Annexes au 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

SOMMAIRE DES ANNEXES

Annexe 1 2

Annexe 2 - Schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels d'investissement 29

Annexe 2A - Schéma directeur des investissements - programmes pluriannuels d'investissements et programmes annuels 37

Diagnostique technique. 45

Annexe 2B - Schéma directeur des investissements - programmes pluriannuels d'investissements période 2022-2025 95

Annexe 2bis - 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 100

Annexe 3 - Contribution des tiers aux frais de raccordement sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire de réseau de distribution 105

Annexe 4 - Tarifs réglementés de vente de l'électricité conformément à l'article L.337-4 du code de l'énergie 109

Annexe 5 - Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité 118

Annexe 6 - Catalogue des prestations et des services du gestionnaire du réseau de distribution 121

Annexe 7 - Conditions Générales de Ventes pour les clients résidentiels 123

Annexe 7BIS - Conditions Générales de Ventes d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine : Tarif Bleu 1er janvier 2021 140

Annexe 8 - Conditions générales d'accès au réseau public de distribution HTA ou basse tension pour les clients alimentés en électricité 146

ANNEXE 1

ARTICLE 1
OBJET

1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.

1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

ARTICLE 2
REDEVANCE DE CONCESSION

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de $\mathbf{R_1}$ fait intervenir les valeurs suivantes :

- $\mathbf{L_C}$, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- $\mathbf{P_C}$, population municipale[1] des communes de la concession ;
- $\mathbf{P_D}$, population municipale[1] 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 métropole[2] 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 métropole[2] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à $\mathbf{P_C}$;
  - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[2] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ 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 métropole[2] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : $\mathbf{P_D}$ 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 ;
- $\mathbf{ING_0}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année 1994, c'est-à-dire la valeur ING_0 du contrat de concession signé entre les parties le 13 mars 1995, auquel le présent

[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.

contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;

- **ING**, index « ingénierie »[3] ;

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

2.2.2.1. Part R1 calculée

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

$$\mathbf{R1}_1 = (10{,}5\ \mathbf{L}_{C1} + 0{,}23\ \mathbf{P}_{C1}) \times (1+\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1}) \times (0{,}02 \times \mathbf{D} + 0{,}5) \times (0{,}15 + 0{,}85\ \mathbf{ING}_1\ /\ \mathbf{ING}_0)$$

où $\mathbf{R1}_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et $\mathbf{L}_{C1}$, $\mathbf{P}_{C1}$, $\mathbf{P}_{D1}$ et $\mathbf{ING}_1$ désignent respectivement les valeurs $\mathbf{L}_C$, $\mathbf{P}_C$, $\mathbf{P}_D$ et **ING** retenues pour ledit calcul.

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

Le montant de $\mathbf{R1}_1$ ainsi calculé est de cent quatre-vingt-cinq mille trois cent quinze euros (185 315 €)] euros, par application des valeurs au 31 décembre 2020 suivantes :

- $\mathbf{L}_{C1}$: 2 029 kilomètres ;
- $\mathbf{P}_{C1}$: 141 852 habitants ;
- $\mathbf{P}_{D1}$: 141 852 habitants ;
- **D** : 30 ans ;
- $\mathbf{ING}_1$: 118,6 ;
- $\mathbf{ING}_0$: 71,4 ;

où $\mathbf{ING_1}$ 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 :

$$\mathbf{R1}_n = \mathbf{R1}_{n-1} \times [\mathbf{L}_{Cn} / \mathbf{L}_{\mathbf{Cn-1}} + \mathbf{P}_{\mathbf{Cn}} / \mathbf{P}_{\mathbf{Cn-1}} + (0{,}15 + 0{,}85 \times \mathbf{ING}_n\ /\ \mathbf{ING}_{\mathbf{n-1}})] / 3$$

où :

- $\mathbf{R1}_n$, $\mathbf{L}_{\mathbf{Cn}}$, et $\mathbf{P}_{\mathbf{Cn}}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année *n* et les valeurs $\mathbf{L}_{\mathbf{C}}$ et $\mathbf{P}_{\mathbf{C}}$ retenues pour ledit calcul en année *n* ;
- $\mathbf{R1}_{\mathbf{n-1}}$, $\mathbf{L}_{\mathbf{Cn-1}}$, $\mathbf{P}_{\mathbf{Cn-1}}$ et $\mathbf{ING}_{\mathbf{n-1}}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs $\mathbf{L}_{\mathbf{C}}$, $\mathbf{P}_{\mathbf{C}}$ et **ING** retenues pour ledit calcul en année *n-1* ;
- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*.

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

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année *n*, $\mathbf{R1}_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de $\mathbf{L}_{C1}$ et de $\mathbf{P}_{C1}$ correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $\mathbf{R1}_n$ 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 $\mathbf{R1_1}$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

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

Population de la concession (P_C)	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants ≤ P_c < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ P_c < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ P_c < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ P_c < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ P_c	360 000

Au titre des années suivantes, le montant $\mathbf{R1}_n$ 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 :

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

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $\mathbf{R1}_1$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 600 000 x (0,15 + 0,85 $\mathbf{ING}_1/\mathbf{ING}_0$) euros, soit 937 143 euros, lorsque la valeur de (1+$\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1}$) est égale à 2.

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

$$(0{,}15 + 0{,}85\ \mathbf{ING_n/ING_{n-1}}) \times [(\mathbf{L_{Cn}} / \mathbf{L_{Cn-1}} + \mathbf{P_{Cn}} / \mathbf{P_{Cn-1}})/2].$$

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

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

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

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
    - 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 exposés[4] 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 ;
- $\mathbf{P_C}$, population municipale[1] des communes de la concession ;
- $\mathbf{P_D}$, population municipale[1] 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 métropole[5] ou une communauté urbaine et :

[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.

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à $\mathbf{P_C}$;
- si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ 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 métropole[5] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : $\mathbf{P_D}$ est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.

- $\mathbf{ING}_n$, index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*[6] ;
- $\mathbf{ING}_{2016}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- **I,** le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

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

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

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

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

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

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés[4] et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte au titre du terme I en année *n* ne peut excéder la plus élevée des deux valeurs suivantes :

4 euros ou 4 euros x $(0{,}4 + 0{,}6\ ING_n/ING_{2016})$.

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

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

2.3.2.1. Part R2 calculée

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 :

$$R2 = (0{,}6\ \mathbf{B} + 0{,}1\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d) \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

ou

$$R2 = (0{,}5\ \mathbf{B} + 0{,}2\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d) \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

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

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 :

$$R2 = [(0{,}6\ \mathbf{B} + 0{,}1\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d) \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

Conformément aux dispositions de l'alinéa 2 du A) du 2.3.2.1, l'autorité concédante opte pour cette formule à titre non définitif et se réserve le droit d'en changer.

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 métropole[7] 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 au terme I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

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

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 x (0,8 + 0,2 x $\mathbf{ING}_n/\mathbf{ING}_{2009}$) euros,

où :

- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n ;*
- $\mathbf{ING}_{2009}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 164 742 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession.

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

- la majoration départementale calculée chaque année *n* dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année 2016[8] ;
- le montant de R1 à verser chaque année *n* dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

2.4bis. Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession due au titre de l'année d'entrée en vigueur de la convention

Conformément à l'article 5 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015 ;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015.

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

Si l'autorité concédante perçoit une majoration de la redevance de concession au titre de la départementalisation, la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2 ci-dessus est majorée de la part de cette majoration affectée à la part R2, selon les modalités définies au paragraphe 2.4 de l'article 2 ci-dessus, avant application de la majoration exceptionnelle de la part R2 l'année d'entrée en vigueur du contrat.

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

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

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de $\mathbf{L}_C$. La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1er 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 mètres[9] autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits et les périmètres naturels sensibles énumérés ci-après :

- zones naturelles d'intérêt écologique, floristique, faunistique (ZNIEFF) de type 1,
- zones faisant l'objet d'arrêtés préfectoraux de protection de biotope (APPB),
- réserves naturelles, réserves biologiques, réserves nationales de chasse et faune sauvages (technique souterraine ou sur façade exclusivement),
- parcs naturels régionaux (PNR),
- secteurs acquis ou des zones de préemption au titre des espaces naturels sensibles (ENS) - communaux, départementaux ou régionaux,
- sites patrimoniaux remarquables (secteurs sauvegardés, aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine, ZPPAUP),

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

- forêts de protection,
- sites du réseau Natura 2000,
- Zones humide protégées par la convention RAMSAR.

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 90 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 85 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

ARTICLE 5
MAITRISE D'OUVRAGE

A) <u>Répartition de la maîtrise d'ouvrage</u>

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit[10] :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Renforcements			
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	Enedis
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis
Raccordement			

[10] Le cas échéant, une 3ème catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou lorsque le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35%.

Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Enedis
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou inter communale (immeuble, lotissement)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension	Enedis	Enedis
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis
Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis
	Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC)	Enedis	Enedis
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement	TE 90	TE90
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Enedis	Enedis

B) Définitions

Dans le tableau ci-dessus, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :
Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.
Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 (≤14 mm² Cu et ≤22 mm² 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 exceptionnel[11] (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

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

  - 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
  - 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 alimenté[12]
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

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

[12] Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1er 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.

- 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 1er 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
- Ventilation[13] des clients de la concession au 31 décembre
  - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
  - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
  - par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

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

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

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

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

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

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

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

- 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 considéré[14], 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 hivernale[15]
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

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

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

- Nombre total de réclamations écrites[16] reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie[17] :
    - Accueil
    - Conseil et services
    - Contrat
    - Facturation
    - Qualité de fourniture et réseau
    - Recouvrement
    - Relation avec le distributeur
    - 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.

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

[15] A la date de signature du présent contrat : du 1er janvier au 31 mars inclus et du 1er novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

[16] Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

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

3° Eléments financiers de la concession :

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

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

ARTICLE 9
EXERCICE DU CONTROLE

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

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

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins deux mois[18] avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.
Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à un mois[19].

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

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

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 assermenté[20] 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 douze 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 huit semaines.

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

ARTICLE 10
MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU

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

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1er 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 photovoltaïque[21] 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.

[20] Conformément à la législation en vigueur

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

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.

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 récapitulant, 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

Ces adaptations locales pourront notamment concerner les zones de qualité renforcée mentionnées aux articles 7 et 11, la mise à disposition de données mentionnée au premier alinéa de l'article 15 du cahier des charges de concession, le service de flexibilité local objet de son article 24, l'énergie réservée dans le cadre de l'article L. 522-3 du code de l'énergie et les modalités de calcul de la part R2 à verser aux métropoles et communautés urbaines dans le cas prévu au paragraphe 2.3.2.2. de l'article 2 de la présente annexe.

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 :

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

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

Article 1 – Principes généraux de la démarche

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

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

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

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

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

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

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

Article 2 – Diagnostic technique

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

Pourront ainsi être notamment évoqués :

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

La référence à un historique de 5 ans est recommandée.

Article 3 – Evolution des besoins

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

Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur

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

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

Exemple d'ambition :

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

Article 5 – L'identification des leviers

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers pouvant être abordés sont :

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

Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels

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

Il définit les priorités de la période :

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

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

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

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

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

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	***Quantité***
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 identifiée	
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	
Renforcement des réseaux	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source*
Climatique-sécurisation	*Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes*
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source*
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes*
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*

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

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

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

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

A) Suivi technique

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

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

Exemple :

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

B) Suivi financier

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

Suivi année *n* des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année *n*	Réalisé en cumulé à fin d'année *n*	Commentaires
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs (pour les projets sélectionnés selon chapitre 2)				
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
Renforcement des réseaux				
Climatique-sécurisation				
Modernisation des réseaux dont				

[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)

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

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

Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties

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

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

Article 9- Schéma directeur

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

Article 10- Programmes pluriannuels

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

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

SYNDICAT « TERRITOIRE D'ENERGIE 90 »

ANNEXE 2A

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

-

Programmes pluriannuels d'investissements et programmes annuels

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.

La présente annexe du cahier des charges de concession, détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession et de son annexe 2.

Elle traite des orientations générales, fixées en concertation notamment lors de l'élaboration du diagnostic technique, qui guideront les choix d'investissements de l'autorité concédante et du gestionnaire du réseau de distribution sur le territoire de la concession, comme le précise l'article 11 :« Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire »

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante sont convenus, après concertation, d'un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Le gestionnaire de réseau de distribution sera responsable de la mise en œuvre du dispositif de gouvernance pour son PPI.

Trois horizons de programmation ont été définis avec le département pour projeter l'évolution du réseau :

Long terme	**30 ans**	*Vision de l'aménagement et du développement du territoire de la concession avec prise en compte d'enjeux majeurs, traduit par un schéma directeur*
Moyen terme	**4 ans**	*Programmes pluriannuels d'investissements*
Court terme	**1 an**	*Programme de travaux annuels*

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, 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.

1.3 - Révision du Schéma Directeur

Le schéma directeur peut faire l'objet d'une révision tous les 8 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 intègreront l'actualisation du diagnostic technique de la concession, dans les conditions prévues à l'article 2.2 ci-dessous. Ils devront permettre d'actualiser ou de réviser les orientations d'investissements, en s'appuyant sur des leviers de travaux ;
- 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 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 2015-2019, a été établi par les parties de façon concertée.

Il est joint en annexe de ce document.

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 doit être envisagée ;
- d'élaborer le programme pluriannuel d'investissements 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 évènements 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.

Les Parties sont convenues, à titre exceptionnel, d'une mise à jour du diagnostic technique en 2023. Le concessionnaire produira à cet effet au TE 90, pour le 31 octobre 2023, un nouveau diagnostic technique partagé par les Parties sur la base d'une chronique 2017 – 2021. Les parties sont convenues que les diagnostics techniques suivants seront réalisés par le concessionnaire à la fin de chaque PPI.

Enedis étudiera en lien avec les services de l'état, les risques liés aux crues centennale. Ces éléments feront l'objet d'un partage avec l'AODE dans le cadre de l'élaboration du diagnostic technique du 2ème PPI.

Article 3 – Programmes pluriannuels d'investissements et programmes annuels

3.1 - Objet

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 2022-2025 est en annexe 2B.

