projet de Loi de Finances 2018 et il se conforme au cadre du Projet de Loi de Programmation des Finances Publiques qui pose des règles de restriction des dépenses de fonctionnement et les incitations au maintien du niveau d'investissement.

Ce projet de loi 2019 doit être étudié à la lumière du contexte législatif qui l'encadre. En effet, il a été élaboré peu de temps avant la réforme sur la fiscalité locale prévu au 1^{er} trimestre 2019 qui a pour objectif de formaliser le cadre financier avant les élections locales de 2020. Par conséquent, ce projet de loi est souvent qualifié de texte transitoire. Il ne comporte donc pas de modification significative pour les collectivités en matière de fiscalité locale. A l'instar des dernières lois de finances, le Projet de Loi de Finances 2019 distille son lot d'ajustement ou de mesures correctives à caractère le plus souvent technique.

B/ Situation de la collectivité

Depuis longtemps le SDE76 s'attache à offrir un service public de qualité à nos adhérents. Cette ambition est confrontée à une réalité de mutation territoriale qui impose à notre collectivité de pouvoir s'adapter et réfléchir à notre possibilité d'intervention sur le territoire.

Dans cette logique, et après le travail déjà effectué pour la métropole de Rouen, le SDE76 établit une grande collaboration avec la communauté urbaine du Havre qui a vu son existence consacrée au 1^{er} janvier 2019. Nos services s'attèlent à établir en partenariat avec la CU une réflexion juridique permettant à chaque entité de réaliser ses missions.

Rétrospective sur l'impact des modifications de périmètre des collectivités et évolution

Les modifications de périmètres des communes

Conformément à la loi n° n° 2015-292 du 16 mars 2015 relative à l'amélioration du régime de la commune nouvelle, pour des communes fortes et vivantes, 8 communes nouvelles ont été créées depuis le 1^{er} janvier 2016 et par conséquent ont impacté le SDE76. Les dispositions financières qui en découlent pour la collecte/et ou le reversement de la TCCFE notamment ont été actées par délibération.

Au 1^{er} janvier 2019, deux communes nouvelles ont été créées : VAL-DE-SCIE et LES-HAUTS-DE-CAUX.

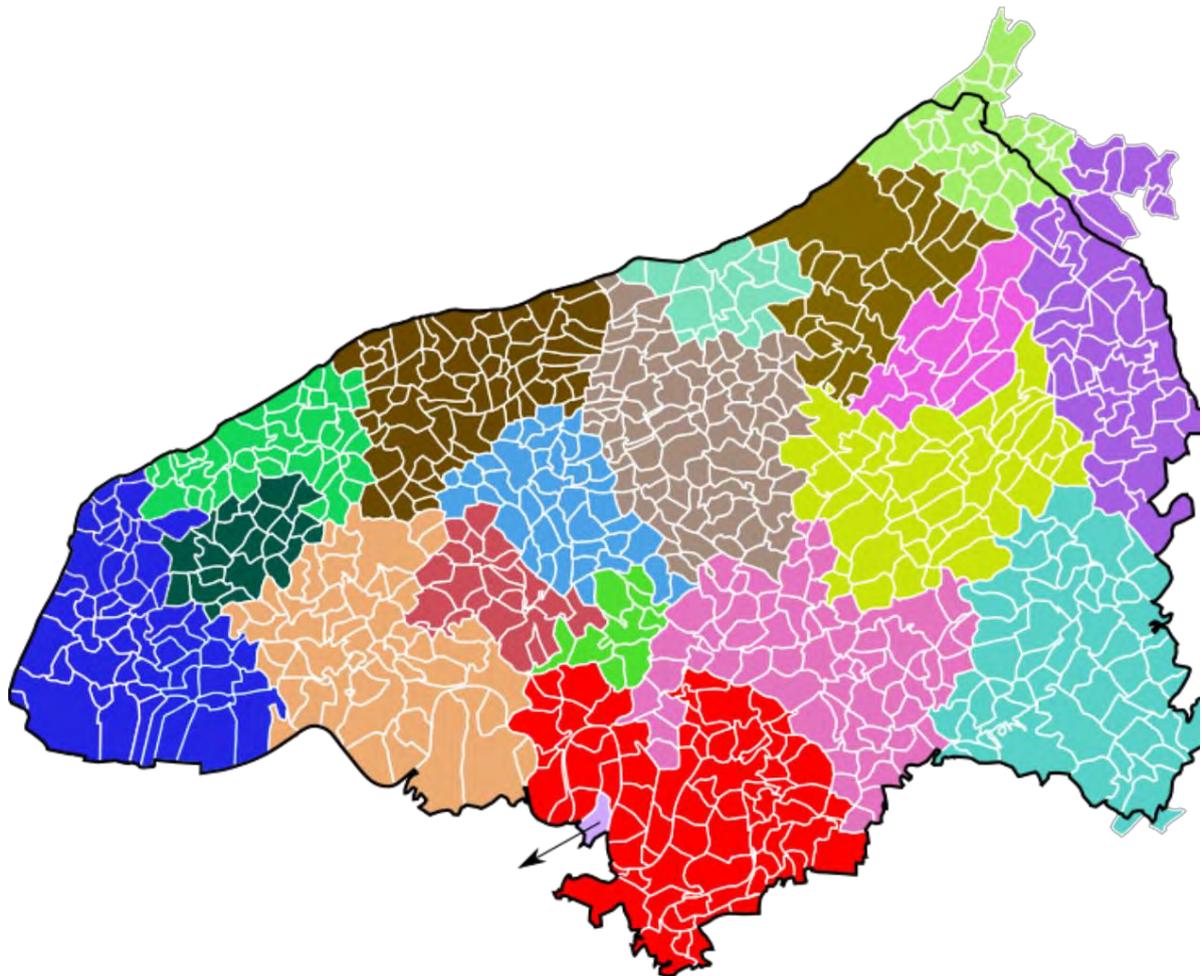
**TABLEAU RECAPITULATIF DES COMMUNES NOUVELLES
CREEES DEPUIS LE 1^{er} JANVIER 2016**

| Nom des communes fondatrices | Nom de la commune nouvelle et population totale (chiffre INSEE à la date de création) | Date de création | Adresse du chef-lieu |
|--|---|------------------------------|--|
| La Mailleraye-sur-Seine Saint-Nicolas-de-Bliquetuit | ARELAUNE-EN-SEINE 2 617 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | Hôtel de ville 1, place Henri Malou La Mailleraye sur Seine 76940 ARELAUNE-EN-SEINE |
| Forges-les-Eaux Le Fossé | FORGES-LES-EAUX 4 244 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | Hôtel de ville Forges les Eaux 76440 FORGES-LES-EAUX |
| Assigny Auquemesnil Belleville-sur-Mer Berneval-le-Grand Biville-sur-Mer Bracquemont Brunville Derchigny Glicourt Gouchaupré Greny Guilmecourt Intraville Penly Saint-Martin-en-Campagne Saint-Quentin-au-Bosc Tocqueville-sur-Eu Tourville-la-Chapelle | PETIT-CAUX 9 353 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | 3, rue du val aux comtes Saint Martin en Campagne 76370-PETIT-CAUX |
| Auberville-la-Campagne Notre-Dame-de-Gravenchon Touffreville-la-Câble Triquerville | PORT-JEROME-SUR-SEINE 9 756 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | Hôtel de ville Place d'Isny Notre Dame de Gravenchon 76330 PORT-JEROME-SUR-SEINE |
| Caudebec-en-Caux Villequier Saint-Wandrille-Rançon | RIVES-EN-SEINE 4 260 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | Hôtel de ville 1, avenue Winston Churchill Caudebec en Caux 76490 RIVES-EN-SEINE |

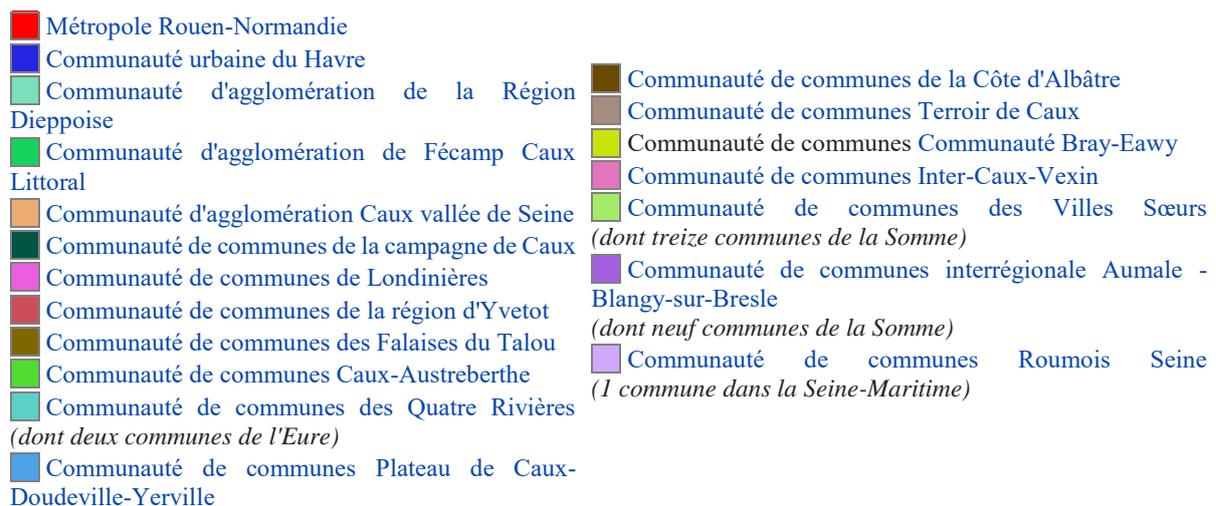
| | | | |
|---|---|------------------------------|---|
| Betteville La Folletière Fréville Mont-de-l'If | SAINT-MARTIN- DE-L'IF 1 702 habitants | 1 ^{er} janvier 2016 | 47, rue d'Yvetot Fréville 76190 SAINT-MARTIN-DE-L'IF |
| Auzouville-Auberbosc Bennetot Bermonville Fauville-en-Caux Ricarville Saint-Pierre-Lavis Sainte-Marguerite-sur- Fauville | TERRES-DE-CAUX 4129 habitants | 1 ^{er} janvier 2017 | Place Gaston Sanson Fauville-en-Caux 76640 TERRES-DE-CAUX |
| Bosc-Roger-sur-Buchy Buchy Estouteville-Ecalles | BUCHY 2782 habitants | 1 ^{er} janvier 2017 | Place du Général de Gaulle 76750 BUCHY |
| Auffay Cressy Sévis | VAL-DE-SCIE 2592 habitants | 1 ^{er} janvier 2019 | Rue Roger Fossé Auffay 76720 VAL DE SCIE |
| Autretot Veauville-les-Baons | LES-HAUTS-DE- CAUX 1457 habitants | 1 ^{er} janvier 2019 | 2 allée des Tisserands Autretot 76190 LES HAUTS DE CAUX |

Les modifications de périmètres des intercommunalités à fiscalité propre

Conformément à la loi NOTRe, un nouveau paysage intercommunal s'est dessiné au 1^{er} janvier 2017. Celui-ci évolue au 1^{er} janvier 2019 avec la naissance de la Communauté Urbaine du Havre issue de la fusion de la CA Havraise, la CC Caux Estuaire et la CC du canton de Criquetot l'Esneval.



Composition au 1^{er} janvier 2019 :



Les modifications de périmètres n'ont pas d'impact financier majeur, sauf à constater une surcharge de travail pour les personnels afin d'adapter les dossiers en cours sur les nouvelles communes/et ou entités intercommunales correspondantes.

En parallèle, et toujours soucieux de permettre au SDE76 d'être efficient et d'accomplir avec succès nos missions, un travail de fond est en cours pour modifier nos statuts qui sont le fondement juridique du service public dont le SDE76 a la responsabilité.

L'année 2019 sera empreinte d'un évènement fort pour notre collectivité, puisque la négociation du futur contrat de concession avec ENEDIS arrive à son terme. La concrétisation de ce travail d'envergure devrait aboutir lors du premier semestre 2019.

Conscient de l'évolution qui doit être portée par les collectivités territoriales, le SDE76 s'investit dans le champ des compétences qui sont les siennes afin de proposer nos services au plus grand nombre. Au-delà de l'accroissement de l'expertise humaine au sein de notre collectivité, le SDE76 s'investit largement dans la mutualisation entre collectivités afin d'accroître l'efficacité de l'ensemble des acteurs locaux.

Dans une logique de mutualisation, le SDE76 est intégré dans une entente regroupant les cinq syndicats d'énergie de la région Normandie. Ce regroupement offre un cadre de réflexion qui nous permet d'échanger et de mutualiser nos pratiques professionnelles. De plus, cette structure est l'occasion d'échanger avec la Région en regroupant l'ensemble « des voix » composant le territoire Régional. Pour l'année 2019, le SDE76 devra assumer la Présidence de cette entente.

II/ Situation et orientation de la collectivité

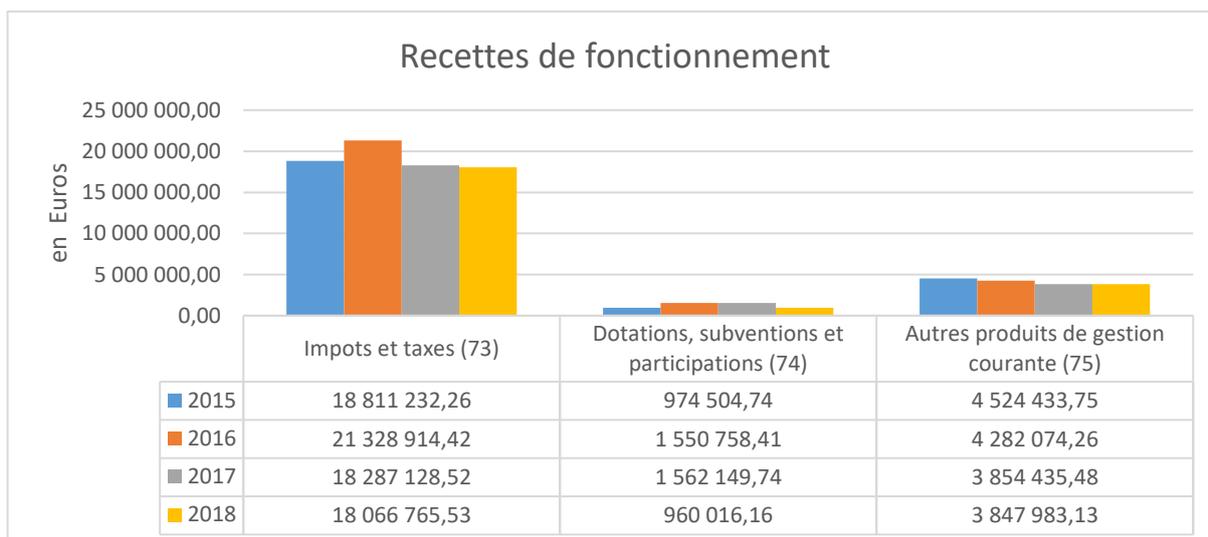
Cette partie du rapport permet de mettre en lumière la situation comptable de la collectivité depuis 2015 et de servir de fondement à une analyse financière. Un parallélisme de présentation avec le ROB 2018 est réalisé afin de faciliter le débat.

A/ Section de fonctionnement

Cette section est primordiale pour notre collectivité. Elle regroupe la majorité de nos recettes réelles et ainsi elle détermine l'ampleur des investissements qui peuvent être réalisés pour le territoire du SDE76. Grâce à une gestion efficiente et pragmatique de nos dépenses de fonctionnement, le budget permettra de consacrer ses recettes pour la réalisation de nos missions de service public.

1- Recettes

Nos principales recettes de fonctionnement se composent de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité, de la Taxe Départementale et de redevances : R1, R2 et Redevance gaz.

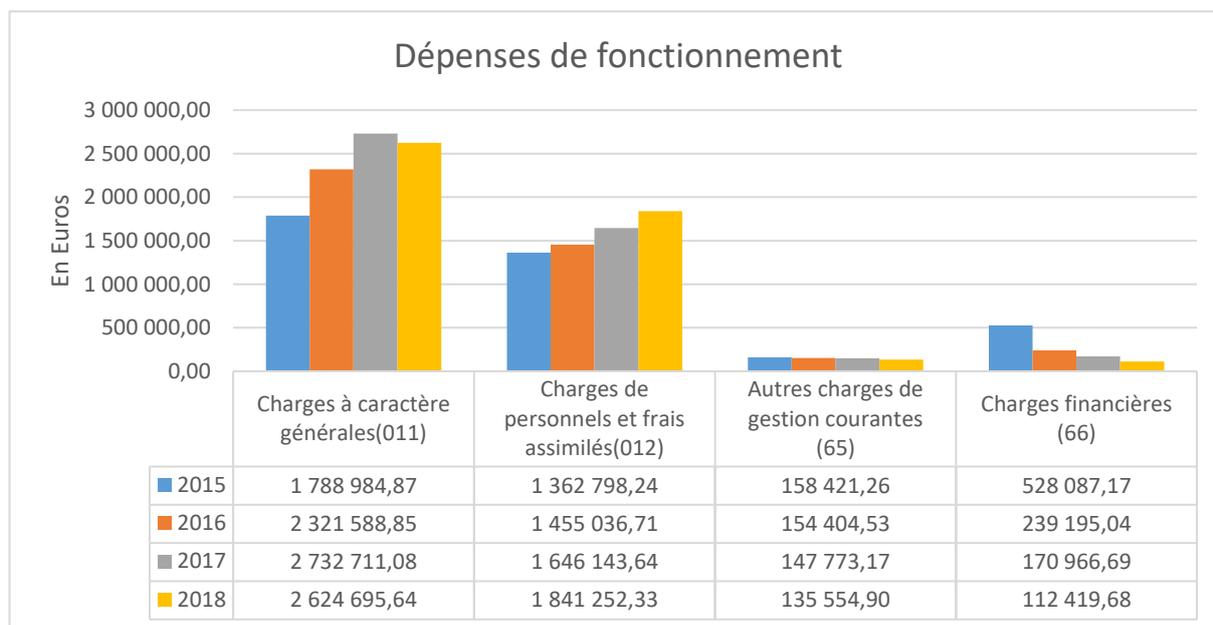


En ce qui concerne le chapitre 73, la diminution provient de la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'électricité. En effet, le montant perçu au titre de cette taxe est totalement corrélé aux consommations d'électricité et sa réalisation est donc notamment induite par les conditions climatiques. Ce chapitre budgétaire comptabilise également la Taxe Départementale qui est versée par le Département au titre des dépenses engagées par le SDE76 pour les travaux réalisés au nom de notre maîtrise d'ouvrage, ainsi que pour les dotations allouées aux adhérents pour ses travaux d'éclairage public. Ce soutien financier est déterminant et il révèle la volonté départementale de soutenir les efforts d'investissement au profit des territoires ruraux.

Pour le chapitre 74, son montant s'explique par la prise de propriété par le SDE76 des fourreaux de télécommunication sur son budget annexe. La différence sera mise en lumière lors de l'analyse de notre budget annexe. Ce transfert de budget révèle l'implication du SDE76 dans la réalisation des investissements qui lui incombent au titre de sa maîtrise d'ouvrage.

Enfin le chapitre 75 concerne la redevance de fonctionnement, la redevance d'investissement, la redevance gaz, ainsi que la Part Couverte par le Tarif. Ces recettes sont stables comparativement à 2018.

2- Dépenses



1/ Charges à caractère général

Elles sont impactées par deux dépenses prépondérantes et déterminantes qui sont réalisées pour la bonne exécution de nos missions de service public.

Les dépenses concernant le génie civil : ces dépenses sont celles permettant au SDE76 d'être facilitateur pour la réalisation du service public de télécommunication. En collaboration avec ORANGE, nous réalisons des tranchées communes afin de pouvoir installer le matériel fourni par ORANGE. Ces dépenses ne sont pas imputables à la section d'investissement, mais elles participent à l'amélioration des réseaux de notre territoire. Pour 2019, ces dépenses s'élèvent à 1 620 058.15€.

Les bornes de recharges pour véhicules électriques (IRVE)

Soucieux de concrétiser son rôle pour la transition énergétique, le SDE76 s'est attelé à déployer sur son territoire un maillage de bornes de recharge pour véhicules électriques. En parallèle des dépenses d'investissement réalisées, notre collectivité a fait le choix d'assumer les charges de fonctionnement afin de garantir un déploiement territorial optimal au profit de tous les usagers.

2/ Les charges de personnel

Les charges de personnels suivent obligatoirement les évolutions réglementaires et législatives liées à la carrière des agents. Ces évolutions ont inéluctablement un impact financier. De plus, la vie d'une collectivité implique de financer des remplacements pour certains postes.

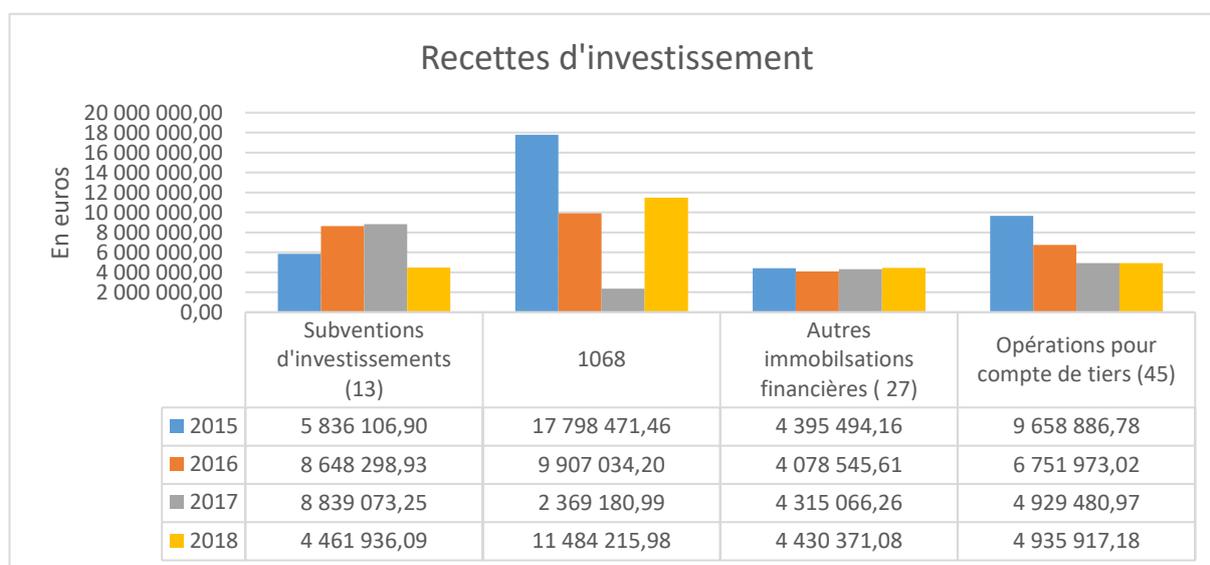
Face à l'évolution de nos compétences et de nos besoins, le SDE76 a réalisé deux nouveaux recrutements en 2018. Ces créations concernent le nouveau service de la transition énergétique. Ainsi, un conseiller en énergie partagé et un agent en charge des achats groupés d'énergie nous ont permis d'accroître notre expertise au service des adhérents pour les accompagner dans la transition énergétique de leur territoire.

B/ Section d'investissement

Grace à une gestion rigoureuse et maîtrisée de nos dépenses de fonctionnement, nous réalisons des excédents de fonctionnement permettant le financement des travaux d'investissement demandés par les collectivités membres du SDE76.

1- Recettes

Nos recettes d'investissement se composent majoritairement des subventions versées par le CAS FACE, des participations de nos adhérents, de l'excédent de fonctionnement capitalisé (1068), de la récupération de la TVA et de nos opérations pour compte de tiers.



Le chapitre budgétaire concernant les subventions d'investissement (chapitre 13) affiche une diminution en 2018. Celle-ci provient des aides du CAS FACE. En effet, les demandes réalisées pour l'attribution de ces subventions lors de l'année 2018 n'ont pas encore fait l'objet d'un versement effectif au profit de notre collectivité. Ainsi, 2 700 000€ sont en attente de versement. Il est à souligner que le suivi administratif de cette recette impose une gestion de plus en plus importante. Le second élément expliquant la baisse de ce chapitre est lié à une fluctuation des participations demandées pour les travaux inopinés. Le montant de cette recette est lié à des demandes au fil de l'eau et il ne peut par conséquent pas être stable.