Le concessionnaire et le concédant sont convenus qu'au titre de l'année 2021, les travaux qui auront été réalisés en cohérence avec la conférence NOME, feront l'objet d'un bilan financier lors de la première année du premier PPI. Ils conviennent que le montant des investissements 2021 n'est pas pris en compte dans le bilan financier du premier PPI.

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	Le bilan présente un suivi détaillé des investissements tel que défini à l'article 3.4.2 de la présente annexe. 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).
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	Il est établi sur l'avancement à date de la réalisation du programme pluriannuel d'investissements Il s'appuie sur les bilans annuels. 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. 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. Ce bilan des investissements réalisés donne lieu à l'établissement d'un rapport exposant : - 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 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 (dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel).

3.3 – Etablissement du PPI ultérieur

Les programmes pluriannuels ultérieurs au programme pluriannuel 2022-2025 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 maitrises 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.

Le programme annuel fixe les objectifs de travaux et de coûts estimés associés pour le gestionnaire de réseau.

Ce programme annuel constitue un 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 valeurs repères 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 *à 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 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 1er 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	Echange du programme annuel prévisionnel de l'année N+1 entre les Parties	

de l'année N		
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 1er 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 et leviers du Schéma directeur

La qualité des échanges entre l'autorité concédante et Enedis a permis de définir conjointement le socle de l'ambition partagée par les parties du schéma directeur d'investissements.

Ainsi l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau ont pour ambitions et leviers associés :

Conforter la résilience du réseau de distribution face à l'aléa climatique et au risque inondation

- En traitant le réseau aérien HTA à risque climatique avéré sur principale et secondaire bouclée
- En réalisant des actions de rénovation/fiabilisation des réseaux aériens pérennes
- En effectuant un renouvellement priorisé des lignes aériennes BT fils nus les plus incidentogènes et la faible section
- En renforçant la réactivité grâce au développement et au maintien à niveau du parc d'organes de manœuvre télécommandés
- En fiabilisant les postes HTA/BT pour réduire les défaillances internes

Maintenir durablement la performance des réseaux souterrains

- En renouvelant de manière priorisée les CPI HTA, en fonction de leur incidentologie potentielle, confirmée par l'emploi du camion diagnostic.
- En renouvelant de manière priorisée les CPI et NP BT, en fonction de leur incidentologie potentielle.

Accompagner le département du Territoire de Belfort dans le développement du territoire et la transition énergétique

- En maintenant le respect du décret qualité dans la durée.
- En renforçant les réseaux HTA et BT en fonction des évolutions et des projets de développement et TE du Territoire de Belfort

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 : Conforter la résilience du réseau de distribution face à l'aléa climatique et au risque inondation :			
• Traitement du réseau aérien HTA à risque climatique avéré sur principale et secondaire bouclée ; • Réalisation des actions de rénovation/fiabilisation des réseaux aériens pérennes	**328 km** = 151 km (PAC) dont 0,5 km FS HTA + 177 km (PDV/RP)	Terme du contrat	**164 km** de lignes HTA fiabilisées (par RP, PAC ou renouvellement HTA aérien) soit 50% du stock fin 2019 avec 100% du

			stock FS HTA fin 2019)
• Effectuer le renouvellement priorisé des lignes aériennes BT fils nus les plus incidentogènes et la faible section	Longueur de BT fils nus à fin 2019 : **105 km** dont 12 km de faible section	Terme du contrat	**70 km** (70% du stock fin 2019 dont 12 km de FS)
• Renforçer la réactivité grâce au développement et au maintien à niveau du parc d'organes de manœuvre télécommandés	13 : Nbre de poches de clients identifiées fin 2019 :	Terme du contrat	**100 % des poches identifiées fin 2019**
Ambition : Maintenir durablement la performance des réseaux souterrains			
• Renouveler de manière priorisée les CPI HTA, en fonction de leur incidentologie potentielle, confirmée par l'emploi du camion diagnostic.	Longueur de câbles souterrains CPI-HTA à fin 2019 : **11 km**	Terme du contrat	**10,4 km** (95% du stock fin 2019)
• Renouveler de manière priorisée les CPI et NP BT, en fonction de leur incidentologie potentielle.	Longueur de câbles souterrains CPI-BT à fin 2019 : **45 km** dont 6,6 km prioritaires Big Data (3,4 km en P1 + 3,2 km en P2)	Terme du contrat	**25 km** (55% du stock à fin 2019)
Ambition : Accompagner le département du Territoire de Belfort dans le développement du territoire et la transition énergétique			
• Maintenir le respect du décret qualité dans la durée.			
• 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)	**462** clients BT mal alimentés soit 0,6%	Terme du contrat évalué à chaque PPI	**Inférieure à 1 %**

ANNEXE : diagnostic technique de la concession période 2015 – 2019

Réseau Électricité Alsace Franche-Comté

TE-90
Diagnostic Technique

Identification :

Version : 1

Nombre de pages : 50

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace

- **Document(s) associé(s) et annexe(s)**

-

Résumé :

Ce document porte le diagnostic technique du réseau de distribution électrique sur le territoire de la concession Territoire d'Energie 90. Il est construit sur une analyse de la chronique 2015-2019.

Ce diagnostic constitue la base technique à partir de laquelle sont définis les investissements de modernisation du réseau, qui se déclinent notamment à travers le Schéma Directeur des Investissements (SDI, long terme, à l'échelle de la durée du cahier des charges de concession) et les schémas pluriannuels d'investissement (PPI, courts termes : 4 ans, renouvelables).

Rédacteurs		**Vérificateur**		**Approbateur**	
Nom -Fonction	**Visa**	**Nom -Fonction**	**Visa**	**Nom -Fonction**	**Date & Visa**
Sylvain BATAILLARD & Nicolas DAUDEY		Eléonore CHABOD		Emmanuel LADERRIERE	
Diffusion		**Libre ☑ Interne ☐ Restreinte ☐ Confidentielle ☐**			

Sommaire

1. Descriptif du réseau de distribution 5

1.1. Le territoire de la concession 5

1.2. Les Postes Sources 6

1.3. Les réseaux HTA 7

1.4. Les postes HTA/BT 13

1.5. Les réseaux BT 15

1.6. Les utilisateurs (consommateurs et producteurs) raccordés au réseau 18

2. Performance du réseau 23

2.1. Le critère B 23

2.2. La fréquence moyenne coupures sur la période 2015 – 2019 (nombre d'incidents HIX par client BT) 27

2.3. La fiabilité des réseaux HTA et BT 28

2.4. Le volet continuité d'alimentation du Décret Qualité 32

3. Analyse technique du réseau 34

3.1. Les réseaux HTA 34

3.2. Le risque inondation 39

3.3. Les réseaux BT 41

4. Prévision des évolutions : consommation, production 43

5. Synthèse du diagnostic et ambitions 46

5.1. Synthèse des forces et risques du réseau de la concession 46

5.1.1. Forces 46

5.1.2. Faiblesses 46

5.1.3. Opportunités 46

5.1.4. Menaces 46

5.2. Zones prioritaires d'investissement identifiées 47

5.3. Ambitions long terme pour le réseau de la concession 50

5.4. Proposition de premier Programme Pluriannuel d'investissements 2022 – 2025 50

Table des illustrations

Figure 1 : Nombre de communes et de concessions du département....5
Figure 2 : Patrimoine desservi par Enedis....5
Figure 3 : Distinction de régime rural/urbain....5
Figure 4 : Carte de la concession....5
Figure 5 : Les Postes Source desservant la concession....6
Figure 6 : Carte des Postes Source alimentant la concession....6
Figure 7 : Carte des niveaux de tension HTA....7
Figure 8 : Caractéristiques du réseau HTA de la concession....8
Figure 9 : Caractéristiques nationales du réseau HTA....8
Figure 10 : Carte des faibles sections HTA....8
Figure 11 : Carte des Postes Source avec leur réseau HTA au niveau de la concession....9
Figure 12 : Année de construction des réseaux HTA par type (aérien - souterrain)....10
Figure 13 : Tableau des longueurs posées par année....10
Figure 14 : Carte du réseau CPI HTA....11
Figure 15 : Longueurs de câbles HTA CPI....11
Figure 16 : Longueurs des câbles Papier et Synthétique par année....12
Figure 17 : Répartition de la typologie des postes HTA/BT....13
Figure 18 : Répartition de la typologie des postes HTA/BT....13
Figure 19 : Nombre de postes HTA/BT par puissance....13
Figure 20 : Répartition des puissances installées à fin 2019....14
Figure 21 : Le réseau BT....15
Figure 22 : Carte sur le positionnement du réseau BT aérien nu et faible section....16
Figure 23 : Année de construction du réseau BT par technique....17
Figure 24 : Carte réseau BT ancienne technologie....17
Figure 25 : Evolution de la clientèle de 2015 à 2019....18
Figure 26 : Graphique de l'évolution clientèle de 2015 - 2019....18
Figure 27 : Evolution du cumul des puissances souscrites de 2015 à 2019....18
Figure 28 : Répartition du réseau HTA et BT selon le nombre de clients BT et HTA....19
Figure 29 : Carte de la puissance de production installée en HTA par commune....20
Figure 30 : Carte de la puissance de production installée en BT par commune (>50 kW)....21
Figure 31 : Tableau des capacités réservées dans le cadre du S3REnR....22
Figure 32 : Critère B à la maille de la concession 2015 – 2019....23
Figure 33 : Graphique du critère B par catégorie à la maille de la concession 2015 - 2019....24
Figure 34 : Décomposition du critère B incident HTA Hix par siège 2015 - 2019....25
Figure 35 : Décomposition du critère B Incident BT Hix par siège 2015 - 2019....25
Figure 36 : Cartes du critère B moyen par commune 2015 – 2019, à g. TCC, à dr. Hix....26
Figure 37 : Carte de la fréquence moyenne de coupures (nombre d'incidents HIX par client BT) - période 2015 - 2019....27
Figure 38 : Liste des communes > 3 coupures par an en moyenne sur 5 ans....27
Figure 39 : Taux d'incident au 100 km Hix (HTA)....28
Figure 40 : Graphique du taux d'incidents aux 100 km Hix (HTA), calculé au niveau de la concession....28
Figure 41 : Taux d'incident au 100km Hix (BT)....28
Figure 42 : Graphique du taux d'incident aux 100 km Hix (BT), calculé au niveau de la concession....29
Figure 43 : Synthèse des incidents des postes HTA/BT....29
Figure 44 : Graphique de la synthèse des incidents des postes HTA/BT....30
Figure 45 : Analyse des causes "toutes causes confondues"....30
Figure 46 : Analyse des sièges "tous sièges confondus"....31
Figure 47 : Synthèse des coupures 2015 - 2019....33

Figure 48 : Nombre de clients BT mal alimentés 2015 - 2019 33
Figure 49 : Graphique de chute de tension (%) par départ HTA 34
Figure 50 : Le réseau HTA à risque avéré PAC de la concession 35
Figure 51 : Longueur aérien nu de risque avéré (km) 35
Figure 52 : Carte du risque neige et bois 36
Figure 53 : Carte des tronçons CPI HTA prioritaires au sens de l'analyse « BigData » 38
Figure 54 : carte de l'étendue des zones à risque inondation sur le département du Territoire De Belfort avec l'emplacement des postes HTA/BT situés dans ces zones 40
Figure 55 : Priorisation des longueurs des tronçons BT souterrains à risque 41
Figure 56 : Carte du réseau BT CPI incidentogène 41
Figure 57 : Longueurs des tronçons BT aériens à risque 42
Figure 58 : Carte du réseau BT, à g. : tout aérien nu, à dr. : faibles sections 42
Figure 59 : Taux de Croissance Moyen Annuel (TMCA) de fond par Poste Source 43
Figure 60 : Carte des zones électriques pouvant nécessiter des études à moyen terme et projets de développement 44
Figure 61 : Zones prioritaires pour le réseau HTA 47
Figure 62 : Zones prioritaires pour le réseau HTA 48
Figure 63 : Zones prioritaires pour le réseau BT 49

1. DESCRIPTIF DU RESEAU DE DISTRIBUTION

1.1. Le territoire de la concession

Nombre de communes et de concessions du département :

		Code Relais	Libellé Concession	Nombre de communes
90	Territoire de Belfort	900101	SYNDICAT INTERCOMMUNAL D'AIDE – LA GESTION DES EQUIPEMENTS PUBLICS DU TERRITOIRE DE BELFORT	101

Figure 1 : Nombre de communes et de concessions du département

Patrimoine desservi par Enedis :

		Nombre de clients BT	Nombre de clients HTA	Superficie (km²)	Clients BT par km²	Clients BT par km de réseau (HTA+BT)
90	Territoire de Belfort	78 216	187	609 km²	128,4	38,6

Figure 2 : Patrimoine desservi par Enedis

Valeur nationale 2019 du nombre de clients par km de réseau (HTA et BT) : 26,8 clients par km.

Distinction de régime Rural/Urbain :

Distinction R/U	Nombre de communes	Nombre de clients BT
Rural	0	0
Urbain	101	78 216

Figure 3 : Distinction de régime rural/urbain

Figure 4 : Carte de la concession

1.2. Les Postes Sources

A l'interface entre le réseau public de transport et le réseau public de distribution :

- 9 postes sources exploités par Enedis alimentent les réseaux HTA et BT de la concession.
- 5 d'entre eux sont situés sur le territoire de la concession.