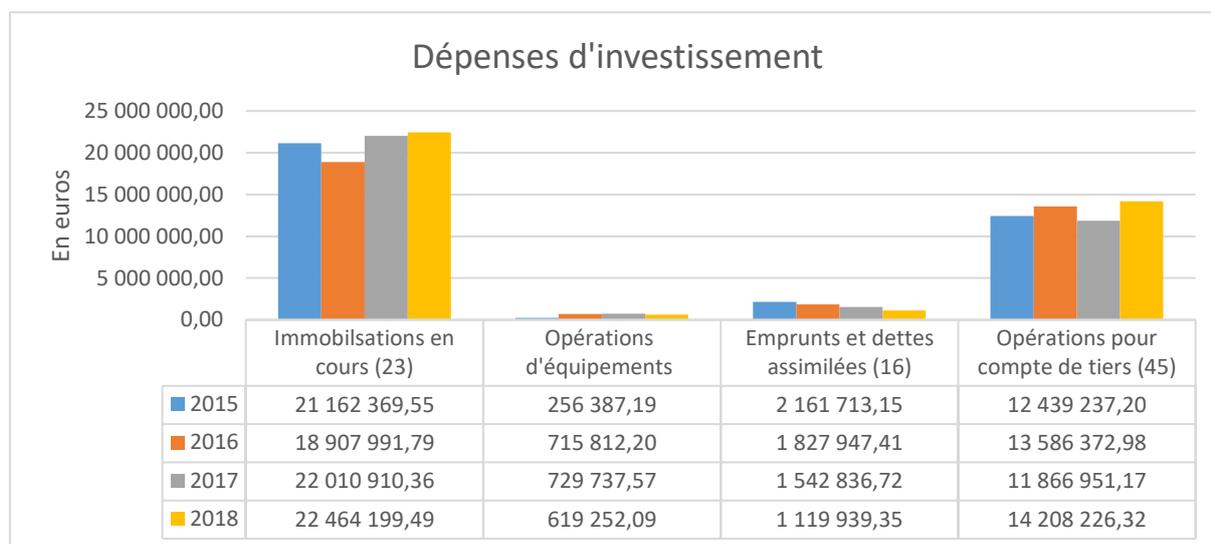
En ce qui concerne le compte 1068, sa fluctuation est inhérente aux écritures comptables et il devra être étudié au regard du compte 002.

Le chapitre 27 correspond au reversement de la TVA par ENEDIS sur les travaux réalisés pour le réseau électrique.

Enfin, les opérations pour compte de tiers sont essentiellement des recettes versées par les adhérents au titre de leur participation sur les travaux de câble d'éclairage public et au titre des travaux d'éclairage public.

2- Dépenses

Nos dépenses d'investissement révèlent les travaux réalisés par le syndicat.



Le chapitre 23 correspond aux travaux réalisés par le SDE76 en sa qualité d'autorité concédante sur les réseaux électriques. Le montant réalisé nous permet de constater la forte implication du SDE pour la réalisation de nos travaux. Ces dépenses sont conditionnées par les demandes de nos adhérents auxquelles nous portons une attention particulière. Le service technique s'attache à travailler avec les élus locaux sur le terrain afin de répondre au mieux à leurs besoins.

Nos dépenses en opération de compte de tiers reflètent également l'implication du syndicat dans sa mission de maître d'ouvrage délégué pour les travaux d'éclairage public.

Les opérations d'équipements comprennent plusieurs postes de dépenses budgétaires. Les études sans suite sont réalisées sur ce chapitre budgétaire. De même, la réalisation des travaux pour le siège social a impacté cette dépense.

En ce qui concerne les dépenses affectées aux emprunts, elles sont détaillées au paragraphe C-4.

C/ Analyse financière

L'analyse financière du syndicat permet de donner une image de sa stabilité budgétaire et ainsi donner les outils nécessaires pour réaliser une projection de notre activité.

1- Épargne brute

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Épargne brute | 21 959 463,95 | 23 542 010,44 | 19 487 764,42 | 18 520 000,00 |

Elle correspond à l'excédent des recettes réelles de fonctionnement sur les dépenses réelles de fonctionnement. Cette épargne inclut les charges financières liées à l'emprunt, c'est-à-dire le remboursement des intérêts de la dette.

Son évolution est donc intrinsèquement liée aux réalisations de la section de fonctionnement. Pour le SDE76, et pour tout autre syndicat d'énergie, son montant est révélateur d'une bonne gestion. En effet, la spécificité de nos comptabilités est de percevoir la majorité de nos recettes en section de fonctionnement. Il est donc nécessaire de porter un regard attentif sur ce niveau d'épargne qui permettra de financer nos dépenses d'investissement.

2- Épargne de gestion

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------|------------|
| Épargne de gestion | 21 431 376,78 | 23 302 815,40 | 19 316 797,73 | 18 410 000 |

Elle correspond à l'excédent des recettes réelles de fonctionnement sur les dépenses réelles de fonctionnement hors charges d'intérêts. Elle mesure l'épargne dégagée dans la gestion courante hors frais financier.

Notre épargne de gestion étant presque identique à l'épargne brute, nous pouvons donc constater aisément que les charges d'intérêts supportées par le syndicat ne grèvent pas nos dépenses d'investissement.

3- Épargne nette ou autofinancement

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---------------|---------------|---------------|------------|
| Épargne nette ou autofinancement | 19 269 663,63 | 21 474 867,99 | 17 773 961,01 | 17 290 000 |

Celle-ci mesure l'épargne disponible pour l'équipement brut, après financement des remboursements de dette. La maîtrise de nos dépenses de fonctionnement nous permet de pouvoir financer nos investissements et donc nos travaux sans avoir à recourir à l'emprunt.

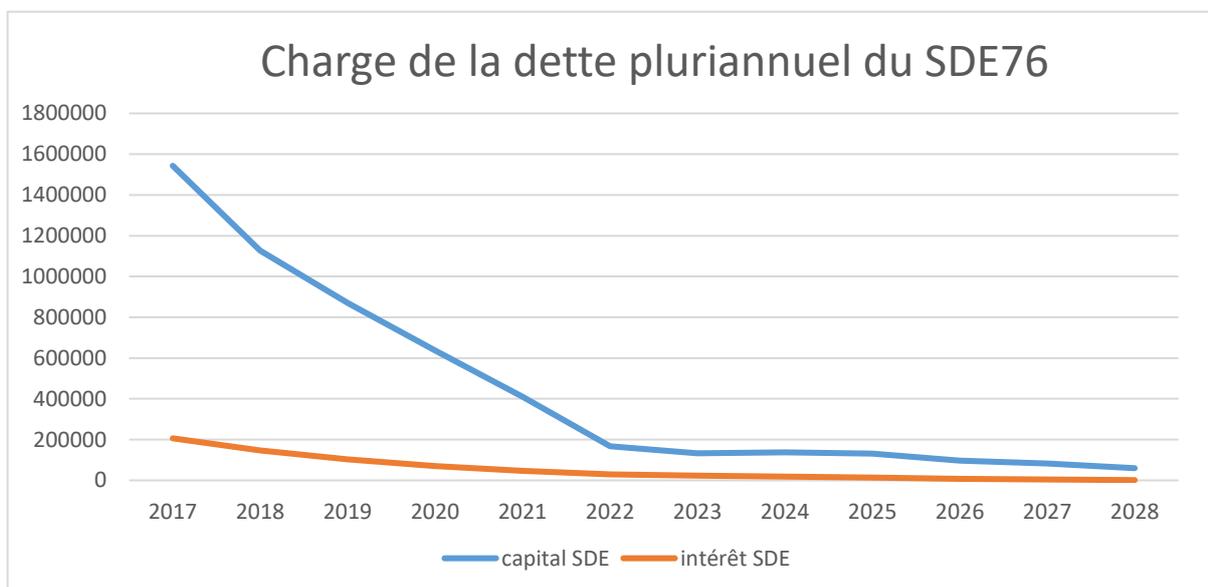
4- Évolution de la dette

Grace à sa gestion saine et rigoureuse qui imprègne le suivi budgétaire du SDE, le recours à l'emprunt n'a jamais été nécessaire pour financer nos dépenses d'investissement. Par contre, au moment de la reprise des syndicats primaires, le SDE76 a dû intégrer dans sa comptabilité les emprunts contractés par les anciens syndicats au titre de l'éclairage public et des travaux liés à l'électricité.

En tant qu'autorité concédante, le SDE76 honore en son nom les emprunts liés aux travaux d'électricité. Quant aux travaux concernant l'éclairage public, des conventions formalisent l'engagement des communes à rembourser la part d'emprunt acquittée au préalable par notre collectivité.

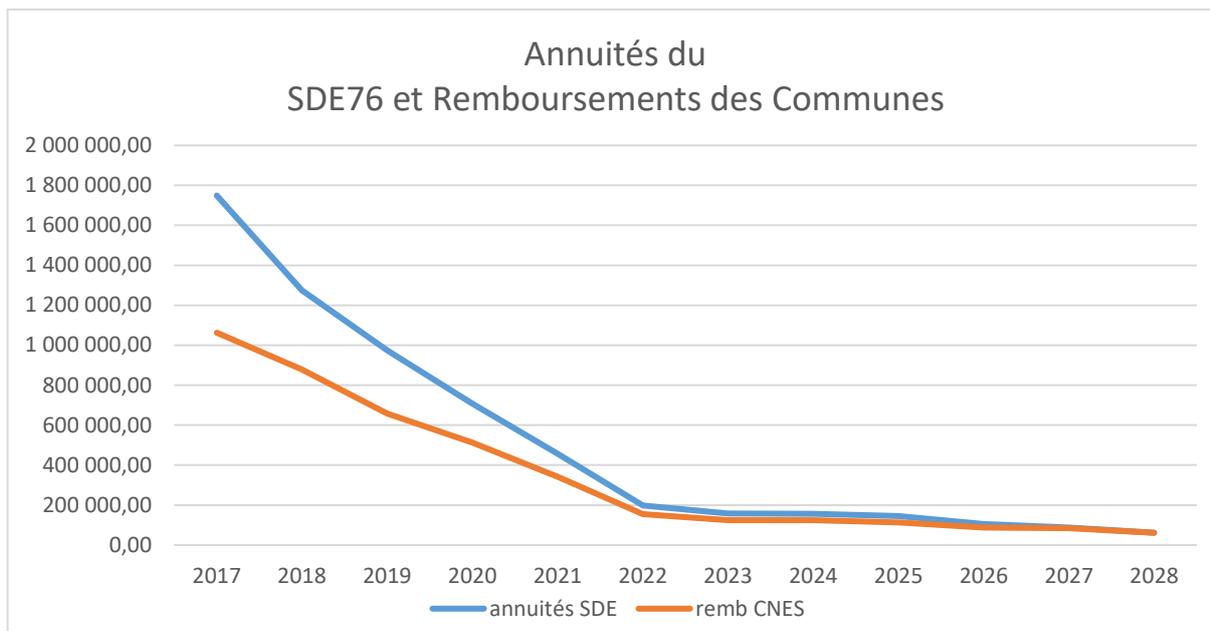
Cette particularité induit une double lecture de notre situation. En effet, nous devons analyser les annuités assumées par le syndicat en concomitance avec les remboursements des communes.

Pendant les neuf prochaines années les charges afférentes à l'emprunt seront en forte diminution, nous permettant ainsi de dégager de nouvelles marges budgétaires.



Ce graphique nous permet d'analyser la situation d'endettement du SDE76. Le capital restant dû est de 3 432 053.99€ au 1^{er} janvier 2019.

Eu égard à la particularité évoquée de ses emprunts, la situation doit être mise en perspective avec les montants acquittés par les communes, afin de donner une vision réaliste de la part de la dette dans nos charges.



Ce graphique illustre la part assumée par les communes et celle assumée par le SDE76. La première lecture permet de constater que dans moins de 4 ans la charge de la dette pour le syndicat sera résiduelle.

La tableau ci-dessous synthétise les annuités à la charge du SDE76, (c'est-à-dire les intérêts et le capital) et les montants reversés par les communes.

| | Annuité SDE76 | Remboursement communes | Delta restant au budget SDE76 |
|-------------|----------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| 2017 | 1 749 182.23 € | 1 062 742.91 € | 686 439.32 € |
| 2018 | 1 274 707.07 € | 878 488.79 € | 396 218.28 € |
| 2019 | 973 755.97 € | 658 536.39 € | 315 219.58 € |
| 2020 | 707 530.92 € | 512 166.81 € | 195 364.11 € |
| 2021 | 457 089.52 € | 340 997.71 € | 116 091.81 € |
| 2022 | 196 972.95 € | 153 842.88 € | 43 130.07 € |

III/ Gestion et prévision des ressources humaines

A/ Les ressources humaines 2015-2018

| Statut des agents en activité | 01/01/2016 | 01/01/2017 | 01/01/2018 | 01/01/2019 |
|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Titulaires | 22 | 21 | 22 | 24 |
| Contractuels | 6 | 8 | 11 | 12 |
| Contractuels CDG | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Total | 28 | 30 | 33 | 36 |
| Total ETP | 27,6 | 29,5 | 32,3 | 35,4 |

1- L'évolution des effectifs

Le Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime compte, au 1^{er} janvier 2019, 36 agents en position d'activité. Les effectifs sont répartis de la façon suivante :

Statut :

- 67 % des agents sont titulaires ou stagiaires de la fonction publique territoriale (dont 1 agent détaché de la fonction publique d'État).
- 33 % des agents sont des contractuels.

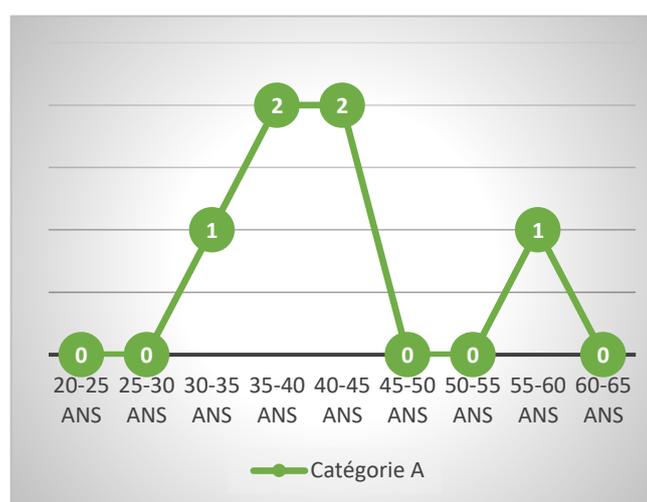
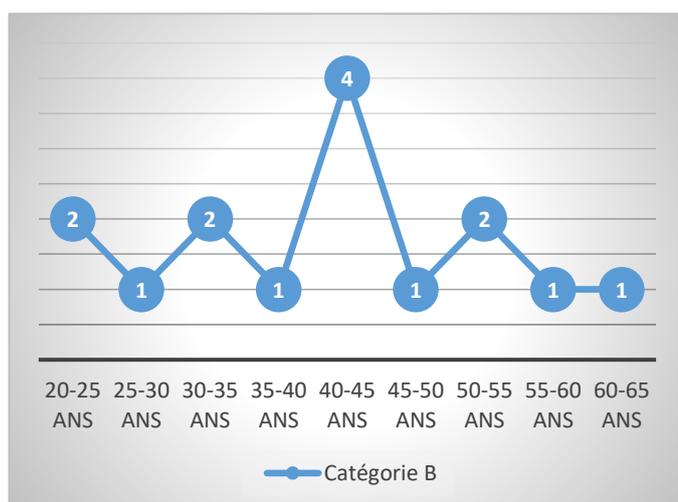
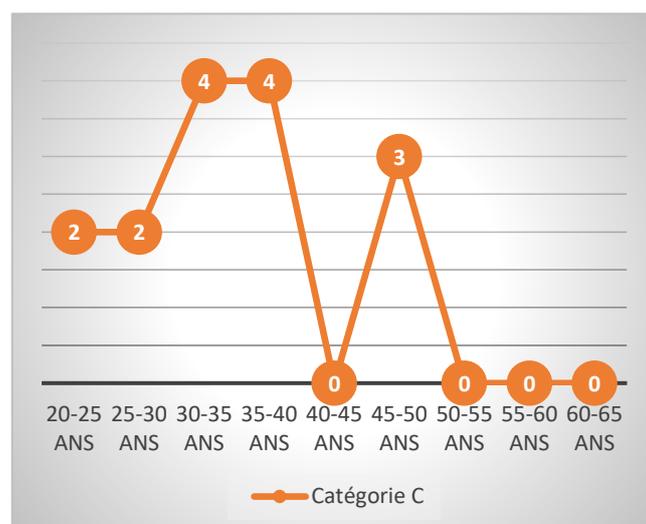
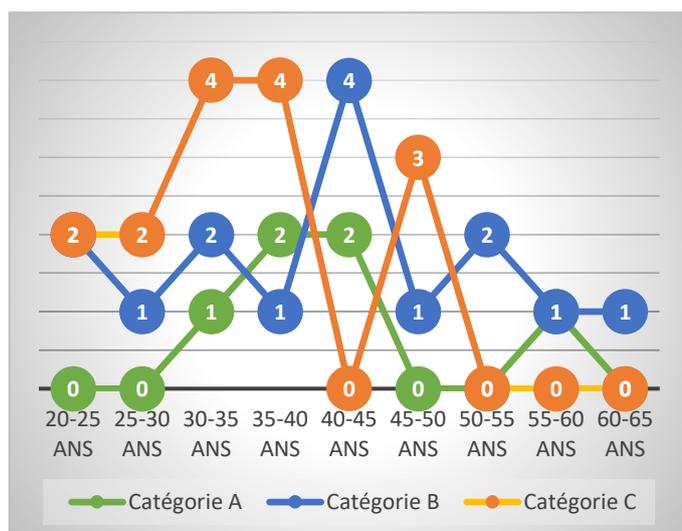
Temps de travail :

- 33 agents travaillent à temps complet.
- 3 agents travaillent à temps partiel (80% du temps de travail).

Autres positions : non comptabilisés, 4 agents ne sont pas en activité. Parmi eux :

- 3 sont en position de disponibilité.
- 1 est en position de détachement auprès d'une autre administration.

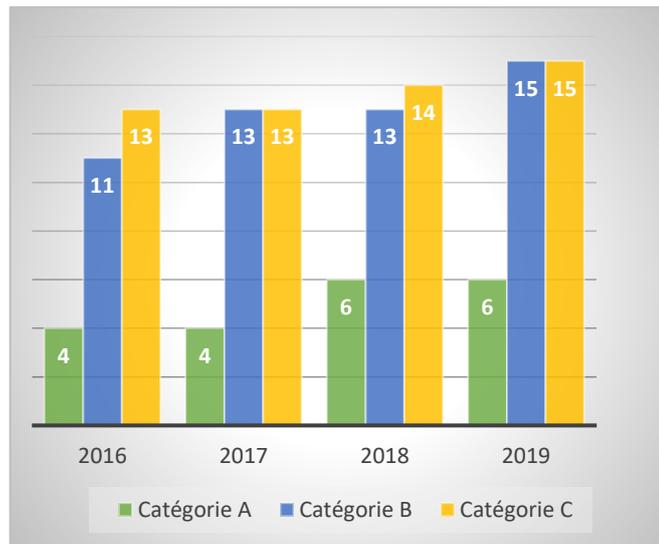
2- La pyramide des âges



La pyramide des âges permet de constater les éléments suivants :

- Une grande vague de départs est à anticiper pour l'horizon 2028-2033 et concerne principalement la catégorie B. Elle sera suivie d'une seconde vague, plus importante, à l'horizon 2038-2043.
- La moyenne d'âge des agents du SDE est de 38 ans.

3- La répartition des agents selon leur catégorie



Le nombre d'agents et leur répartition au sein des catégories A, B et C permet d'analyser l'évolution des agents de notre collectivité.

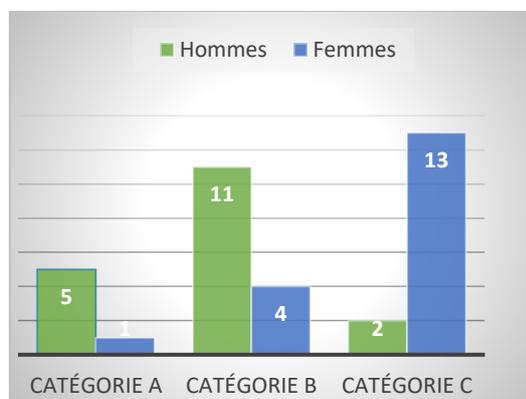
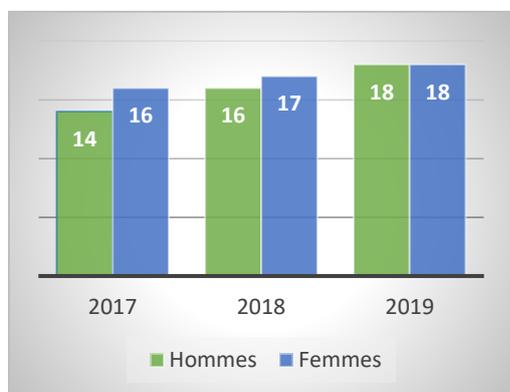
En ce qui concerne la catégorie A, le nombre concerné reste identique et aucune création de poste n'a été réalisée en 2018.

Pour la catégorie B, le SDE76 a fait le choix de recruter deux agents afin de réaliser les missions inhérentes à la transition énergétique. En effet, un poste de conseiller en énergie partagé nous permet d'apporter une expertise à nos adhérents. Ce poste est financé en partenariat avec L'ADEME. Toujours déterminé à offrir un service public de qualité sur notre territoire et à œuvrer pour la transition énergétique, un agent a été recruté pour travailler sur les achats groupés d'énergie.

Enfin, la catégorie C a connu le départ en 2018 d'un agent qui a changé de fonction publique. Par ailleurs, deux personnes sont en situation de congé maternité, ce qui a rendu obligatoire leur remplacement par le biais du recrutement de deux contractuels en contrat à durée déterminée.

4- Parité et diversité

Parité et diversité :



Les effectifs du SDE sont composés d'autant de femmes que d'hommes. Une inégale répartition des sexes sera cependant constatée au sein des différentes catégories. Les femmes représentent :

- 17% de la catégorie A,
- 27% de la catégorie B
- 87% de la catégorie C.

Par ailleurs, la moyenne d'âge diffère nettement en fonction du sexe :

- 35 ans pour les femmes
- 41 ans pour les hommes

5- Le temps de travail

Conformément à la législation en vigueur, le personnel du SDE est rémunéré sur la base de 35 heures. Il existe cependant différents cycles horaires qui donnent lieu à jour(s) de récupération du temps de travail.

Soucieux d'offrir un cadre de travail positif, le SDE76 a investi depuis 2016 dans un logiciel de gestion des temps, offrant ainsi la possibilité à chacun d'organiser son temps de travail dans le pur respect de son cycle horaire. Ce logiciel permet au service ressources humaines de vérifier que le temps de travail obligatoire est effectué tout en donnant une liberté aux agents (plages horaires obligatoires). Cette organisation nous permet de combiner une gestion humaine positive à la bonne réalisation de nos missions de service public.

6- La rémunération

Toujours soucieux d'une gestion efficace de notre masse salariale, le SDE76 a dû faire face à une situation difficile en 2018, dont la solution ne semble pas être prévue pour 2019. En effet, après l'application de L'IFSE en 2017 pour la filière administrative, les ressources humaines attendent aujourd'hui la publication du décret d'application de la RIFSEEP pour la filière technique et notamment pour les catégories B. Cette lacune législative n'est pas sans poser de difficultés en interne, puisque l'ensemble de notre filière technique est logiquement dans l'attente de ce décret.

De plus, la mise en application du protocole des « parcours professionnels, carrières et rémunérations (PPCR) » qui a débuté en 2016 continue. Chaque cadre d'emploi au SDE bénéficie de décrets qui assurent la rénovation des carrières et rémunérations.