Code INSEE	Poste Source	Nom du poste source
25228	ETUPE	ETUPES
25539	SELON	SELONCOURT
68201	MASEV	MASEVAUX
70285	HERIC	HERICOURT
90004	ARGIE	ARGIESANS
90010	ESSER	ESSERT
90033	DELLE	DELLE
90052	GIROM	GROMAGNY
90075	ARSOT	ARSOT

Figure 5 : Les Postes Source desservant la concession

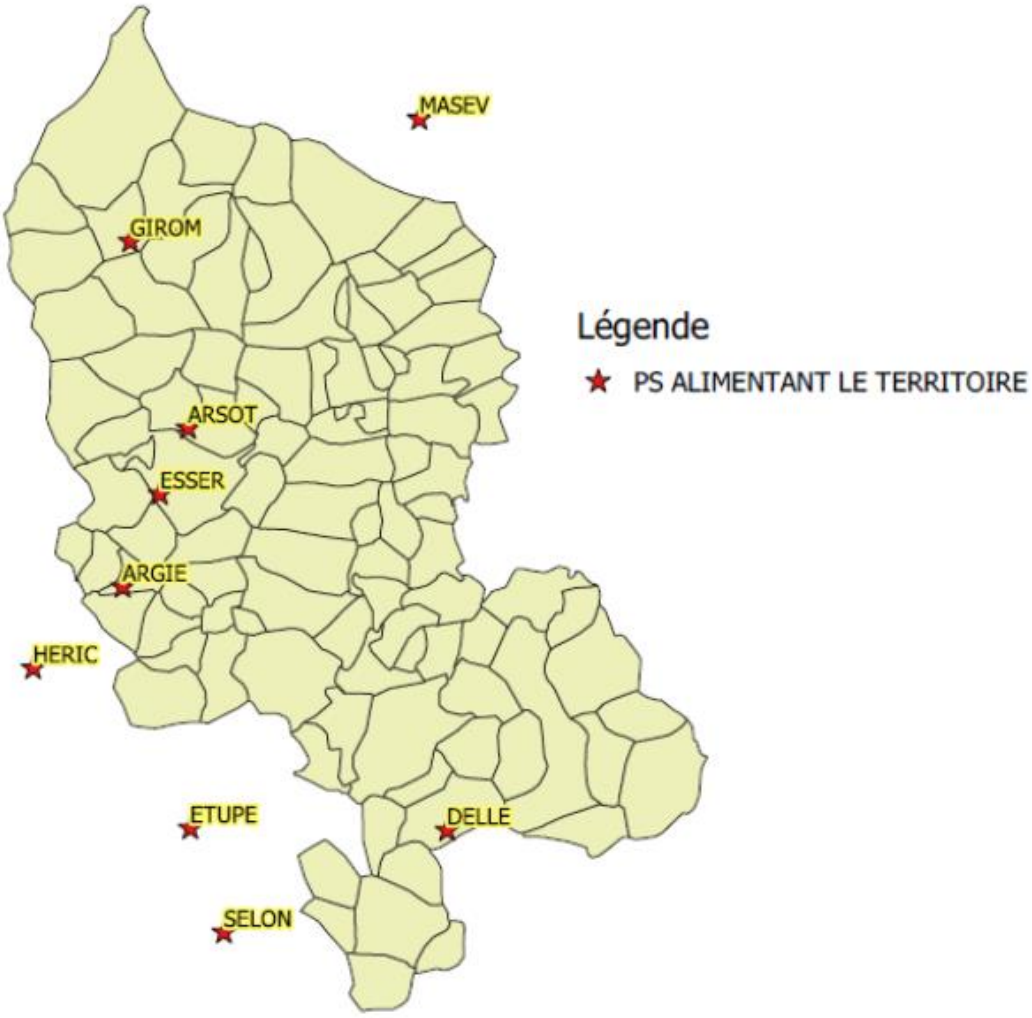


Figure 6 : Carte des Postes Source alimentant la concession

1.3. Les réseaux HTA

Niveau de tension HTA

L'alimentation HTA se fait très majoritairement en 20 kV. L'ensemble du réseau HTA 15 kV situé sur le secteur de Belfort est issu de 3 postes source : Arsot, Essert, Argiesans.

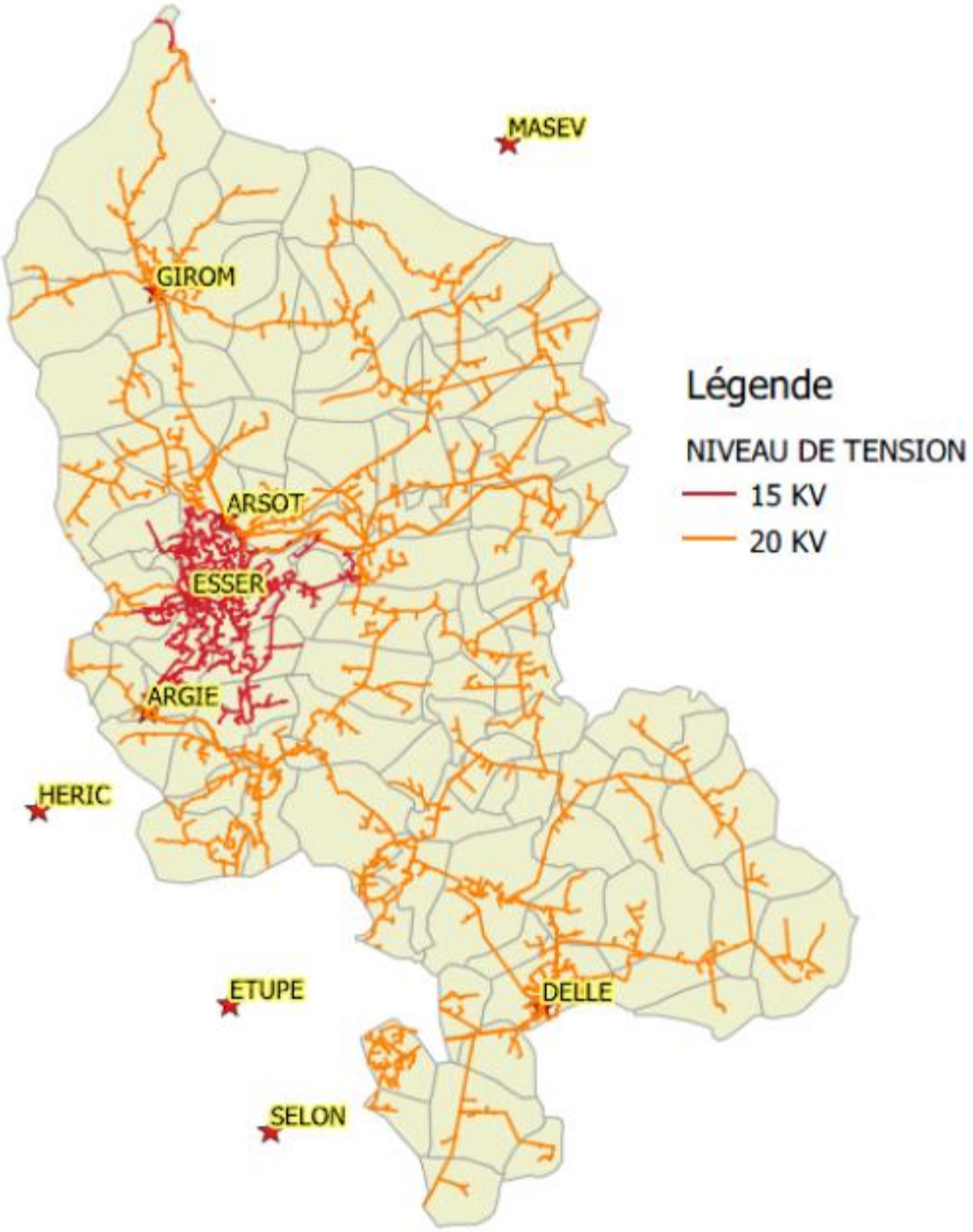


Figure 7 : Carte des niveaux de tension HTA

Caractéristiques générales du réseau HTA :

Réseau HTA (en km)	2015	2016	2017	2018	2019
Souterrain	498	512	518	535	539
dont ancienne technologie (CPI)	14,8	14	13	12	11
Aérien	351	344	342	331	328
dont faible section	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL HTA	**849**	**856**	**860**	**866**	**867**
Taux de réseau HTA Souterrain (/ total HTA)	59%	60%	60%	62%	62%
Taux de réseau d'ancienne technologie (CPI) (/ total souterrain HTA)	3%	2,7%	2,5%	2,2%	2%
Taux de réseau faible section (/ aérien HTA)	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Figure 8 : Caractéristiques du réseau HTA de la concession

Valeurs nationales (2019) :

Taux de réseau HTA Souterrain (/ total HTA)	*50,3%*
Taux de réseau HTA CPI (/ souterrain HTA)	*6,3%*
Taux de réseau faible section (/ aérien HTA)	*1,2%*

Figure 9 : Caractéristiques nationales du réseau HTA

Le réseau aérien HTA de faible section (≤ 14 mm² pour les câbles Cu ou ≤ 22 mm² pour les autres matériaux) est de 0,5 km (soit 0,1 % du total aérien). Il est disséminé sur trois communes dans l'ensemble de la concession.

Environ 98% du réseau aérien a plus de 25 ans et est potentiellement éligible à des travaux de Prolongation de Durée de Vie (PDV) / Renouvellement Programmé (RP).

Figure 10 : Carte des faibles sections HTA

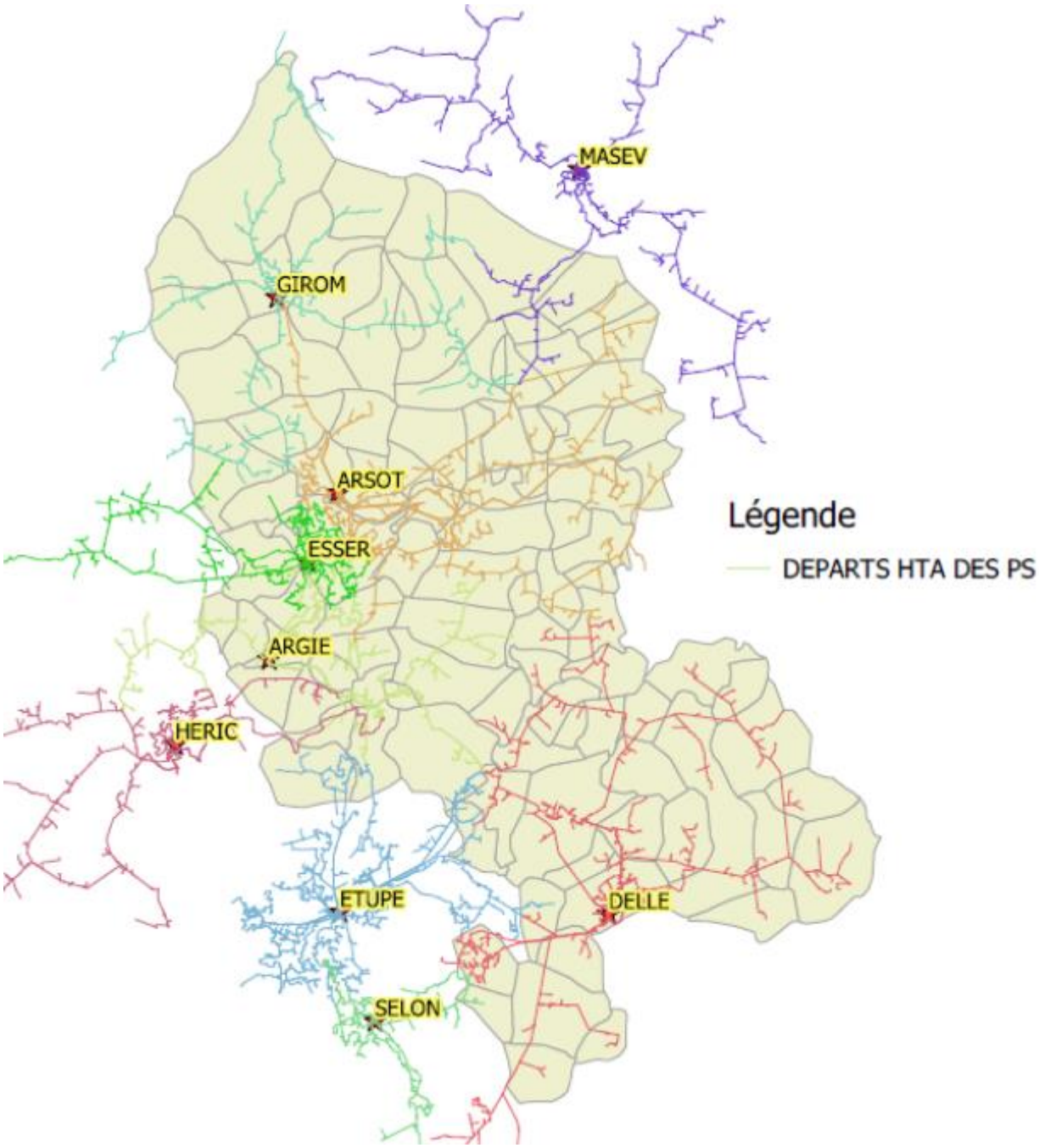


Figure 11 : Carte des Postes Source avec leur réseau HTA au niveau de la concession

Evolution des réseaux :

Année de construction des réseaux HTA par type (aérien – souterrain)

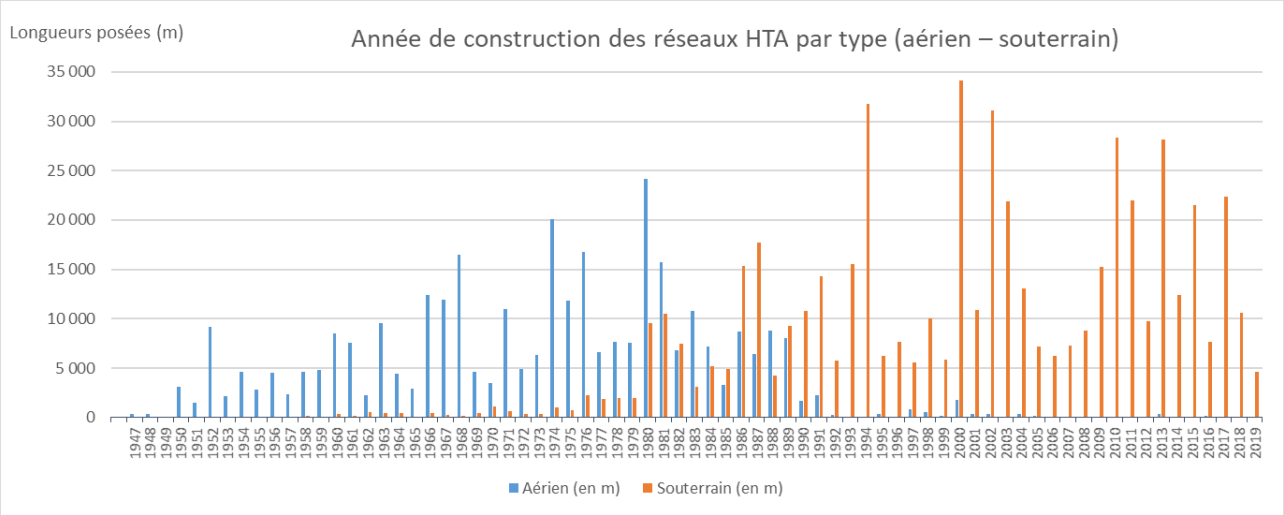


Figure 12 : Année de construction des réseaux HTA par type (aérien - souterrain)

Sur la dernière décennie, 0,6 km de réseau HTA aérien ont été construits alors que sur la même période 170 km de réseau souterrain ont été posés.