Au 1^{er} janvier 2018, des évolutions indiciaires devaient être appliquées pour toutes les catégories d'emplois. Suite à l'élection présidentielle de l'année 2017, ces évolutions indiciaires ont été décalées d'un an.

A partir du 1^{er} janvier 2019, c'est un total de 117 points d'indice majorés qui sont ajoutés aux salaires des agents du SDE 76.

La hausse du « transfert primes-points », qui compense cette hausse de traitement par un abattement sur les primes, n'évolue que pour les catégories A. Son montant passe d'un plafond de 167 euros à 389 euros annuel.

Au-delà du traitement de base et du régime indemnitaire des agents, le syndicat prend en charge des éléments accessoires à la rémunération :

- les tickets restaurants dont la participation s'élève à hauteur de 60 % de la valeur faciale,
- l'adhésion au CNAS permettant aux agents de bénéficier d'avantages de toutes natures.

7- La gestion prévisionnelle de l'emploi et des charges de personnels

- La gestion prévisionnelle de l'emploi

Lors de la commission finances et administration générale du 14 janvier 2019, les membres de celle-ci ont lancé une réflexion quant à la masse salariale et son évolution. Ce débat a été amorcé par la prise en compte des nouveaux métiers du SDE76, le développement des métiers existant et les répercussions administratives qui en découlent.

Plusieurs points à évaluer ont émergé de ce débat : la maintenance éclairage public, le service juridique et la gestion administrative. Cependant, en l'absence de directeur du service transition énergétique et de l'évaluation de ses futurs besoins, aucune décision ne peut être prise.

La gestion prévisionnelle de l'emploi pour notre collectivité nécessitera au préalable une analyse pragmatique tenant compte des métiers nouveaux que nos adhérents attendent sur la transition énergétique et des services à développer avec l'adhésion éventuelle des EPCI si la révision statutaire correspondante arrive à son terme. Afin d'obtenir une orientation cohérente, il convient de mesurer nos champs d'interventions et leurs périmètres afin d'adapter éventuellement la masse salariale.

Toute évolution devra s'appuyer sur des besoins concrets et une attention particulière sera portée sur la maîtrise de la masse salariale. Une parfaite corrélation entre les missions du SDE76 et les postes correspondants sera le fondement de notre gestion salariale.

- Évolution des charges de personnels

Il est nécessaire de s'appuyer sur les charges de personnels certaines afin de donner une vision réaliste de son évolution.

Le tableau ci-dessous présente à effectif constant l'évolution budgétaire qui découlera des agents actuellement en service au syndicat. Ces données sont estimées toutes charges comprises et dans le contexte actuel du statut des fonctionnaires.

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------|----------|----------|----------|----------|
| Evolution budget | 18 997 € | 13 546 € | 22 684 € | 12 217 € |

IV/ Les orientations budgétaires.

A/ Les perspectives stratégiques

L'année 2018 a été fortement impactée par le développement du service de la transition énergétique. Des études pour l'installation de panneaux photovoltaïques ont été réalisées. Ce lancement de l'activité devrait prendre toute son ampleur en 2019 avec la réalisation des travaux. A cet effet, notre collectivité a dû créer une régie pour gérer le Service Public Industriel et Commercial (SPIC) induit par la production et la vente de l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques. Le développement de cette nouvelle activité implique un fort investissement de la part du bureau syndical et des équipes. A la suite de nombreuses réflexions d'ampleur, le bureau envisage donc de proposer au comité syndical l'attribution d'une dotation initiale pour le SPIC et permettre la réalisation de ces travaux au profit de la transition énergétique.

L'implication du SDE76 au profit de la transition énergétique sera au cœur des préoccupations, afin de permettre aux collectivités rurales d'être des acteurs des nouveaux modes de production des énergies propres et décarbonées. Toujours soucieux de proposer des moyens d'action efficaces, un conseiller en énergie partagé est proposé à nos adhérents, afin de leur permettre de réaliser des études énergétiques.

L'ensemble de ces nouvelles missions est développé en parallèle de notre activité essentielle que constituent les réseaux d'électricité. Le syndicat met au quotidien l'accent sur la réalisation des missions qui lui incombent en sa qualité d'autorité concédante. A ce titre, la négociation du contrat de concession devrait fournir un cadre de travail pour les 30 prochaines années.

Ces actions sont menées en parallèle de nos travaux d'investissement historiques qui doivent rester la clé de voûte de nos missions. Pour cela, le syndicat soutient l'investissement de nos adhérents conformément aux participation délibérées.

| | Adhérent pour lequel le SDE76 collecte la TCCFE | | | Adhérent sous régime électrique urbain conservant la TCCFE |
|--------------|---|-------------|------|--|
| | Réseaux électriques | Câbles E.P. | F.T. | Tous réseaux |
| Renforcement | 100 % | 100 % | 30 % | 20 % |

| | | | | |
|--|-------|-------|------------------------|------|
| Extension éligible | 95 % | 95 % | 30 % hors terrassement | 20 % |
| Bornes marché, camping-car, foraine | 95 % | - | - | 20 % |
| Effacement réseaux | 75 % | 75 % | 30 % | 20 % |
| Effacement fils nus en vue de leur éradication | 100 % | 100 % | 30 % | 30 % |

| | Adhèrent pour lequel le SDE76 collecte la TCCFE | Adhèrent sous régime électrique urbain conservant la TCCFE |
|---|--|---|
| Eclairage public (matériel ou travaux indépendants), solaire | 65 % | 20 % |
| MDE | 80 % | 20 % |
| | Adhèrent pour lequel le SDE76 collecte la TCCFE | Adhèrent sous régime électrique urbain conservant la TCCFE |
| Travaux télécom isolé et « hors protocole » Orange | 0 % | 0 % |
| Etat des lieux préalable à la maintenance EP (plan et inventaire) | 80 % | 80 % |

Le pourcentage de ces participations est débattu lors de la réunion de notre bureau syndical. La ligne directrice impulsée est toujours en faveur de nos adhérents et ces dépenses feront toujours partie des priorités d'action du syndicat.

B/ Les orientations budgétaires

Le contexte financier des collectivités locales rend délicates les prévisions budgétaires et ce depuis plusieurs années. L'année 2019 accentue cette problématique avec la réforme sur la fiscalité qui est engagée, ainsi que les modifications législatives qui devraient intervenir sur la Loi de Finances.

Conscient de cette problématique et dans le respect de l'obligation de sincérité budgétaire, le syndicat estime ses recettes avec pragmatisme.

De plus, la TCCFE étant indubitablement liée aux consommations, notre estimation ne peut être fondée que sur une hypothèse. Quant aux redevances, dont la base de calcul est la population, il est réalisé une estimation prudente conformément au contexte de mutation territoriale. Bien évidemment, le cycle budgétaire permettra d'ajuster ces estimations lors des décisions modificatives de crédit.

| Estimation recettes fonctionnement | 2018 | 2019 |
|--|-----------------|--------------|
| TCCFE (7351) | 10 008 941.04 € | 10 000 000 € |
| Participation du département (73512) | 8 057 824.49 € | 7 900 000 € |
| R1 dite redevance de fonctionnement (7571) | 403 552.01 € | 380 000 € |
| R2 dite redevance d'investissement (7572) | 2 925 542.25 € | 3 000 000 € |
| redevance gaz (7573) | 113 787.54 € | 90 000 € |
| PCT (7574) | 372 315.14 € | 300 000 € |
| RODP (70322) | 128 693.00 € | 120 000 € |

Soit une estimation prévisionnelle des recettes de fonctionnement de **21 790 000 €**

| Estimation dépenses obligatoires de fonctionnement | 2019 |
|--|----------------------------|
| 011 - Charges à caractère général, dont GC et fonctionnement bornes. | 7 000 000 € |
| 012 - Charges de personnel (hypothèse effectif constant 34) | 2 100 000 € |
| 65 - Autres charges de gestion courante | 150 000 € |
| 66 - Charges financières | 103 182.96 € |
| Total | Environ 9 354 000 € |

Soit un reste disponible sans reprise du budget antérieur de 12 436 000 €

Montant des engagements des programmes de travaux reportés sur budget 2018 :

| Année | Engagements reportés HT sur 2018 | Engagement participations HT pour 2018 |
|--------------|---|---|
| 2016 | 835 363.10 € | 113 202.97 € |
| 2017 | 9 080 043.49 € | 4 779 721.30 € |
| 2018 | 19 189 848.81 € | 9 166 107.53 € |
| Total | 29 105 255.40 € | 14 059 031.80 € |

Dépenses et recettes reportées sur 2018 : 15 046 223.60 €

Le tableau ci-dessous indique le montant des travaux estimés pour le programme 2019, selon une demande similaire à 2018. Ces estimations seront affinées selon les projets retenus demandés par les adhérents. Lors du budget primitif, les AP/CP seront présentées dans leurs détails.

| Nature des programmes | Hypothèse AP 2019 | CP 2019 |
|--|--------------------------|----------------|
| Renforcement et éradication de fil nu | Voté 10 000 000 € | 7 000 000 € |
| Effacement | 19 000 000 € | 9 500 000 € |
| Extension | 2 300 000 € | 1 500 000 € |
| EP MDE | 14 000 000 € | 7 400 000 € |
| Dépenses SDE76 | 45 300 000 € | 25 400 000 € |

Inopinés 2019 : estimation à 2 000 000 € de dépenses pour le SDE76.

Autres inopinés (notamment les bornes) : 1 000 000 €

Dépenses pour le gaz : 150 000 €.

Dépenses d'investissement prévisionnelles pour 2019 : 28 550 000 €

Recettes FACE : 3 500 000 €

Recette article 8 : 305 000 €

SOIT une recette prévisible d'investissement de : 3 805 000 €

Dans ses perspectives d'évolutions et conformément à nos missions de service public, le syndicat travaille à l'adhésion de nouvelles communes qui généreront de nouvelles dépenses d'investissement. Il sera donc nécessaire de prévoir des crédits nouveaux pour accomplir ces travaux. Les montants ne pouvant être anticipés avant les études des travaux, nous sommes dans des hypothèses budgétaires qui seront exactes lors de la préparation du budget 2019.

La situation de la dette du syndicat étant maîtrisée et saine, aucun obstacle connu ne nous obligera à refuser des dépenses supplémentaires pour réaliser des travaux d'investissement.

V/ Le budget annexe de génie civil.

Le budget annexe est dédié aux travaux de génie civil de télécommunication sous convention orange A. Il regroupe l'ensemble des travaux de génie civil dont le SDE76 est propriétaire.

La problématique majeure est donc de pouvoir réaliser l'estimation des dépenses et des recettes, puisque les qualifications des conventions interviennent après l'étude du chantier.

Au fil de l'eau le SDE est donc dans l'obligation d'ajuster ses engagements en fonction des qualifications de conventions qui interviennent.

Ce budget est soumis à la récupération de la TVA acquittée, c'est à cette fin que le budget annexe a été mis en place en 2013.

Comme pour toutes les collectivités gérant des travaux dont la réalisation impacte plusieurs années budgétaires, le SDE76 travaille activement à une optimisation réaliste des dépenses et des recettes.

VI/ Le budget annexe de la maintenance d'éclairage public

La maintenance de l'éclairage public est une mission de service public optionnelle au SDE76. Le choix de recourir au service proposé par notre collectivité relève du libre choix des adhérents.

La maintenance a pour objet de proposer un état des lieux du parc d'éclairage des adhérents et un entretien préventif et curatif. Grâce à la procédure des marchés publics, le syndicat a élaboré une mise en concurrence permettant inéluctablement de proposer des tarifs attractifs du fait de l'effet de masse des points lumineux. Un nouveau marché est en application depuis le 1^{er} janvier 2019, la nouveauté est que celui-ci inclut la maintenance de l'éclairage public en LED.

Ce service est le seul pour lequel le SDE76 demande une participation afin de contribuer aux dépenses de fonctionnement. La tarification varie entre 0.50€ et 1€ par point lumineux.

Situation budgétaire :

Ce budget a la spécificité de ne comporter que des dépenses et des recettes de fonctionnement.

Créée en 2015, l'exécution budgétaire souffre toujours du décalage entre le paiement par le SDE76 de la maintenance préventive et les participations demandées aux communes pour cette maintenance.