Tableau des longueurs posées par année :

Année	Aérien (km)	Souterrain (km)
2009	0,00	15
2010	0,00	28
2011	0,01	22
2012	0,00	10
2015	0,36	28
2014	0,00	12
2015	0,01	22
2016	0,11	7
2017	0,01	11
2018	0,10	10
2019	0,00	5

Figure 13 : Tableau des longueurs posées par année

Les réseaux souterrains CPI HTA :

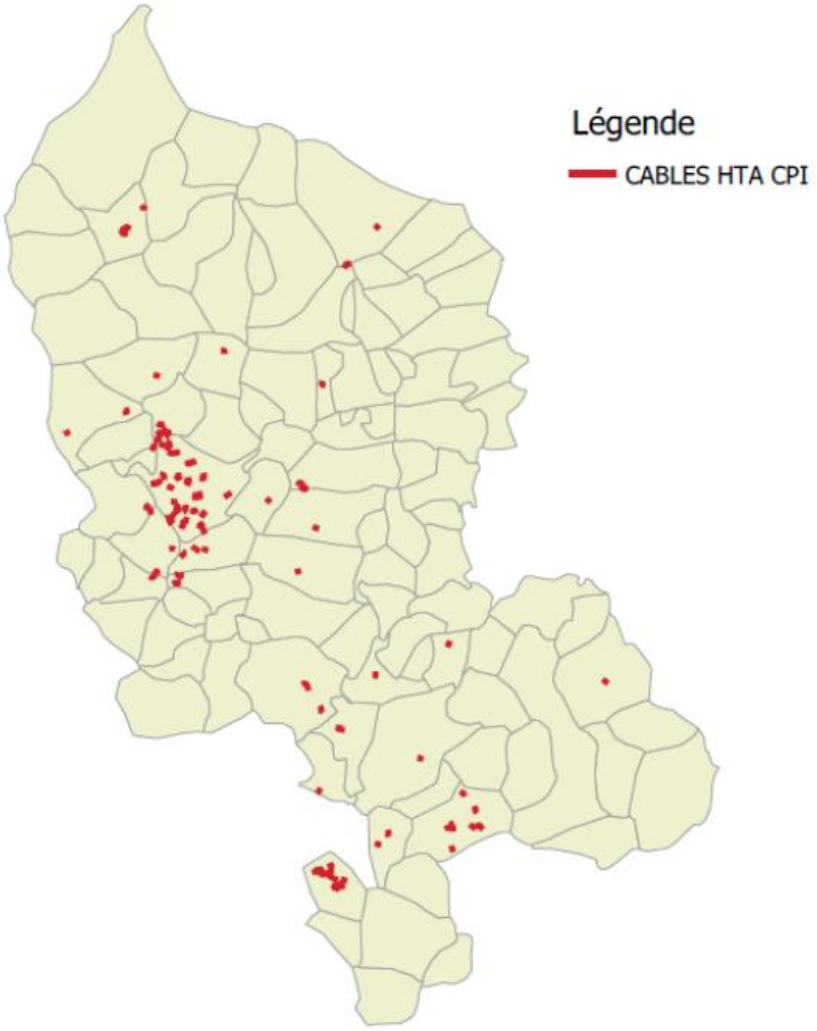


Figure 14 : Carte du réseau CPI HTA

Le stock de synthétique de première génération dit « câble de Lyon » représente 0.4% du réseau souterrain.

Evolution du linéaire de câbles papier imprégné HTA en fin d'année :

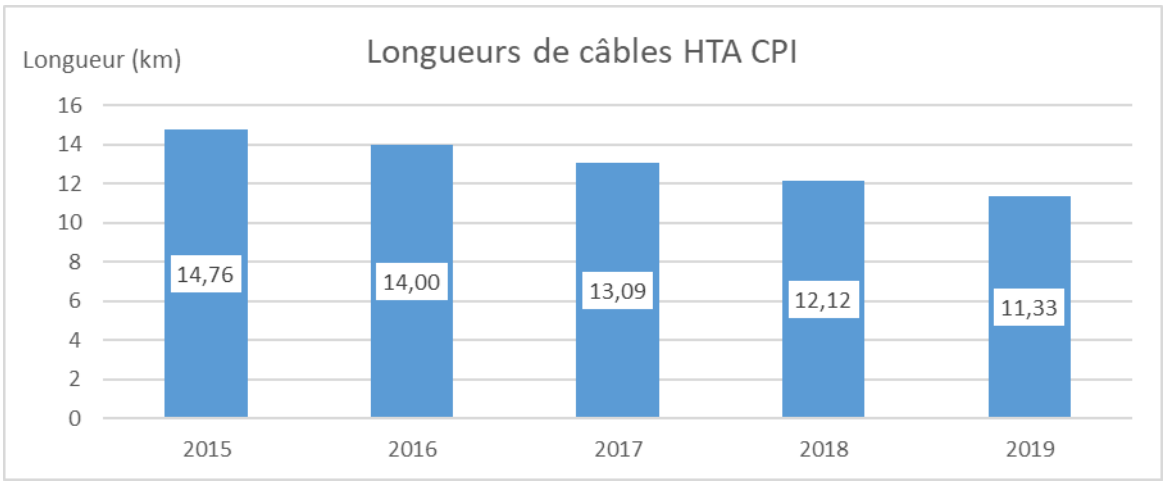


Figure 15 : Longueurs de câbles HTA CPI

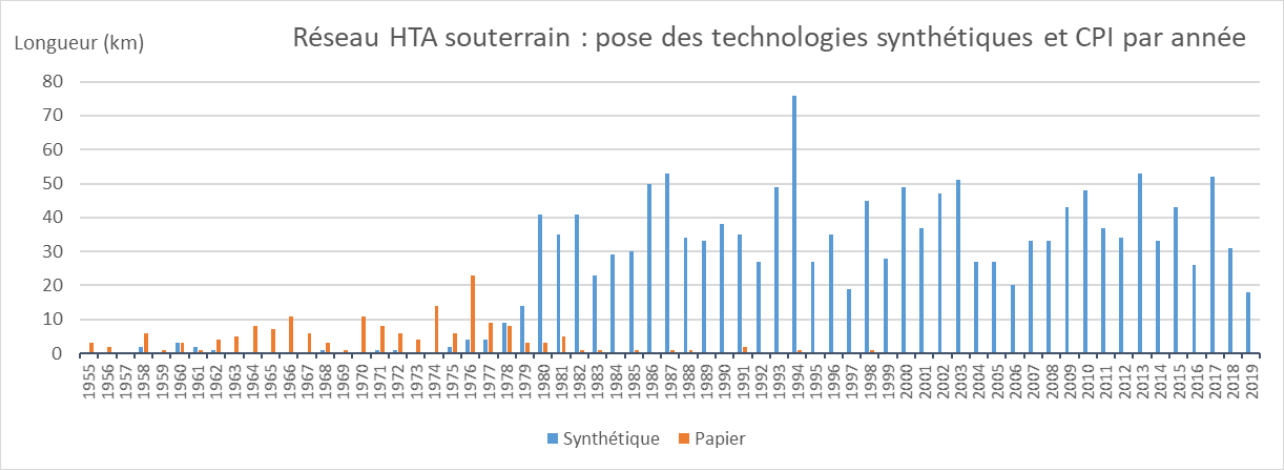


Figure 16 : Longueurs des câbles Papier et Synthétique par année

La technologie CPI a été remplacée fin des années 70 au profit des câbles à isolation synthétique.

1.4. Les postes HTA/BT

Nombre de Postes HTA BT	2015	2016	2017	2018	2019
TOTAL	1 088	1 089	1 098	1 102	1 106
dont Postes H61	167	165	164	161	158
dont Postes cabines hautes	88	85	81	76	74
dont Postes cabines basse	145	145	145	144	143

Figure 17 : Répartition de la typologie des postes HTA/BT

Répartition de la typologie des postes DP :

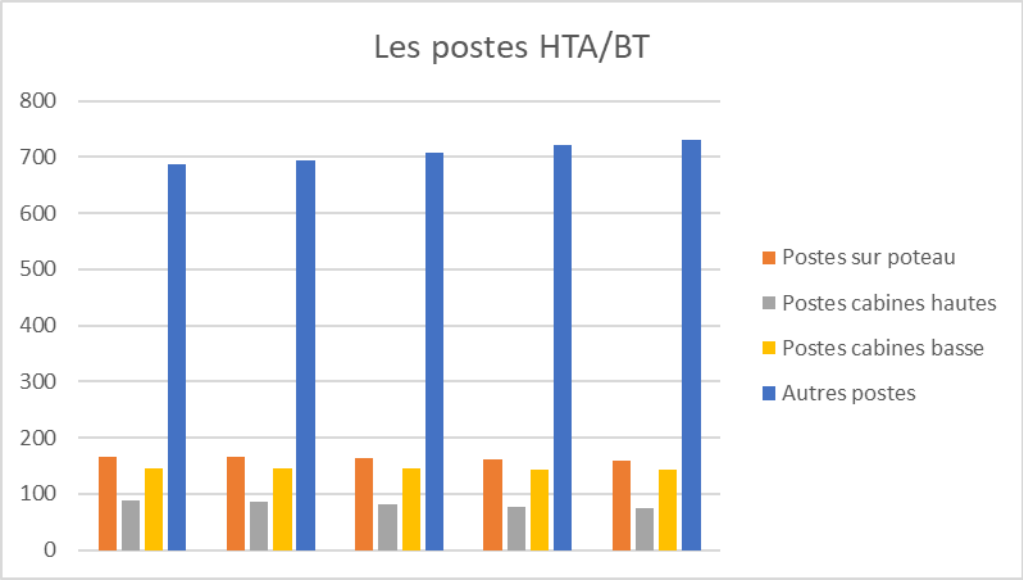


Figure 18 : Répartition de la typologie des postes HTA/BT

Puissance (kW)	Nombre de transformateurs HTA/BT
40	1
50	31
63	1
100	154
160	281
250	342
400	201
630	78
800	2
1000	7
1030	6
1260	12

Figure 19 : Nombre de postes HTA/BT par puissance

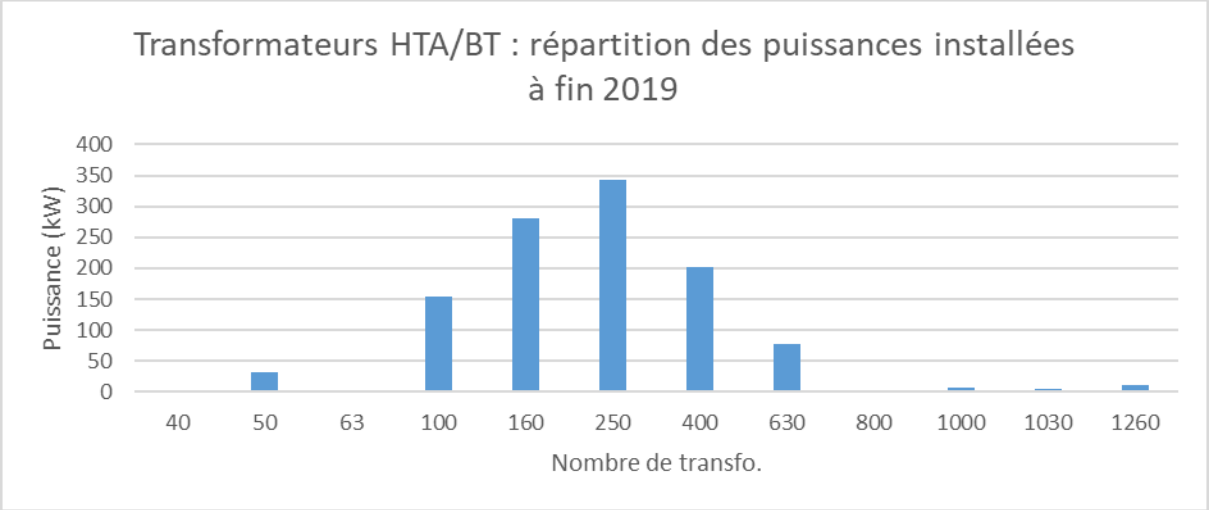


Figure 20 : Répartition des puissances installées à fin 2019

1.5. Les réseaux BT

Réseau BT (en km)	2015	2016	2017	2018	2019
Souterrain	568	577	589	599	607
dont ancienne technologie	50	48	47	46	45
Aérien	557	555	551	552	550
dont Torsadé	446	444	443	445	445
dont Nu	111	110	109	108	105
dont faible section	13	13	13	12	12
TOTAL BT	**1125**	**1132**	**1140**	**1151**	**1157**
Taux de réseau BT Souterrain (/ Total BT)	*50%*	*51%*	*52%*	*52%*	*52%*
Taux de réseau BT ancienne technologie (/ Total souterrain BT)	*9%*	*8%*	*8%*	*7,6%*	*7,4%*
Taux de réseau BT Nu faible section (/ Total BT)	*1%*	*1%*	*1%*	*1%*	*1%*
Taux de réseau BT Nu (/ Total BT)	*9,87%*	*9,72%*	*9,56%*	*9,38%*	*9%*

Valeurs nationales 2019 :

Taux de réseau BT Souterrain (/ Total BT)	*47%*
Taux de réseau BT Souterrain ancienne technologie (/ Total BT souterrain)	*5%*[1]
Taux de réseau BT Nu faible section (/ Total BT) [2]	*2,2%*
Taux de réseau BT Nu (/ Total BT)	*7,9%*

Figure 21 : Le réseau BT

Le réseau BT est souterrain à 52%.