Perspectives d'évolutions :

Pour l'année 2019, le service évolue puisqu'un de nos adhérents détenant un parc de points lumineux volumineux a choisi de recourir au service du SDE. De plus, un logiciel est en cours de développement afin d'affiner et de perfectionner la connaissance de notre parc de points lumineux et d'armoires électriques. Ce logiciel permettra de rationaliser la gestion administrative. De plus, il simplifie les démarches de demandes d'intervention.

Le SDE76 met tout en œuvre pour étoffer la qualité de son service public.

VII/ Le budget annexe pour le service public industriel et commercial SDE76 Solaire

Afin de s'engager dans une activité d'installation de panneaux photovoltaïques et ainsi de produire de l'énergie, le SDE76 a créé une régie ayant pour vocation de développer un service public industriel et commercial. L'existence juridique de cette structure a été consacrée au 1^{er} janvier 2019.

Pour permettre le fonctionnement au quotidien du SPIC, le SDE76 a mis deux agents à disposition.

Les premières années, l'objectif du SPIC est de réussir à réaliser en moyenne 5 projets d'installation de panneaux photovoltaïques par an, puis de faire évoluer ces travaux au fur et à mesure.

Ce budget doit prendre en compte la difficulté de son équilibre budgétaire, puisque le retour sur investissement des installations est de 20 ans. Après des sessions de travail lors des réunions du bureau syndical, il est envisagé d'effectuer une dotation initiale du budget principal vers ce budget annexe à hauteur de 3 000 000€. Cette somme a été estimée afin de lancer l'activité avec 5 projets annuels, pour pouvoir aller jusqu'à 15 ou 20 projets annuels. Ainsi, cette dotation permettrait de réaliser environ 300 projets en 20 ans avec le recours à l'emprunt, d'éventuelles subventions régionales selon les dispositifs et une participation sur fonds propres. Ce budget percevra des recettes liées à la vente de l'électricité produite.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-22

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION DE CO-MAITRISE D'OUVRAGE ENTRE LE SDE76 ET LA COMMUNAUTE URBAINE DE L'AGGLOMERATION HAVRAISE, DU CANTON DE CRIQUETOT-L'ESNEVAL ET DE CAUX ESTUAIRE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-22-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-22

OBJET : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION DE CO-MAITRISE D'OUVRAGE ENTRE LE SDE76 ET LA COMMUNAUTE URBAINE DE L'AGGLOMERATION HAVRAISE, DU CANTON DE CRIQUETOT-L'ESNEVAL ET DE CAUX ESTUAIRE

VU :

- l'arrêté préfectoral du 19 octobre 2018 portant création de la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire,
- l'arrêté préfectoral du 11 décembre 2018 constatant les effets sur le SDE76 de cette création,
- le b du 2° du I de l'article L5217 par lequel la CU exerce la compétence d'éclairage public du domaine public communautaire liée à la compétence « création, aménagement et entretien de la voirie »,
- l'article 2.II de la loi MOP n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée,
- l'article 2 des statuts du SDE76, notamment le paragraphe 2 des activités connexes.

CONSIDERANT :

Compte tenu de la loi de modernisation de l'action territoriale publique et d'affirmation des métropoles (MAPAM) et de l'arrêté préfectoral du 11 décembre 2018 constatant l'effet de la création de la Communauté urbaine, la CU dispose, à compter du 1^{er} janvier 2019, de nouvelles compétences dans le domaine de l'énergie et de la voirie et en particulier celles portant sur les « concessions de la distribution publique d'électricité et de gaz » et « éclairage public lié à la voirie ».

A compter du 1^{er} janvier 2019, il est constaté le retrait de la compétence « éclairage public » liée à la voirie et de la compétence « concession de la distribution gaz » du SDE76 sur le périmètre de la Communauté urbaine. Les communes membres de la CU, à l'exclusion des communes du Havre, de Sainte-Adresse, de Gonfreville-l'Orcher (hors écart), d'Harfleur (hors écart) et de Montivilliers (hors écart), restent membres du SDE76 pour la compétence « éclairage public » non lié à la voirie.

Le SDE76, autorité concédante du réseau de distribution publique d'électricité sur le territoire de 52 des communes de la CU, favorise sur le territoire de sa concession les actions de nature à permettre une meilleure intégration des ouvrages dans l'environnement à l'occasion de ces travaux.

Des programmes de travaux coordonnés [2016-2018], [2017-2019] et [2018-2020] sont à terminer ou sont en garantie d'un an et le pré-programme [2019-2021] est élaboré par le SDE76.

Les deux parties ont souhaité assurer la fin de la réalisation des programmes en cours, leur bonne coordination, afin de simplifier les procédures, d'optimiser les investissements publics et de limiter la gêne des riverains.

Les travaux d'éclairage public de la seule CU, issus de réseaux existants à réaménager sur les supports où coexistent des réseaux d'éclairage communautaires, des réseaux d'éclairage communaux, de télécommunications appartenant à Orange et des réseaux électriques du SDE76, mettent en évidence le caractère imbriqué et complémentaire des différents ouvrages à réaliser de façon concomitante dans une tranchée unique et dans un délai très court.

En raison de l'unicité du projet exposé dans le préambule, de la continuité de l'action publique, la Communauté urbaine et le SDE76 ont décidé de constituer une co-maîtrise d'ouvrage en application de l'article 2II de la loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et de ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée, modifiée par l'ordonnance du 17 juin 2004 (à compter du 1^{er} avril 2019, dispositions codifiées à l'article L 2422-12 du code de la commande publique) qui a ouvert la possibilité de confier sa maîtrise d'ouvrage à un autre maître d'ouvrage concerné par la même opération de travaux.

Une convention a été rédigée à cet effet pour confier au SDE76 la maîtrise d'ouvrage unique de l'ensemble des programmes de travaux en cours 2016, 2017, 2018, ainsi que les études du programme pluriannuel 2019-2021.

PROPOSITION :

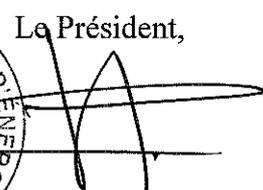
Le Président donne lecture de la convention et propose d'accepter cette délégation.

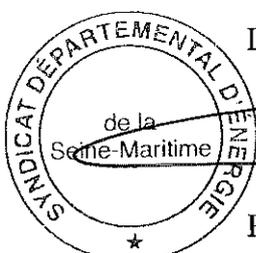
Oùï cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président et la mise en place d'un mandat de co-maîtrise d'ouvrage entre la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire et le SDE76,
- **ADOpte** le projet de convention dénommée « convention-cadre » et le modèle de convention subséquente qui sera mis en place pour chaque opération,
- **INDIQUE** que ce mandat portera sur les programmes pluriannuels 2016-2017-2018 et sur les études 2019, sur le territoire des 52 communes adhérentes au SDE76 et à la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire,
- **AUTORISE** le Président à signer la convention-cadre et les conventions subséquentes qui en découleront,
- **AUTORISE** le Président, à partir de la date d'effet de la convention, à engager les dépenses correspondantes, à signer les bons de commande et à régler les factures à intervenir chaque année dans la limite des autorisations de programmes qui seront votées lors des budgets et décisions modificatives à intervenir pour la CLE 1, et à entreprendre toutes les démarches pour mener à bien le mandat de co-maitrise d'ouvrage.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-23

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION-CADRE AVEC LA CU
POUR LA REALISATION DE PRESTATIONS DE SERVICE DE
MAINTENANCE DE L'ECLAIRAGE PUBLIC**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-23-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-23

OBJET : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION-CADRE AVEC LA CU POUR LA REALISATION DE PRESTATIONS DE SERVICE DE MAINTENANCE DE L'ECLAIRAGE PUBLIC

VU :

- l'arrêté préfectoral du 19 octobre 2018 portant création de la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire,
- l'arrêté préfectoral du 11 décembre 2018 constatant les effets sur le SDE76 de cette création,
- le b du 2° du I de l'article L5217 par lequel la CU exerce la compétence d'éclairage public du domaine public communautaire liée à la compétence « création, aménagement et entretien de la voirie »,
- l'article L 5211-4 du CGCT qui prévoit que tous les contrats en cours sont exécutés jusqu'à leur échéance, sauf accord contraire des parties,
- l'article L 5215-27 du CGCT qui indique que la CU peut confier par convention à un EPCI la gestion d'un service relevant de ses attributions,
- l'article 2 des statuts du SDE76, notamment le paragraphe 2 des activités connexes.

CONSIDERANT :

Le marché de maintenance de l'éclairage public existant au SDE76 se trouve scindé pour l'exécution entre deux maîtres d'ouvrage, ce qui ne permet ni d'exécuter le service de façon satisfaisante, économique, acceptable pour les riverains ni d'assurer la continuité du service public de l'éclairage. En effet, deux services d'astreinte devraient cohabiter, ainsi que deux SIG, etc., ce qui serait source de confusion.

Une convention a été rédigée à cet effet pour définir les modalités techniques et financières par lesquelles la CU mandate le SDE76, en application du L 5215-27 du CGCT, pour exécuter seul le marché de maintenance du SDE76 sur le territoire des communes concernées.

PROPOSITION :

Le Président donne lecture de la convention et propose d'accepter cette délégation.

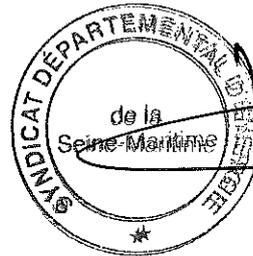
Oùï cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président et accepte cette délégation temporaire de gestion de la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire au SDE76,
- **ADOpte** le projet de convention dénommée « convention-cadre » et le modèle de convention subséquente qui sera mis en place pour chaque opération,
- **INDIQUE** que cette délégation portera sur les années 2019, 2020, 2021 et 2022 sur le territoire des 52 communes adhérentes au SDE76 et à la Communauté urbaine de l'agglomération havraise, du canton de Criquetot-l'Esneval et de Caux Estuaire,
- **AUTORISE** le Président à signer la convention-cadre et les conventions subséquentes qui en découleront,

- **AUTORISE** le Président, à partir de la date d'effet de la convention, à engager les dépenses correspondantes, à signer les bons de commande et à régler les factures à intervenir chaque année dans la limite des autorisations qui seront votées lors des budgets et décisions modificatives à intervenir et à entreprendre toutes les démarches pour mener à bien cette délégation.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-24

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE
CONVENTION POUR LA MAINTENANCE ECLAIRAGE PUBLIC AVEC LA
COMMUNAUTE DE COMMUNES D'YVETOT NORMANDIE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-24-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEEDÉ (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-24

OBJET : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE CONVENTION POUR LA MAINTENANCE ECLAIRAGE PUBLIC AVEC LA COMMUNAUTE DE COMMUNES D'YVETOT NORMANDIE

VU :

- l'article L.5214-16-1 du CGCT par lequel une communauté de communes peut confier, par convention, la gestion d'un équipement relevant de ses attributions à toute autre collectivité ou établissement public,
- l'article 2 des statuts du SDE76, notamment le paragraphe 2 des activités connexes.

CONSIDERANT :

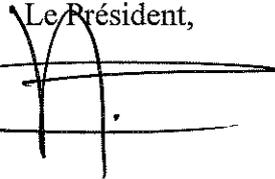
- la demande d'adhésion à notre contrat de maintenance de l'éclairage public de la communauté de communes Yvetot Normandie sur les Z.A. des communes suivantes :
 - ✓ Auzebosc,
 - ✓ Valliquerville,
 - ✓ Croixmare,
 - ✓ Ecretteville,
- qu'au titre des activités connexes de nos statuts, le syndicat peut mettre les moyens d'action dont il est doté à la disposition, sur leur demande, des collectivités membres et de personnes morales non membres, dans des domaines liés à l'objet syndical.