Le réseau nu représente 9% du réseau BT de la concession dont quasiment 1% est en faible section. A fin 2019, 55% des faibles sections recensées dans les bases de données n'en sont pas (très souvent remplacé par du torsadé). Une démarche de fiabilisation des bases de données est engagée.

[1] A noter que cette valeur est difficile à quantifier au niveau national.

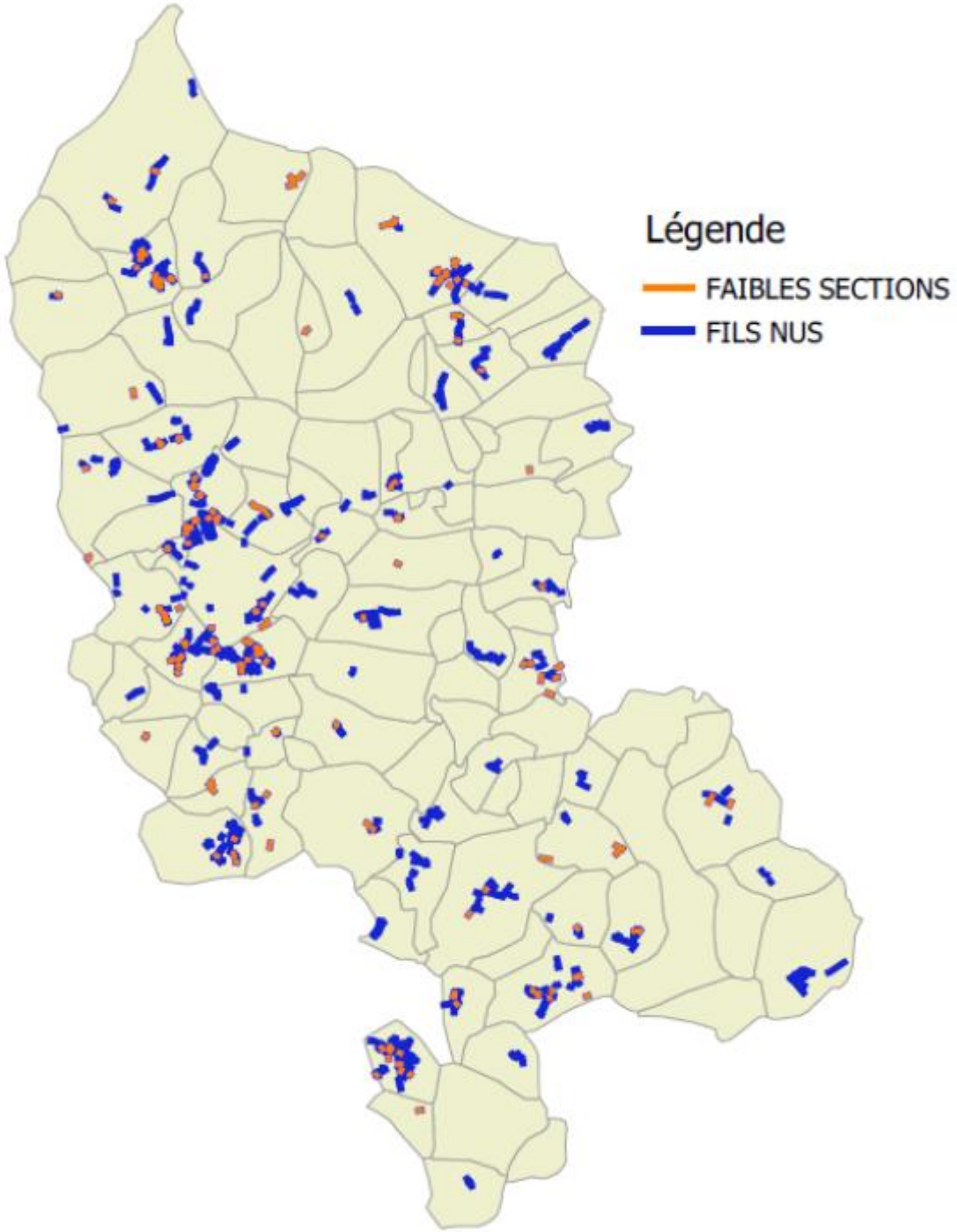


Figure 22 : Carte sur le positionnement du réseau BT aérien nu et faible section

Nous remarquons une répartition plutôt homogène sur l'ensemble du territoire avec toutefois une concentration plus importante sur l'agglomération belfortaine.

Années de construction du réseau BT par technique

Il est à noter que 468 km de réseau BT est daté par défaut de 1946 dans cette analyse, soit 40,5% du réseau BT ; et plus précisément 94 % du réseau nu, 64 % du réseau Torsadé et 14 % du réseau souterrain.

Si on occulte le linéaire « 1946 », on obtient la répartition suivante :

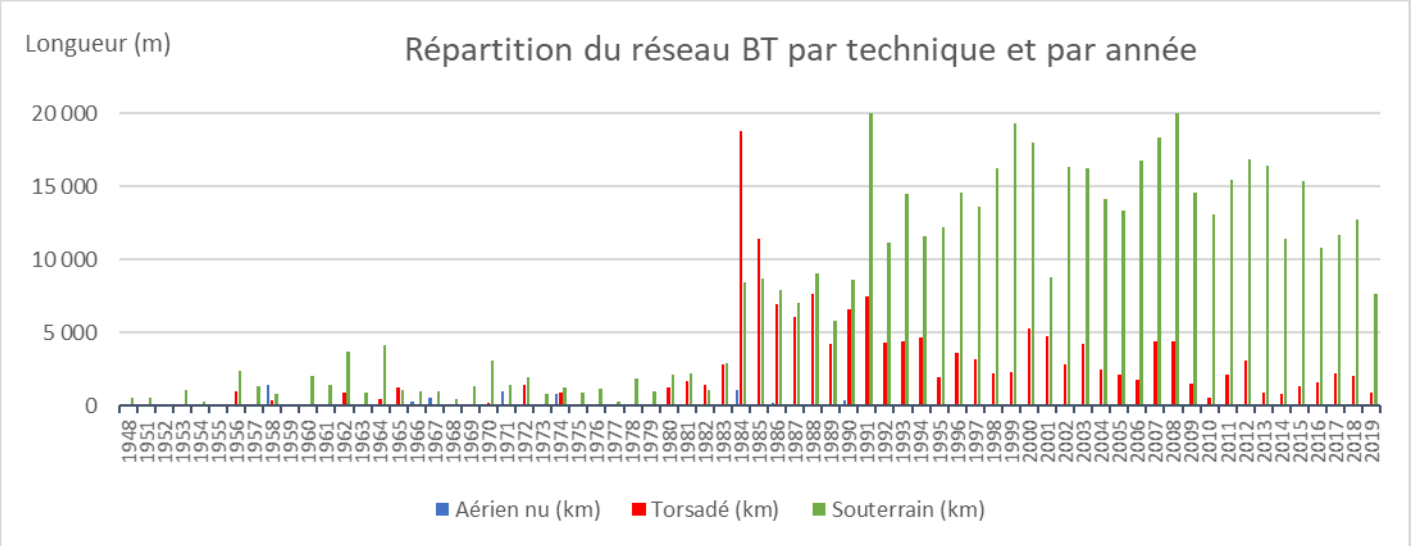


Figure 23 : Année de construction du réseau BT par technique

Les câbles BT souterrains ancienne technologie

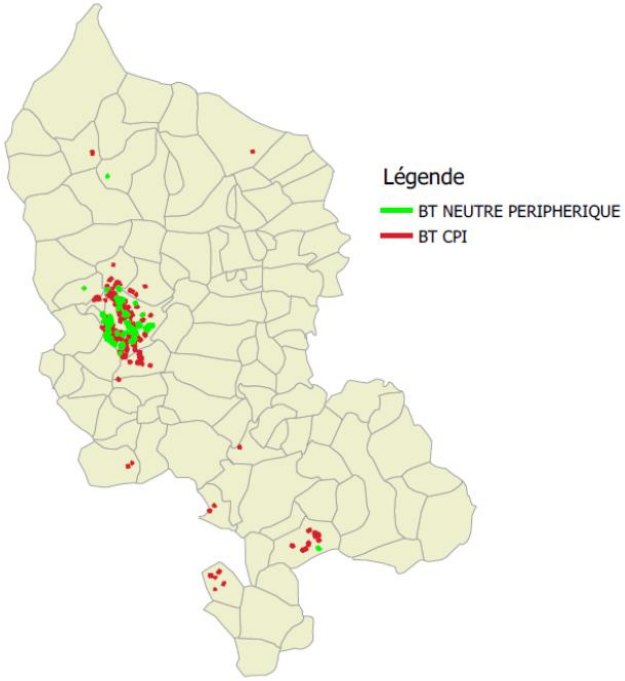


Figure 24 : Carte réseau BT ancienne technologie

Nous remarquons une forte concentration de câbles souterrains d'ancienne technologie sur l'agglomération de Belfort.

1.6. Les utilisateurs (consommateurs et producteurs) raccordés au réseau

Les consommateurs :

2015		2016		2017		2018		2019	
Clients BT	Clients HTA	Clients BT	Clients HTA	Clients BT	Clients HTA	Clients BT	Clients HTA	Clients BT	Clients HTA
76 872	197	77 221	197	77 590	195	78 028	194	78 216	187

Evolution BT de 2015 à 2019 : + 1,7%

Evolution HTA de 2015 à 2019 : - 5 %

Figure 25 : Evolution de la clientèle de 2015 à 2019

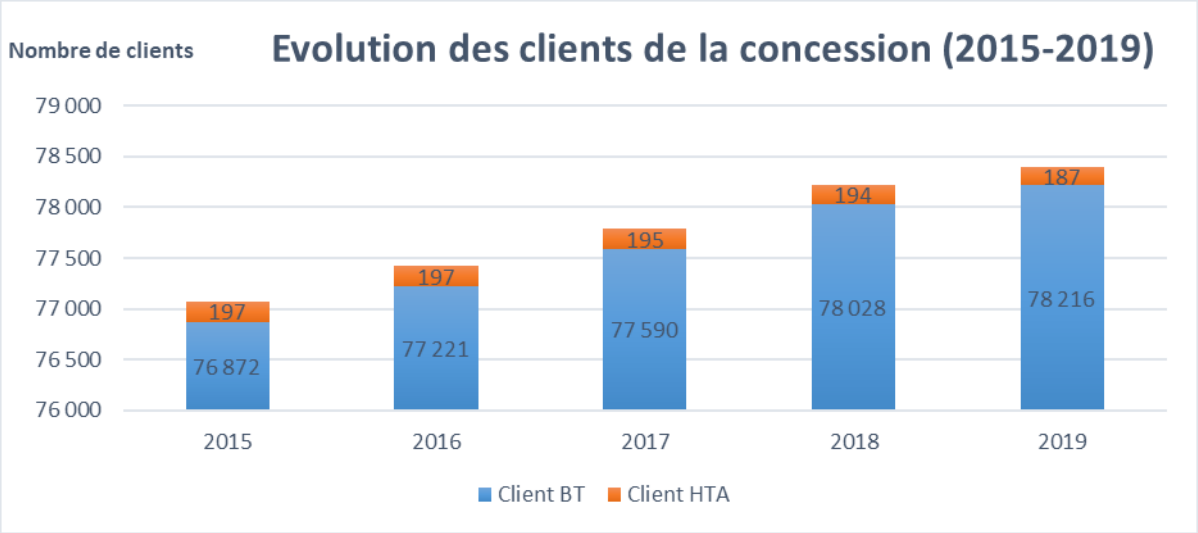


Figure 26 : Graphique de l'évolution clientèle de 2015 - 2019

On constate une tendance à la baisse du nombre de client HTA et une hausse du nombre de clients BT.

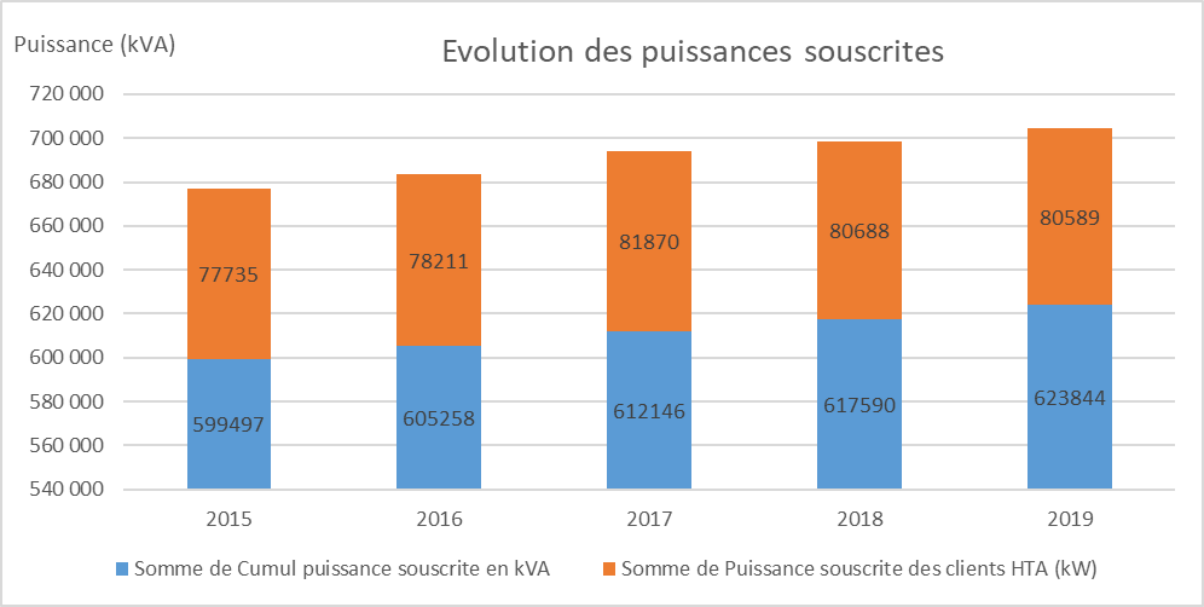


Figure 27 : Evolution du cumul des puissances souscrites de 2015 à 2019

Depuis 2019, le cumul des puissances souscrites en kVA des clients BT a augmenté de 4,1%.
Malgré la diminution du nombre de clients HTA, le cumul des puissances souscrites en KW a augmenté de 3,7%.

	< 100 clients BT	< 500 clients BT	< 1000 clients BT	> 1000 clients BT	0 clients HTA	≤ 5 clients HTA	≤10 clients HTA	> 10 clients HTA
Nombre de communes avec :	10	62	17	12	57	34	8	2
Soit x clients BT	619	13 966	11 588	52 043				
Soit x clients HTA					0	60	57	70
% communes	9,9%	61,4%	16,8%	11,9%				
% clients BT	0,8%	17,9%	14,8%	66,5%				
% clients HTA					0,0%	32,1%	30,5%	37,4%
Linéaire BT (%)	2,0%	32,0%	21,0%	45,0%	26,1%	39,3%	14,5%	20,1%
Linéaire HTA (%)	2,2%	40,7%	20,1%	37,0%	31,7%	36,6%	15,5%	16,3%

Figure 28 : Répartition du réseau HTA et BT selon le nombre de clients BT et HTA

Sur le territoire de la concession, 11.8 % des communes regroupent 66,5 % des clients BT.

Les producteurs :

La puissance de production installée (producteurs HTA) est de 18 168 kW.

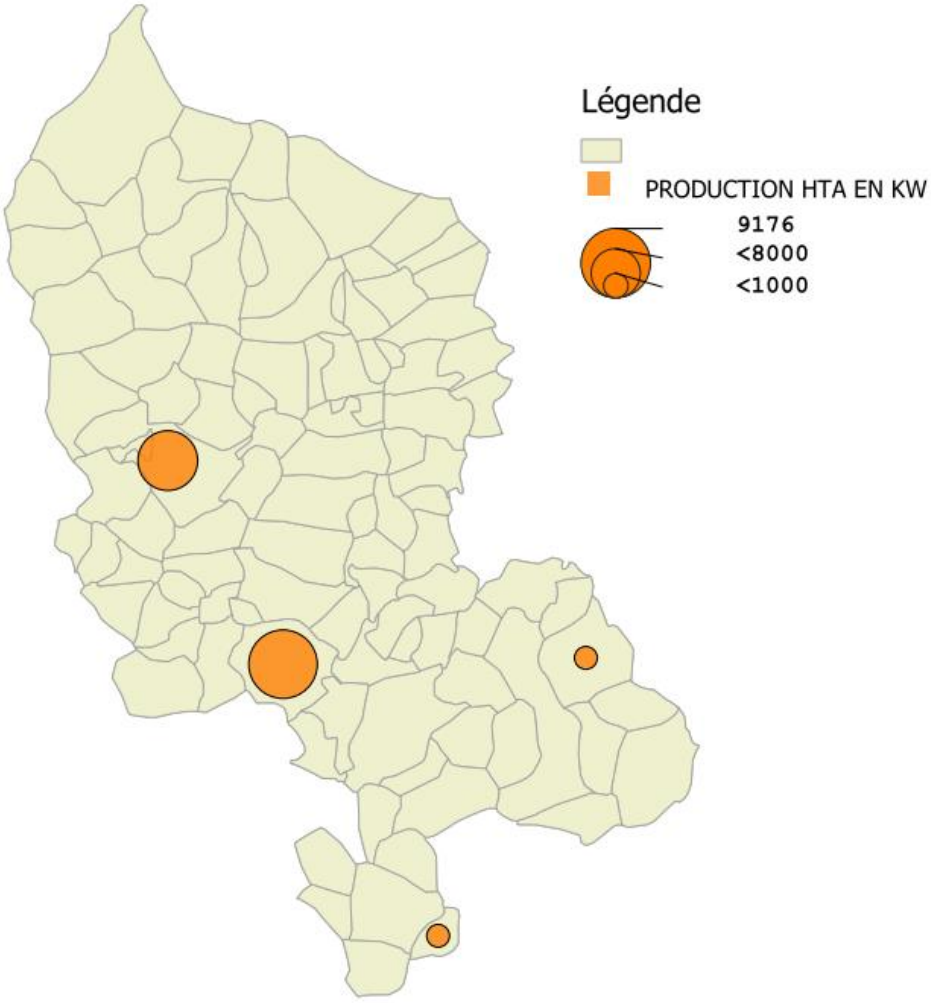


Figure 29 : Carte de la puissance de production installée en HTA par commune

La puissance de production installée (producteurs BT) est de 2 874 kW répartie sur 99 communes des 102 que compte la concession. Parmi celles-ci, 6 accueillent une puissance de production installée comprise entre 100 et 227 kW.

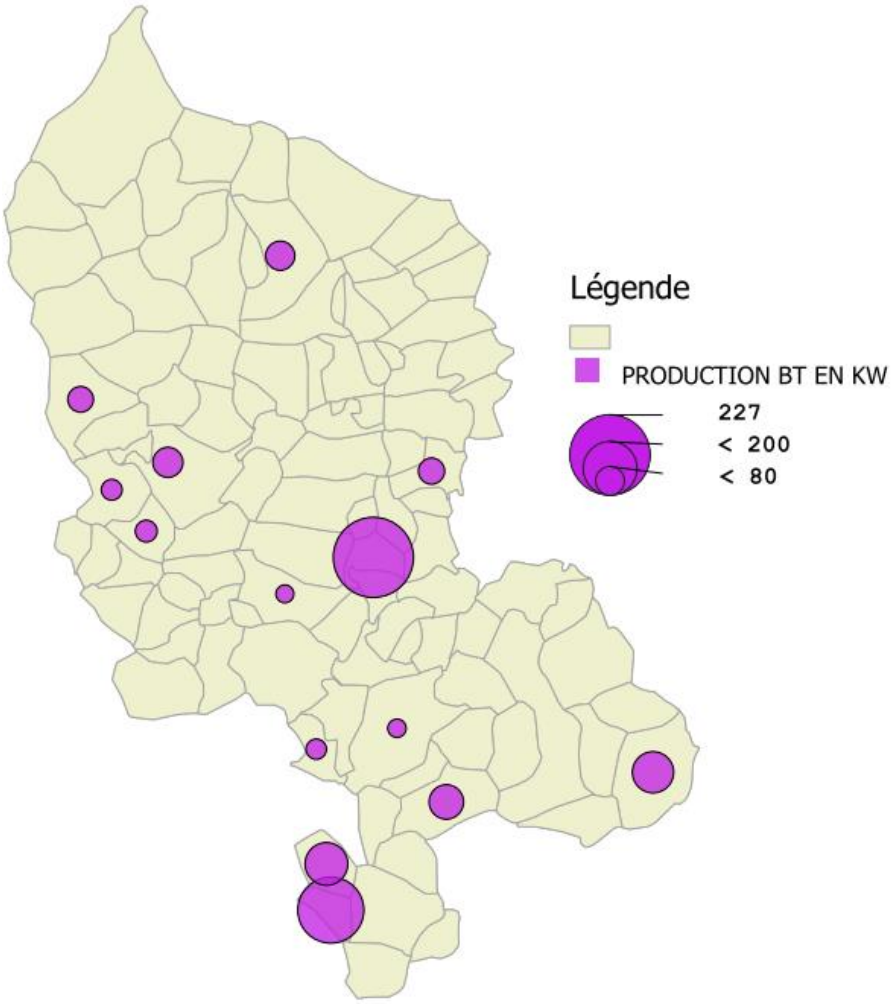


Figure 30 : Carte de la puissance de production installée en BT par commune (>50 kW)

Perspectives sur la production décentralisée :

Les capacités réservées dans le cadre du S3REnR (au 01/10/2020) :

Nom	S3REnR	Taux d'affection des capacités réservées	Puissance EnR déjà raccordée	Puissance des projets EnR en file d'attente	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR
ARGIESANS	FRANCHE-COMTE	39%	0.4	0.1	1.0	1.0
ARSOT	FRANCHE-COMTE	39%	0.8	0.0	16.0	16.0
DELLE	FRANCHE-COMTE	39%	2.4	0.1	0.6	1.0
ESSERT	FRANCHE-COMTE	39%	0.5	0.0	1.0	1.0
GIROMAGNY	FRANCHE-COMTE	39%	0.5	0.0	1.0	1.0

Figure 31 : Tableau des capacités réservées dans le cadre du S3REnR

2. PERFORMANCE DU RESEAU

2.1. Le critère B

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 devient donc 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 durant 25 min, génère 2000*25 min / 46848, soit 1 min de critère B pour la concession.*

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), c'est-à-dire sans compter les événements de plus de 100 000 clients coupés lors d'un phénomène climatique dont la durée de retour est supérieure ou égale à 20 ans ou événement classé en catastrophe naturelle. La durée de retour supérieure ou égale à 20 ans signifie « qui ne s'est pas produit à un tel niveau durant les 20 dernières années ».

Critère B par catégorie à la maille de la concession 2015 - 2019 :

Année	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux Hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2015	6,2	20,7	9,8	36,6	10,1	0,0	0,2	0,0	**46,9**
2016	0,0	42,1	4,6	46,6	15,4	0,1	0,2	0,0	**62,3**
2017	0,0	29,4	11,1	40,5	12,2	0,1	0,2	0,0	**53,0**
2018	8,1	23,0	6,1	37,2	9,8	0,4	44,5	0,0	**91,9**
2019	0,0	24,4	9,9	34,3	12,1	0,0	0,2	0,0	**46,6**
National 2019	1,7	37,0	11,4	50,1	13,7	0,4	29,2	2,7	**96,1**

Figure 32 : Critère B à la maille de la concession 2015 – 2019

On constate que le critère B TCC est de bon niveau et meilleur que le national en 2019. La contribution la plus importante est générée par les incidents HTA hors événement exceptionnel, ce qui est conforme à ce qui est observé nationalement.

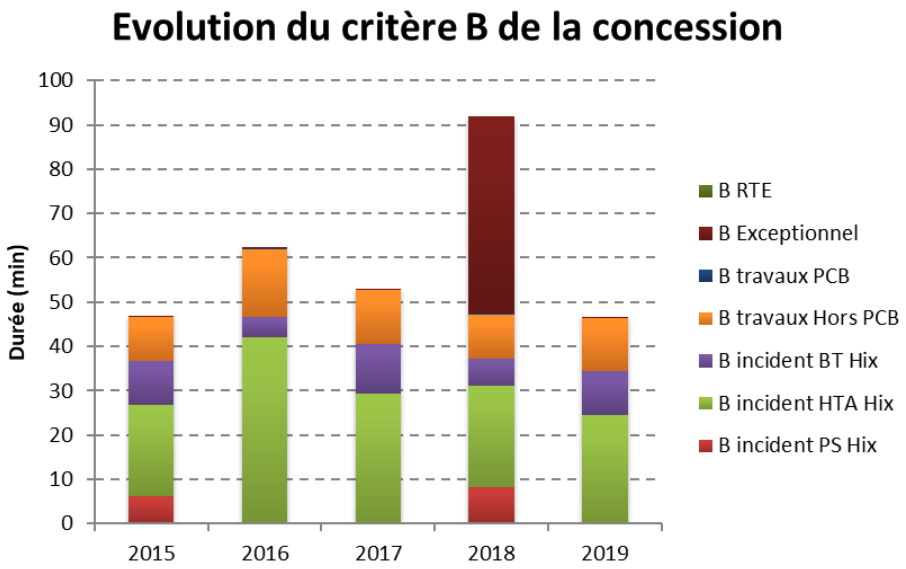


Figure 33 : Graphique du critère B par catégorie à la maille de la concession 2015 - 2019

Dans le détail ces quatre dernières années :

L'exercice 2016 est marqué par une part importante de HTA souterraine et HTA aérienne, toutes les deux portés par des évènements majeurs liés à l'usure naturelle.

En 2017, plusieurs tempêtes qui n'ont pas été classées « Exceptionnelles » ont eu un impact sur le critère B incident HTA Hix :

- Egon : 12-13/01/17 : 291 000 Niti => ~ 3.8 min
- KLM : 03-05/02/17 : négligeable
- Zeus : 06-07/03/17 : négligeable
- Episode localisé de vent-neige : 12/11/17 : 378 000 NiTi => ~ 4.9 min
- Ana : 11-12/12/17 : négligeable

En résumé, 8.7 min / 29.4 min soit 30% du B Incident HTA Hix sont lié à des phénomènes climatiques en 2019 qui n'ont pas été classés exceptionnel.

La tempête Eleanor de 2018, classée « Evènement exceptionnel », est à l'origine du critère B élevé.

2019 a donné lieu à plusieurs incidents sur le réseau HTA et notamment la tempête Freya (non exceptionnelle) qui a généré de l'ordre de 5,5 minutes de critère B sur la concession.

N.B : dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- *Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;*
- *Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;*
- *Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;*
- *L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;*
- *Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;*
- *Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.*

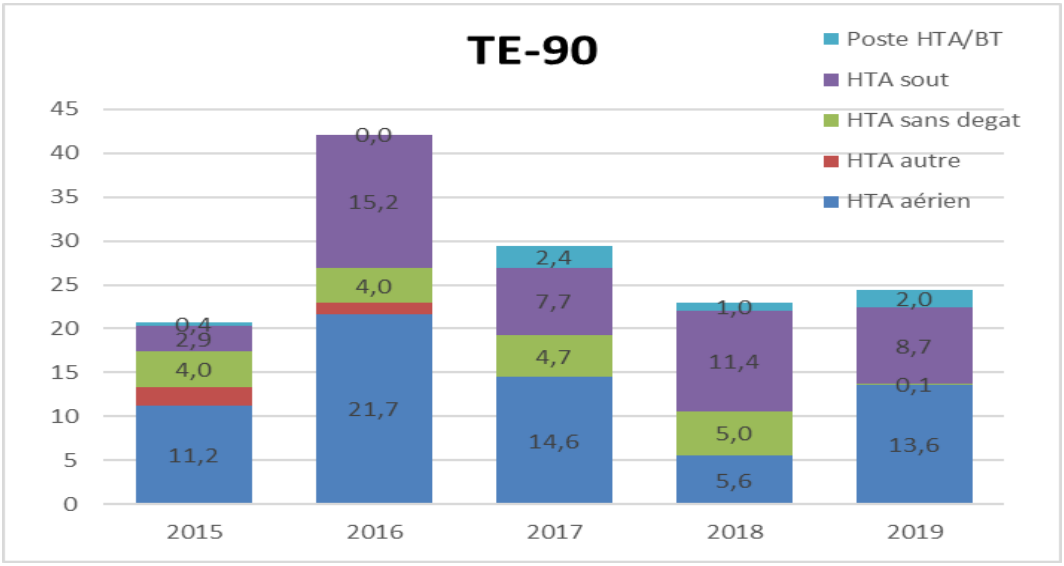


Figure 34 : Décomposition du critère B incident HTA Hix par siège 2015 - 2019[2]

- Les sièges HTA aérien (canalisation et support) prédominent dans la part du Critère B incident HTA Hix.
- Les sièges HTA souterrain (canalisation et accessoires) arrivent en 2ème position.
- Les sièges dus au poste HTA-BT restent minimes dans la part du B incident HTA.