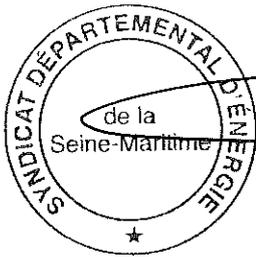
Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président et la mise en place d'une convention avec la communauté de communes Yvetot Normandie pour la maintenance de l'éclairage public sur son patrimoine communautaire,
- **ADOpte** le projet de convention qui sera mis en place pour cette opération,
- **AUTORISE** le Président à signer ladite convention.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE' around the top edge and 'de la Seine-Maritime' in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-25

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE
CONVENTION DE CONSEIL EN ENERGIE AVEC LA COMMUNAUTE DE
COMMUNES D'YVETOT NORMANDIE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-25-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoît DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| CLÉ | | | Représentant | Présent |
|-----|----|--|----------------------|------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-25

OBJET : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE CONVENTION DE CONSEIL EN ENERGIE AVEC LA COMMUNAUTE DE COMMUNES D'YVETOT NORMANDIE

VU :

- La loi 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte et notamment son article 198 qui reconnaît le rôle des syndicats d'énergie pour coordonner l'action de ses membres dans le domaine de l'énergie,
- L'article 2 des statuts du SDE76 en vigueur, qui précisent que le SDE76 peut participer à des actions tendant à apporter « aide et conseils à l'utilisation rationnelle de l'électricité », réaliser « des diagnostics et études pour l'optimisation du rapport qualité/prix des dépenses en électricité », et contribuer au « développement des énergies renouvelables (panneaux solaires photovoltaïques, solaire thermique, éolien, petite hydraulique, biomasse, cogénération, ...) »,
- La délibération n° 2017/10/19-02 du SDE76 fixant les modalités de la mission et le tarif pour les adhérents,

CONSIDERANT :

- la demande de la communauté de communes Yvetot Normandie de pouvoir bénéficier de la mission de conseil en énergie, à la fois sur les communes de son territoire (qui sont adhérentes au SDE76) et sur les bâtiments communautaires,
- qu'au titre des activités connexes de nos statuts, le syndicat peut mettre les moyens d'action dont il est doté à la disposition, sur leur demande, des collectivités membres et de personnes morales non membres, dans des domaines liés à l'objet syndical,
- la convention avec l'ADEME qui indique que l'agent CEP financé par l'ADEME ne peut réaliser des missions de conseil que pour les EPCI de moins de 10 000 habitants,
- le tarif fixé par la délibération du SDE76 visée ci-dessus ne s'applique qu'aux adhérents du SDE76 et a été déterminé en tenant compte d'une aide de 50 % de l'ADEME,
- la volonté du SDE76 de s'ouvrir aux communautés de communes lors de la prochaine révision statutaire et l'opportunité de répondre favorablement dès à présent à la requête de l'une d'entre elles,

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président de répondre favorablement à la sollicitation de la communauté de communes Yvetot Normandie et de réaliser les missions pour ses communes adhérentes qui en font la demande au tarif approuvé par la délibération n° 2017/10/19-02 pour les communes adhérant au SDE76,
- **AUTORISE** le Président à signer les conventions avec la commune ou l'EPCI non-adhérent qui nous sollicite et à prendre toutes les dispositions pour leur mise en œuvre.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,



Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-26

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE CONVENTION MAINTENANCE ECLAIRAGE PUBLIC AVEC LA COMMUNAUTE DE COMMUNES INTER CAUX VEXIN

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 45 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 2 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-26-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Monsieur Patrick CHAUVET, 1^{er} Vice-président de la Communauté de Communes Inter-Caux-Vexin, souhaite ne pas prendre part au vote de la présente délibération.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-26

OBJET : AUTORISATION DONNEE AU PRESIDENT DE SIGNER UNE CONVENTION MAINTENANCE ECLAIRAGE PUBLIC AVEC LA COMMUNAUTE DE COMMUNES INTER CAUX VEXIN

VU :

- l'article L.5214-16-1 du CGCT par lequel une communauté de communes peut confier, par convention, la gestion d'un équipement relevant de ses attributions à toute autre collectivité ou établissement public,
- l'article 2 des statuts du SDE76, notamment le paragraphe 2 des activités connexes,

CONSIDERANT :

- la demande d'adhésion à notre contrat de maintenance de l'éclairage public de la communauté de communes Inter Caux Vexin pour les Zones d'Activités Economiques suivantes :
 - ✓ POLEN 1 – Eslettes,
 - ✓ POLEN 2 – Eslettes,
 - ✓ Portes de l'Ouest n° 1 - La Vaupalière,
 - ✓ Portes de l'Ouest n° 2 - Saint-Jean-du-Cardonnay,
 - ✓ Portes de l'Ouest n° 3 - Saint -Jean-du-Cardonnay,
 - ✓ Portes de l'Ouest n° 5 - Saint -Jean-du-Cardonnay,
 - ✓ Les Cambres - Anceaumeville,
 - ✓ Moulin d'Ecalles 1 – Vieux Manoir,
 - ✓ Moulin d'Ecalles 2 – Vieux Manoir,
 - ✓ Flamanville – Martainville,
 - ✓ Parc des Cateliers – Buchy,
- qu'au titre des activités connexes de nos statuts, le syndicat peut mettre les moyens d'action dont il est doté à la disposition, sur leur demande, des collectivités membres et de personnes morales non membres, dans des domaines liés à l'objet syndical.

Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président et la mise en place d'une convention avec la communauté de communes Inter Caux Vexin pour la maintenance de l'éclairage public sur son patrimoine communautaire,
- **ADOpte** le projet de convention qui sera mis en place pour cette opération,
- **AUTORISE** le Président à signer ladite convention.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text 'SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE' around the top and 'de la Seine-Maritime' in the center. A small star is at the bottom.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-27

Séance du 7 FEVRIER 2019

**Objet : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION DE CO-MAITRISE
D'OUVRAGE ENTRE LE SDE76 ET LA COMMUNE DE PORT-JEROME-
SUR-SEINE (PJ2S)**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-27-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|---------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

OBJET : ADOPTION DU PROJET DE CONVENTION DE CO-MAITRISE D'OUVRAGE ENTRE LE SDE76 ET LA COMMUNE DE PORT-JEROME-SUR-SEINE (PJ2S)

VU :

- l'article 2.II de la loi MOP n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée,
- l'article 2 des statuts du SDE76, notamment le paragraphe 2 des activités connexes.

CONSIDERANT QUE :

La commune de Port-Jérôme-sur-Seine sollicite le SDE76 pour réaliser des travaux, cinq opérations d'effacement sur la route du Pré Mançais située à cheval sur le territoire de Notre-Dame-de-Gravenchon (non-adhérente au SDE76) et les communes déléguées de Touffreville-la-Cable et Triquerville, et sollicite le SDE76 pour intervenir en co-maîtrise d'ouvrage et réaliser les travaux.

Les travaux d'éclairage public et d'électricité de PJ2S, issus de réseaux existants à réaménager sur les supports où coexistent des réseaux d'éclairage du SDE76, de télécommunications appartenant à Orange et des réseaux électriques du SDE76, mettent en évidence le caractère imbriqué et complémentaire des différents ouvrages à réaliser de façon concomitante dans une tranchée unique et dans un délai très court.

Ainsi, les parties ont constaté l'utilité de recourir à une convention de co-maîtrise d'ouvrage par laquelle le SDE76 serait désigné maître d'ouvrage unique des travaux réalisés sur le réseau d'éclairage public, électrique et de télécommunications électroniques relevant de la commune de PJ2S puisque ces travaux se couplent avec des travaux sur le réseau de distribution d'électricité ou de télécommunications électroniques relevant du Syndicat.

Cette co-maîtrise d'ouvrage permet d'assurer une bonne coordination, de simplifier les procédures, d'optimiser les investissements publics dans une tranchée commune et de limiter la gêne des riverains.

Pour ces raisons, les parties ont souhaité recourir au procédé de la co-maîtrise d'ouvrage organisé par l'article 2 II de la loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée, laquelle autorise, lorsque la réalisation d'un ensemble d'ouvrages relève simultanément de la compétence de plusieurs maîtres d'ouvrage publics, la désignation de l'un d'entre eux pour assurer la maîtrise d'ouvrage de l'opération d'ensemble.

PROPOSITION :

Compte tenu de l'unicité du projet exposé dans le préambule et de la nécessité de garantir la continuité du service public, la commune de PJ2S et le SDE76 ont décidé de conclure une convention de co-maîtrise d'ouvrage.

Le Président donne lecture de la convention qui a pour objet d'organiser, conformément aux dispositions précitées, les modalités selon lesquelles la commune de PJ2S décide de déléguer temporairement au SDE76 la maîtrise d'ouvrage unique de l'ensemble des travaux route du Pré Mançais.

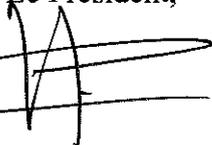
Le Président propose d'accepter cette délégation dans les conditions décrites dans la convention, afin de simplifier les procédures, d'optimiser les investissements publics et de limiter la gêne des riverains. Il précise que la commune de PJ2S remboursera au SDE76 la totalité des dépenses engagées pour elle, comme précisé dans la convention.

Où cet exposé, après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la proposition du Président et la mise en place d'un mandat de co-maîtrise d'ouvrage entre la commune de Port-Jérôme-sur-Seine et le SDE76 pour la réalisation des travaux route du Pré Mançais,
- **ADOpte** le projet de convention qui sera mis en place pour cette opération,
- **AUTORISE** le Président à signer ladite convention,
- **AUTORISE** le Président, à partir de la date d'effet de la convention, à engager les dépenses correspondantes, à signer les bons de commande et à régler les factures à intervenir et à entreprendre toutes les démarches pour mener à bien le mandat de co-maitrise d'ouvrage.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-28

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **DESIGNATION DU DIRECTEUR DE LA REGIE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-28-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-28

OBJET : DESIGNATION DU DIRECTEUR DE LA REGIE

VU :

- Le code général des collectivités territoriales, notamment les articles R2221.67 et L2221-14,
- La loi n°84-53 du 26 janvier 1984 portant dispositions statutaires relatives à la fonction publique territoriale,
- La délibération du comité syndical n°2018/10/18-02 portant création d'une régie, ainsi que les statuts y afférents, notamment les articles 12 et 13,
- L'avis du Comité Technique du 21 septembre 2018,
- L'avis de la Commission Administrative Paritaire catégorie A du 28 novembre 2018.

CONSIDÉRANT :

- Que la personne proposée par le Président pour être directrice est Madame Camille LEGRAND,
- Que la continuité dans les fonctions de directrice de la régie devra être assurée par la désignation d'un suppléant,

PROPOSITION :

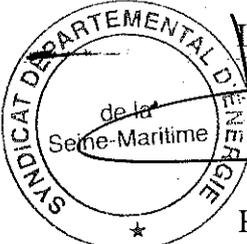
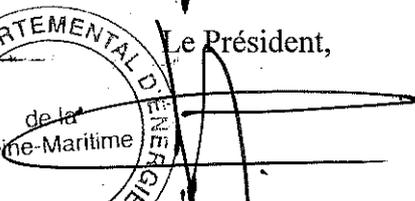
Il est proposé d'accepter la nomination de Camille LEGRAND pour les missions de directrice de la régie SDE76 Solaire.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la nomination de la directrice de la régie SDE76 Solaire.
- **AUTORISE** Monsieur le Président du Syndicat Départemental d'Énergie à signer tout acte nécessaire à l'exécution de la présente délibération.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-29

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **CRÉATION D'UN BUDGET ANNEXE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-29-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|--|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-29

OBJET : CRÉATION D'UN BUDGET ANNEXE

VU :

- Le Décret du 23 février 2001 relatif aux régies chargées de l'exploitation d'un service public,
- Le code général des collectivités territoriales et notamment ses article L1412-1, R.2221-72 à R2221-94,
- La délibération n°2018/10/18-02 du 18 octobre 2018

CONSIDÉRANT :

- Que le SDE76 a créé une régie à la seule autonomie financière pour gérer l'activité de service public industriel et commercial liée à l'installation d'infrastructures d'énergie renouvelable en réalisant des projets solaires photovoltaïques,
- Que la gestion d'un service public industriel et commercial doit faire l'objet d'une comptabilité distincte et nécessite donc la mise en place d'un budget annexe,
- Que ce budget annexe suivra l'instruction budgétaire et comptable M4 et sera assujetti à la TVA,

PROPOSITION :

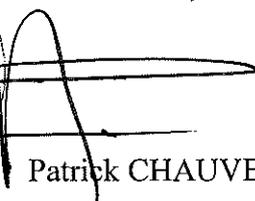
Il est proposé d'autoriser la création d'un budget annexe pour la régie SDE76 Solaire.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la création du budget annexe de la régie SDE76 Solaire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

 Le Président,

Patrick CHAUVET.