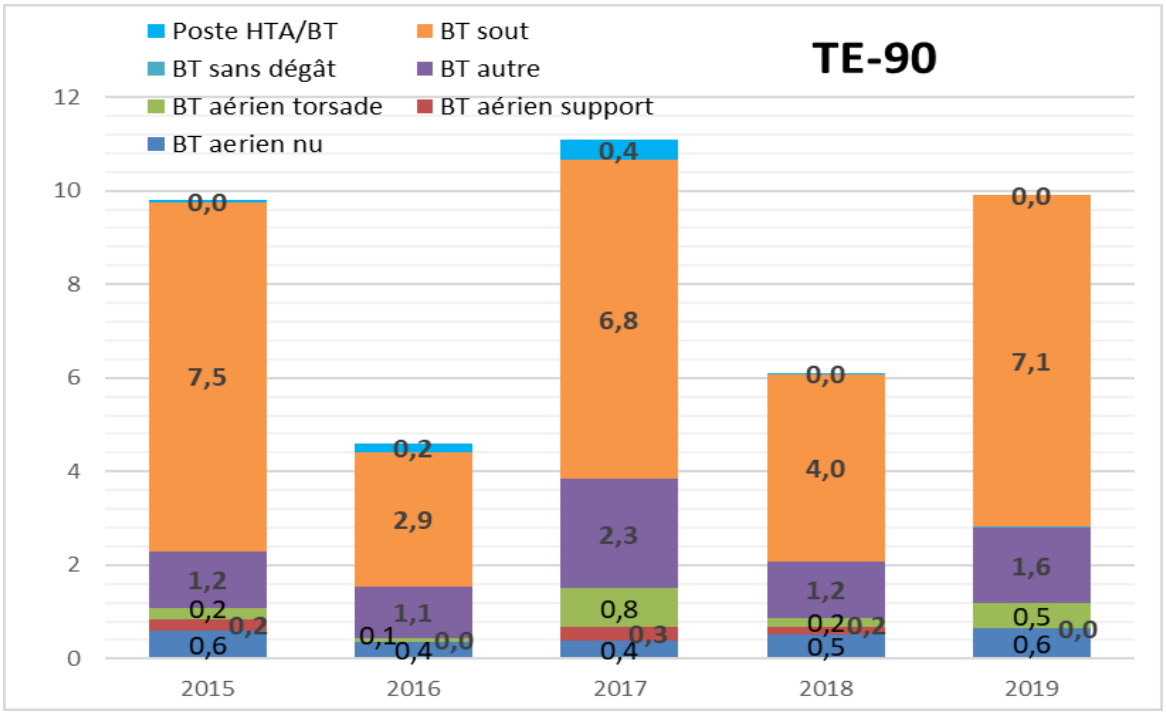


Figure 35 : Décomposition du critère B Incident BT Hix par siège 2015 - 2019

- Les sièges BT souterrain (canalisation et accessoires) prédominent dans la part du Critère B incident BT Hix.
- Les sièges BT aérien nu (canalisation uniquement) impactent peu le critère B.

[2] « HTA sans dégât » veut dire qu'il n'y a pas eu de dégât trouvé et que le défaut a été éliminé avec manœuvre.

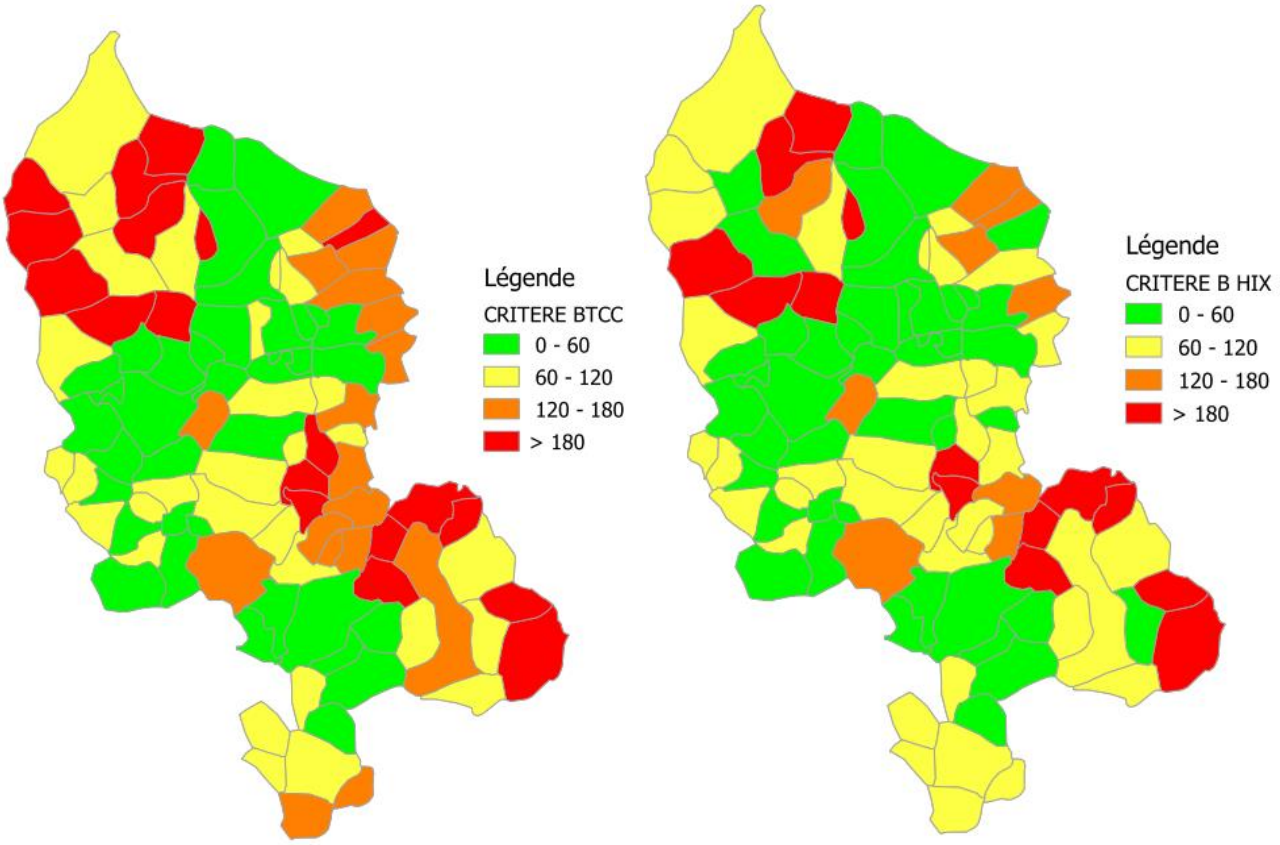


Figure 36 : Cartes du critère B moyen par commune 2015 – 2019, à g. TCC, à dr. Hix

Liste des communes avec un critère B moyen sur 5 ans > 180 min :

Communes BTCC
2015 2019 sup 180 n

La zone au Nord du département sur le flan montagneux ainsi que celle limitrophe avec le Haut-Rhin montrent des communes avec un critère B > 120 min en moyenne sur la chronique.

Si on exclut les évènements exceptionnels, le critère B moyenné sur les 5 ans baisse pour un nombre significatif de communes.

2.2. La fréquence moyenne coupures sur la période 2015 – 2019 (nombre d'incidents HIX par client BT)

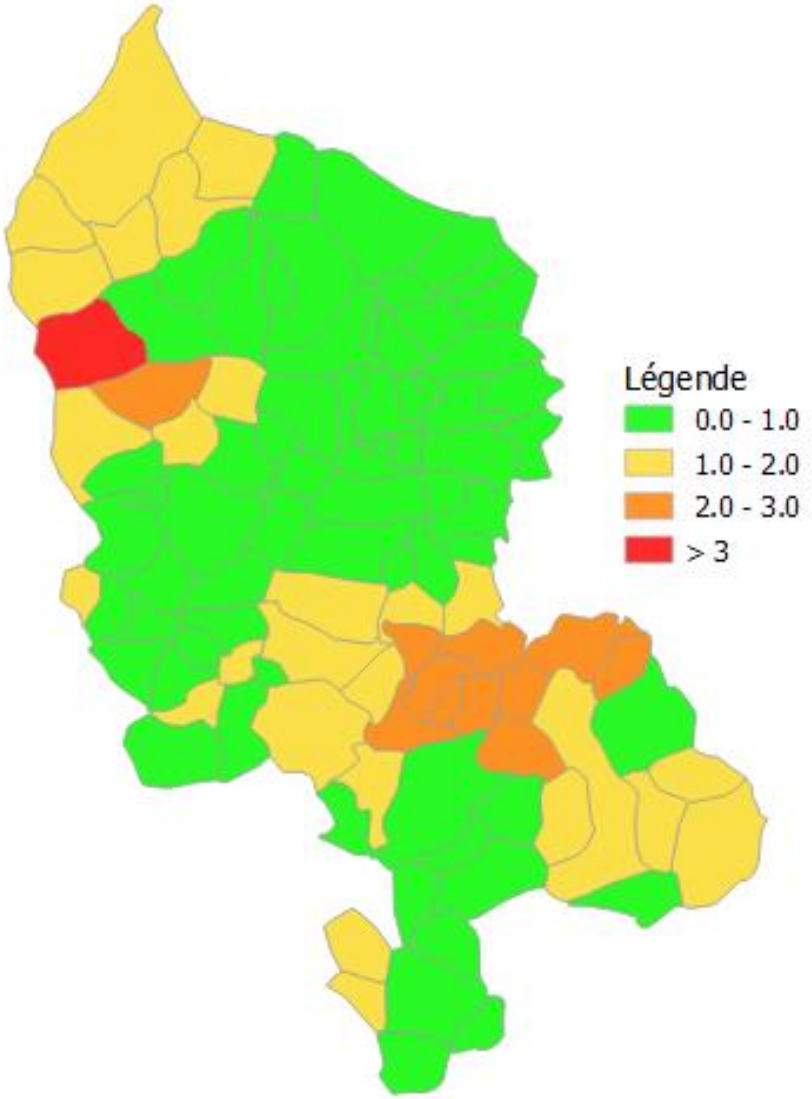


Figure 37 : Carte de la fréquence moyenne de coupures (nombre d'incidents HIX par client BT) - période 2015 - 2019

Une commune présente des fréquences de coupures > 3 en moyenne par an sur la chronique.

Code INSEE	Libellé Commune	MOYENNE
90057	LACHAPELLE-SOUS-CHAUX	3,52

Figure 38 : Liste des communes > 3 coupures par an en moyenne sur 5 ans

2.3. La fiabilité des réseaux HTA et BT

Fiabilité HTA : taux d'incident au 100 km Hix

Année	HTA	Aérien	Souterrain
2015	2,6	2,8	1,0
2016	5,5	4,4	3,7
2017	3,5	3,5	1,7
2018	2,9	1,5	2,1
2019	3,7	4,3	2,2
2019 (NAT)	3,9	3,8	1,9

Figure 39 : Taux d'incident au 100 km Hix (HTA)

La rubrique « HTA » comprend tous les incidents HTA (ex : accessoires, support) y compris les canalisations exposées dans les autres rubriques.

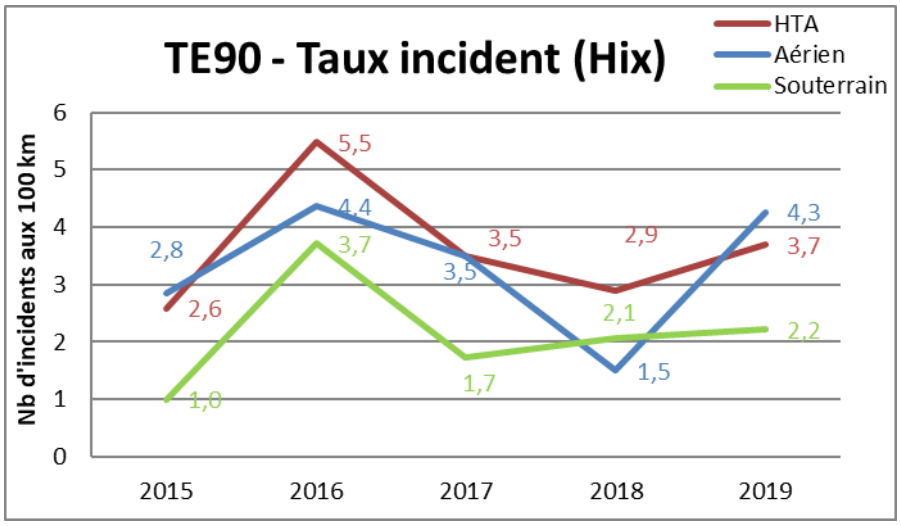


Figure 40 : Graphique du taux d'incidents aux 100 km Hix (HTA), calculé au niveau de la concession

Le taux d'incident global HTA est légèrement inférieur à la valeur nationale.

Le taux d'incident souterrain est légèrement supérieur à la moyenne nationale mais reste stable.

Globalement, le taux d'incident aérien marque une tendance à la baisse, à l'exception de 2019, où il remonte fortement.