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-30

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : REPARTITION DES COMPETENCES POUR LA REGIE SDE76 SOLAIRE

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-30-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

Délibération du Comité Syndical n° 2019/02/07-30

OBJET : REPARTITION DES COMPETENCES POUR LA REGIE SDE76 SOLAIRE

VU :

- le Code Général des Collectivités Territoriales, notamment les articles R2221-64 et L2221-72,
- la délibération du Comité Syndical n°2018/10/18-02 portant création d'une régie, ainsi que les statuts y afférents,

CONSIDERANT :

- Qu'il convient de déterminer les catégories d'affaires pour lesquelles le comité syndical a le pouvoir de décision concernant les sujets relevant du champs d'intervention de la régie SDE76 Solaire et de son conseil d'exploitation,
- Que le conseil d'exploitation est obligatoirement consulté par le président du comité syndical pour les questions d'ordre général intéressant le fonctionnement de la régie,

PROPOSITION :

Il est proposé d'attribuer au comité syndical les compétences décisionnelles suivantes :

- Approbation des plans et devis afférents aux constructions neuves ou reconstructions, travaux de première installation ou d'extension,
- Donner l'autorisation au président d'intenter ou de soutenir les actions judiciaires et d'accepter les transactions,
- Vote du budget de la régie et l'approbation des comptes,
- Le pouvoir de délibération sur les mesures à prendre d'après les résultats de l'exploitation à la fin de chaque exercice et, au besoin, en cours d'exercice,
- Les conditions de recrutement, de licenciement, et de rémunération du personnel,
- La fixation des taux des redevances dues par les usagers de la régie.

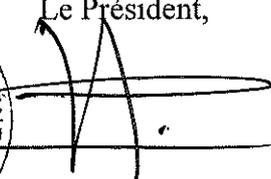
Il est proposé d'attribuer au conseil d'exploitation les compétences décisionnelles ne relevant pas des domaines énumérés ci-dessus et, ce, conformément aux textes législatifs et règlementaires.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** la présente délibération,
- **AUTORISE** le président à donner sa délégation de signature au directeur/trice par arrêté.

Fait et délibéré en séance, les jours, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE" around the top edge and "de la Seine-Maritime" in the center. A small star is at the bottom.

Délégation du Comité Syndical n° 2019/02/07-31

Séance du 7 FEVRIER 2019

Objet : **REGLEMENT INTERIEUR DE LA REGIE SDE76 SOLAIRE**

| | |
|-----------------------|----|
| membres en exercice : | 69 |
| membres présents : | 41 |
| pouvoirs : | 6 |
| membres votants : | 47 |
| votes pour : | 47 |
| vote(s) contre : | 0 |
| abstention(s) : | 0 |

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur

076-257600445-20190207-2019_02_07-31-DE

Accusé certifié exécutoire

Réception par le préfet : 12/02/2019

L'an deux-mille-dix-neuf, le 7 février à 14h30, les membres du Comité du Syndicat Départemental d'Énergie de la Seine-Maritime légalement convoqués le 28 janvier 2019, se sont réunis dans la salle Albert Petit à Sierville, sous la présidence de Monsieur Patrick CHAUVET, Président.

Membres présents :

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|-----|-------------------------------------|------------------------|------------|
| 1 | 1 | entre Seine et Manche | Luc LEMONNIER | Ex. |
| 2 | 1 | entre Seine et Manche | Jean-Baptiste GASTINNE | |
| 3 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Jean-Marie CROCHEMORE | X |
| 4 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Guy FONTANIE | X |
| 5 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Michel LOISEL | |
| 6 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Hervé CHEDRU | X |
| 7 | 2 | de la région de Fécamp – Goderville | Benoit DESCHAMPS | X |
| 8 | 3 | du Pays de Caux | Carmen BLEAUDY | X |
| 9 | 3 | du Pays de Caux | Yvon PESQUET | X |
| 10 | 3 | du Pays de Caux | Gilles LARCHER | X |
| 11 | 3 | du Pays de Caux | Thierry LECARPENTIER | X |
| 12 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Hubert MAILLET | X |
| 13 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Isabelle RENOUF | |
| 14 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Sylvain DELTOUR | X |
| 15 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Marcel VAUTIER | X |
| 16 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Gilles AMAT | |
| 17 | 4 | de Caux - Vallée de Seine | David SABLIN | Ex. |
| | 4 | de Caux - Vallée de Seine | Jean-Luc COUTURIER (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|----------------------|----------------|
| 18 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Laurent VASSET | Ex. |
| 19 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | André-Pierre BOURDON | X |
| 20 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Jean BUGEON | X |
| 21 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Christian FAUQUET | X |
| 22 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Claude LEFEBVRE | |
| 23 | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Gérard COLIN | |
| | 5 | de la Côte d'Albâtre - Valmont | Pascal LECOURT (S) | |
| 24 | 6 | de la région de Luneray | Alain LETARD | Ex. |
| 25 | 6 | de la région de Luneray | Stéphane MASSE | |
| 26 | 6 | de la région de Luneray | Daniel BEUX | |
| 27 | 6 | de la région de Luneray | Jean-François BLOC | X |
| 28 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Chantal VERHALLE | X |
| 29 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Xavier VANDENBULCKE | X |
| 30 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Francis BELLENGER | Ex. |
| 31 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel GRESSENT | X |
| 32 | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Daniel COLLARD | X |
| | 7 | de la région de Pavilly - Yerville | Jean-Louis LUC (S) | |
| 33 | 9 | de la région de Buchy | Daniel BARBIER | Ex. |
| 34 | 9 | de la région de Buchy | Patrick CHAUVET | X |
| 35 | 9 | de la région de Buchy | Lionel SAILLARD | Ex. |
| 36 | 9 | de la région de Buchy | Patrick GUERARD | |
| 37 | 9 | de la région de Buchy | Anne-Marie DELAFOSSE | X |
| 38 | 9 | de la région de Buchy | Colette BERTRAND | X |
| | 9 | de la région de Buchy | Jacques AMEDEE (S) | |
| 39 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hugues OGDEN | X |
| 40 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Alain DEPREAUX | |
| 41 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Gérard JOUAN | X |
| 42 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Hubert LEPLICHER | |
| 43 | 10 | de la région de Bellencombre – Longueville – Tôtes | Norbert GAINVILLE | X |
| 44 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel JOFFROY | X |
| 45 | 11 | de la région Dieppoise | Patrick MARTIN | X |
| 46 | 11 | de la région Dieppoise | Annie PIMONT | Ex. |
| 47 | 11 | de la région Dieppoise | Michel MENIVAL | |
| 48 | 11 | de la région Dieppoise | Daniel LEFEVRE | |
| 49 | 11 | de la région Dieppoise | Pierre SORIN | X |
| 50 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jacky LEVEQUE | |
| 51 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Marie DUMOUCHEL | X |
| 52 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Jean-Pierre TROLEY | X |
| 53 | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Daniel ROCHE | X |
| | 12 | de la région de Criel – Incheville – Londinières | Joël COULOMBEL (S) | |

| | CLÉ | | Représentant | Présent |
|----|------------|---|-------------------------|----------------|
| 54 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Virginie LUCOT-AVRIL | Ex. |
| 55 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Gérard GROMARD | X |
| 56 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Jean-Claude BECQUET | |
| 57 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Daniel VAN HULLE | |
| 58 | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Rémy TERNISIEN | X |
| | 13 | de la région d'Aumale – Blangy - Neufchâtel | Evelyne COUET (S) | |
| 59 | 14 | du Pays de Bray | Gérard LESUEUR | |
| 60 | 14 | du Pays de Bray | Michel DELILLE | X |
| 61 | 14 | du Pays de Bray | Michel LEJEUNE | Ex. |
| 62 | 14 | du Pays de Bray | Georges FLEURBAEY | X |
| 63 | 14 | du Pays de Bray | Jérôme GRISEL | X |
| | 14 | du Pays de Bray | Jean-Claude MAYETTE (S) | |
| 64 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Roger LEGER | X |
| 65 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Pierre PETIT | X |
| 66 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Christian POISSANT | X |
| 67 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Paul LESELLIER | X |
| 68 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | François DUPUIS | |
| 69 | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Yves LOISEL | X |
| | 16 | des Portes Nord-Ouest de Rouen | Jean-Claude LABARD (S) | |

(S) : suppléant de la CLÉ

Ex. : excusé(e)

Pouvoirs :

| | Représentant donnant pouvoir | CLÉ | Représentant recevant pouvoir | CLÉ |
|---|-------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| 1 | Annie PIMONT | 11 | Jean-François BLOC | 6 |
| 2 | Daniel BARBIER | 9 | Patrick CHAUVET | 9 |
| 3 | Francis BELLENGER | 7 | Xavier VANDENBULCKE | 7 |
| 4 | Lionel SAILLARD | 9 | Anne-Marie DELAFOSSE | 9 |
| 5 | Alain LETARD | 6 | Jean-Marie CROCHEMORE | 2 |
| 6 | Luc LEMONNIER | 1 | Yvon PESQUET | 3 |

OBJET : REGLEMENT INTERIEUR DE LA REGIE SDE76 SOLAIRE

VU :

- Le code général des collectivités territoriales,
- Le Décret du 23 février 2001 relatif aux régies chargées de l'exploitation d'un service public,
- La délibération n°2018/10/18-02 du 18 octobre 2018,

CONSIDÉRANT :

- Que le SDE76 a créé une régie à la seule autonomie financière pour gérer l'activité de service public industriel et commercial liée à l'installation d'infrastructures d'énergie renouvelable en réalisant des projets solaires photovoltaïques,
- Que pour la gestion de la régie SDE76 Solaire, il convient d'adopter un règlement intérieur permettant le bon fonctionnement de celle-ci,

PROPOSITION :

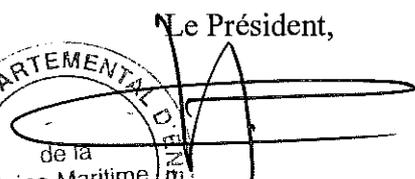
Il est proposé d'accepter le règlement intérieur de la régie SDE76 Solaire ci-annexé.

Après en avoir délibéré et à l'unanimité des Membres présents, le Comité Syndical :

- **APPROUVE** le règlement intérieur de la régie SDE76 Solaire.

Fait et délibéré en séance, les jour, mois et an susdits et ont signé au feuillet de clôture tous les membres présents.

Pour extrait certifié conforme,

Le Président,

Patrick CHAUVET.



The stamp is circular with the text "SYNDICAT DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE de la Seine-Maritime" around the perimeter and a small star at the bottom.

REGIE SDE76 Solaire

REGIE A SIMPLE AUTONOMIE FINANCIERE

Règlement intérieur

Le présent règlement est conforme aux statuts adoptés par le comité syndical.

Article 1 : le conseil d'exploitation est présidé par le président et, à défaut, par le vice-président.

Article 2 : le président procède à l'ouverture des séances, vérifie le quorum, dirige les débats, accorde la parole.

Article 3 : le conseil d'exploitation ne délibère valablement que lorsque la majorité de ses membres en exercice est présente.

Le quorum doit être atteint à l'ouverture de la séance, mais aussi lors de toutes questions soumises à délibération. Si le quorum n'est pas atteint, à l'occasion de l'examen d'un point de l'ordre du jour soumis à délibération, le président lève la séance et renvoie l'examen de la délibération dans les 15 jours qui suivent. Les pouvoirs donnés par les membres du conseil absents n'entrent pas en compte dans le calcul du quorum. En cas d'égalité des voix, la voix de son président est prépondérante.

Article 4 : les votes interviennent à main levée, sauf sur demande d'un tiers des représentants ou si un mode de scrutin est imposé par des dispositions législatives ou réglementaires.

Article 5 : le conseil d'exploitation délibère sur les affaires pour lesquelles le conseil syndical ou le bureau syndical ne s'est pas réservé le pouvoir de décision. Le conseil d'exploitation dispose également de missions consultatives et de contrôles sur les affaires soumises au comité syndical ou au bureau syndical.