Fiabilité BT : taux d'incident au 100 km Hix

Année	BT	Aérien Nu BT	Aérien Torsadé BT	Souterrain BT
2015	10,7	12,6	1,6	7,9
2016	6,6	10,9	0,7	4,2
2017	8,2	9,2	1,1	3,9
2018	8,8	13,0	1,3	8,0
2019	6,3	7,6	2,2	4,1
2019(NAT)	8,8	26,7	3,5	4,8

Figure 41 : Taux d'incident au 100km Hix (BT)

La rubrique « BT » comprend tous les incidents BT (ex : accessoires, support) y compris les canalisations exposées dans les autres rubriques.

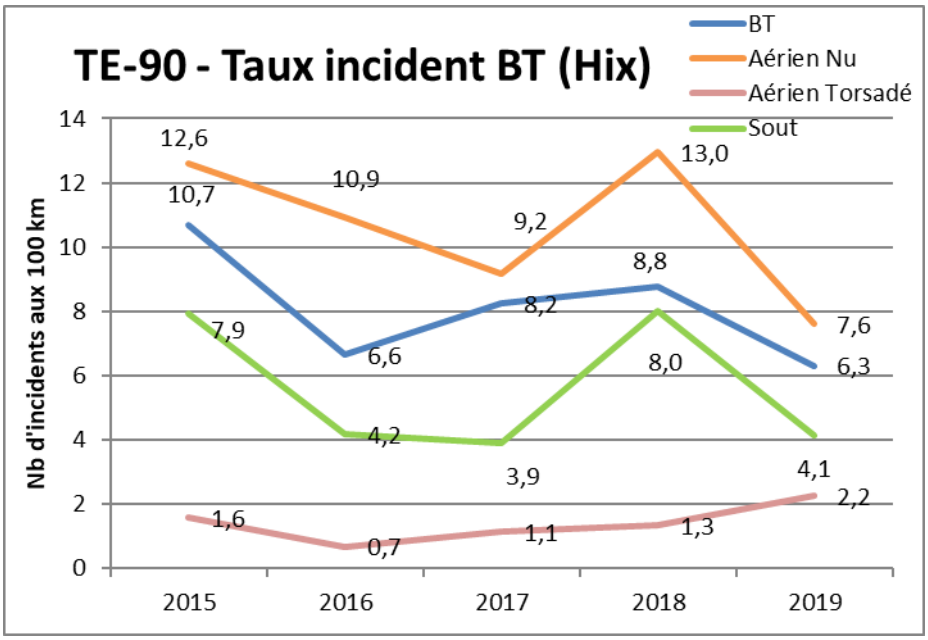


Figure 42 : Graphique du taux d'incident aux 100 km Hix (BT), calculé au niveau de la concession

Le taux d'incident global BT est meilleur que la valeur nationale.

Le taux d'incident aérien nu est variable sur la chronique, il est important en comparaison des autres taux mais il reste bien en dessous de la moyenne nationale 2019.

Le taux d'incident torsadé BT est en légère hausse sur la chronique et meilleur que la moyenne nationale 2019.

Le taux d'incident souterrain BT est variable sur la chronique et meilleur en 2019 que la moyenne nationale 2019.

Fiabilité des postes HTA-BT

Année	Partie HTA	Partie BT	Dont partie transformateur	Total
2015	1	8	1	9
2016	0	13	2	13
2017	3	15	6	18
2018	3	8	2	11
2019	4	14	0	18

Figure 43 : Synthèse des incidents des postes HTA/BT

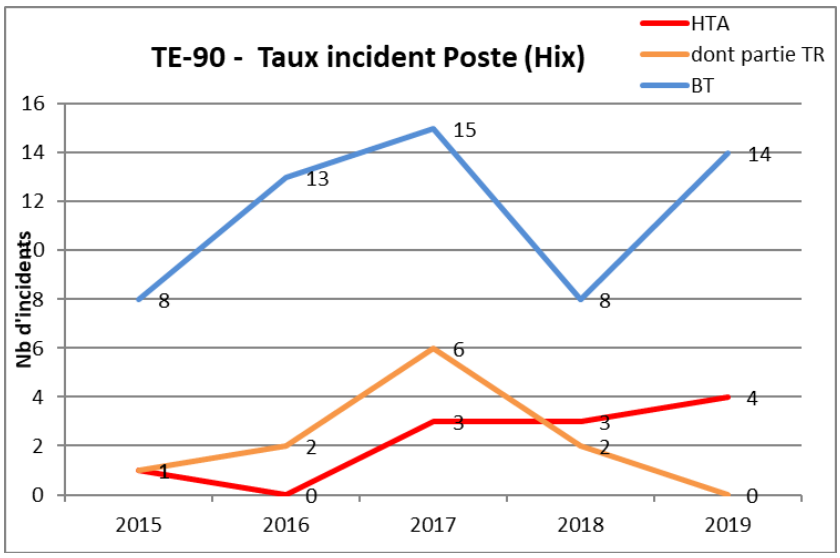


Figure 44 : Graphique de la synthèse des incidents des postes HTA/BT

L'incidentologie des postes HTA-BT est portée majoritairement par la partie BT de ces ouvrages.

Cause de l'interruption	HTA					BT				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Fausse manœuvre	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Défaut de conception	0%	2%	0%	3%	0%	0%	3%	0%	0%	4%
Défaut de montage / tirage	0%	0%	0%	0%	3%	0%	1%	1%	1%	1%
Défaillance protection	4%	9%	0%	0%	0%	4%	14%	5%	1%	1%
Usure naturelle	17%	28%	33%	31%	41%	54%	34%	38%	46%	29%
Dépassement de capacités électriques	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	5%	1%	18%
Conducteurs déréglés	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Corps étranger	4%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	0%
Véhicule	0%	0%	0%	0%	0%	6%	1%	4%	5%	3%
Travaux de tiers - Elagage ou abattage	17%	11%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	2%	0%
Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	13%	13%	10%	9%	6%	11%	16%	12%	13%	12%
Installation de clients HTA	0%	2%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Malveillance	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%
Incendie d'origine externe	0%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	4%	4%	3%
Oiseaux	4%	0%	7%	6%	13%	1%	0%	0%	1%	3%
Autres animaux	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	0%
Elagage insuffisant	4%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	2%	2%	0%
Chute de branche par vent	0%	2%	10%	0%	3%	0%	0%	1%	3%	0%
Chute d'arbre par vent	0%	0%	7%	16%	13%	0%	0%	2%	8%	12%
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	0%	9%	7%	6%	6%	1%	1%	2%	1%	1%
Effort anormal par tempête de neige ou de givre	0%	2%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	0%	0%
Abattage insuffisant	17%	4%	0%	0%	3%	1%	3%	0%	0%	0%
Coup de foudre	0%	2%	3%	0%	0%	0%	4%	2%	1%	3%
Cause inconnue: par grand vent	4%	0%	17%	13%	0%	0%	0%	1%	0%	0%
Cause inconnue: par orage	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	0%
Cause inconnue: par neige ou givre	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales	13%	11%	3%	16%	0%	13%	12%	17%	5%	4%
Départ en RSE (avec cause non identifiée)	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Condensation, inondation	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%

Figure 45 : Analyse des causes "toutes causes confondues"

L'usure naturelle est une cause prépondérante sur les réseaux HTA et BT. Les travaux de tiers représentent également une part importante ainsi que les incidents climatiques.

Siège de l'interruption	HTA					BT				
	2015	2016	2017	2018	2019	2015	2016	2017	2018	2019
Pas de siège	0%	0%	0%	0%	0%	6%	6%	4%	2%	8%
Pas de dégât : éliminé avec manœuvres d'OMT	0%	21%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	1%
Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	25%	4%	20%	28%	3%	19%	16%	25%	13%	5%
Incidents HTA avec siège sur réseau BT	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Incidents BT avec siège sur branchement BT	0%	0%	0%	0%	0%	4%	8%	9%	9%	6%
Interrupteur manuel : IACM, ISP	0%	2%	0%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Autre interrupteur : IAT, IACT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Armement	4%	2%	0%	6%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Isolateur	0%	0%	3%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
Attache	4%	4%	3%	0%	3%	1%	1%	2%	3%	1%
Raccord, pont, bretelle	0%	2%	3%	0%	0%	3%	4%	2%	1%	3%
Parafoudres ou éclateurs	0%	2%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Support bois	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Support béton	0%	0%	3%	0%	0%	3%	0%	2%	2%	0%
Support métallique	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Contact entre conducteurs	25%	9%	20%	3%	16%	5%	4%	0%	5%	1%
Ligne à conducteurs isolés	4%	0%	0%	0%	0%	6%	4%	5%	8%	14%
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	8%	11%	3%	9%	9%	3%	4%	5%	5%	4%
Conducteurs nus rompus, faible section	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2%	1%	1%
Chasse	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Transformateur HTA/BT	0%	0%	3%	0%	0%	1%	3%	5%	2%	0%
Poste HTA/BT: partie HTA	4%	0%	7%	9%	13%	0%	0%	0%	0%	0%
Poste HTA/BT: partie BT	0%	0%	0%	0%	0%	7%	14%	10%	5%	18%
Remontée aéro-souterraine : câble	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	1%	1%	1%
Remontée aéro-souterraine HTA - Extrémités (EUEP,...)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Remontée aéro-souterraine BT - Extrémités	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
Coffret hors sol BT	0%	0%	0%	0%	0%	9%	6%	8%	11%	8%
Plein câble papier	17%	13%	3%	9%	3%	7%	6%	1%	0%	0%
Jonction HTA câble papier/câble papier	0%	4%	7%	6%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
Plein câble synthétique	4%	9%	7%	9%	9%	7%	9%	12%	7%	6%
Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	0%	2%	0%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	0%	4%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) - JTRF – Hors 3M	0%	0%	7%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Jonction de Transition Thermo rétractable HTA (synthétique/papier) • JT TH	0%	0%	0%	3%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
Raccordement matériel - Extrémité HTA type ÉUI (C ou N)	0%	2%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) - JTRF • 3M	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Raccordement matériel • Extrémité BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%
Accessoire de jonction BT	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	0%	2%	6%
Accessoire de branchement BT	0%	0%	0%	0%	0%	7%	1%	3%	1%	0%
Accessoire de dérivation HTA ou BT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
Siège en attente d'identification ou non identifié	0%	0%	0%	3%	0%	3%	3%	2%	20%	3%
Boîte de coupure souterraine BT	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	0%
Autres accessoires BT	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	1%	3%	5%
Autre point d'alimentation, poste HTA/HTA et autotransformateur	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Figure 46 : Analyse des sièges "tous sièges confondus"

Nota Bene :

- Le siège « Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles » provient d'une anomalie ponctuelle qui déclenche le départ HTA. La recherche de défaut réalisée sur le terrain ne permet pas de localiser de cause; le départ est donc remis sous tension.
- Le siège « contact entre conducteurs » est souvent lié au vent qui pousse les conducteurs, ou à un détoronnage (ex. d'origine : impact de foudre, ou projectile de chasse) ou à un corps étranger (ex : volatile) au niveau du poteau qui crée un défaut polyphasé.

En HTA, les sièges les plus récurrents sont, par ordre d'importance :

- Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles [3% ; 28%] ;
- Contact entre conducteurs [3% ; 25%] ;
- Dans une moindre mesure :
  - Plein câble papier [3% ; 17%] ;
  - Conducteurs nus rompus, hors faibles sections [3% ; 11%] ;
  - Poste HTA/BT: partie HTA [0% ; 13%] ;
  - Pas de dégât : éliminé avec manœuvres d'OMT [0% ; 21%].

En BT, les sièges les plus récurrents sont, par ordre d'importance :

- Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles [5% ; 25%] ;
- Poste HTA/BT: partie BT [5% ; 18%] ;
- Dans une moindre mesure :
  - Plein câble synthétique [6% ; 12%] ;
  - Coffret hors sol BT [6% ; 11%].

2.4. Le volet continuité d'alimentation du Décret Qualité

Partie continuité de fourniture :

Les seuils annuels maximaux pour la continuité de l'alimentation électrique sont les suivants :

Nombre de coupures longues	Nombre de coupures brèves	Durée cumulée des coupures longues
6	35	13 heures

Résultat du Décret Qualité :

Synthèse : Clients en dépassement	2015	2016	2017	2018	2019
Nb de clients BT et HTA en dépassement	0	177	830	252	135
	0,0%	0,2%	1,1%	0,3%	0,2%
Nombre de communes concernées	0	2	7	5	1
	0,0%	2,0%	6,9%	4,9%	1,0%

Coupures brèves	2015	2016	2017	2018	2019
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils CB	0	0	0	0	0
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	0	0	0	0	0
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Coupures Longues	2015	2016	2017	2018	2019
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils CL	0	0	743	0	0
	0,0%	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	0	0	5	0	0
	0,0%	0,0%	4,9%	0,0%	0,0%

Durée de coupures longues	2015	2016	2017	2018	2019
Nb de clients BT et HTA au-dessus des seuils en durée cumulée	0	177	360	252	135
	0,0%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%
Nombre de communes concernées	0	2	5	5	1
	0,0%	2,0%	4,9%	4,9%	1,0%

Figure 47 : Synthèse des coupures 2015 - 2019

Le niveau global de continuité est non respecté si, à la maille du département, le pourcentage de clients dépassant un ou plusieurs seuils, hors événements exceptionnels, est supérieur à 5% du total des clients desservis.
Le Décret Qualité est donc respecté à la maille de la concession et du département.

Concernant le Territoire de Belfort, les écarts par rapport aux seuils concernent moins de 1% de la clientèle pour 4 années sur les 5 dernières années observées

Le volet de la tenue de tension :

Un client est considéré comme « mal alimenté » en énergie électrique au sens de la tenue de la tension, lorsque son point de connexion au réseau connaît au moins une fois dans l'année une tension BT à l'extérieur de la plage de variation fixée par le décret du 24 décembre 2007, à savoir ±10% de la tension nominale 230 / 400 V.
Le niveau global de qualité de tension du décret qualité est considéré comme non respecté si le pourcentage de clients mal alimentés du territoire dépasse 3%.

Nombre de Clients BT mal alimentés	2015		2016		2017		2018		2019	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
U	170	0,2%	180	0,2%	68	0,1%	581	0,7%	462	0,6%
Total	170	0,2%	180	0,2%	68	0,1%	581	0,7%	462	0,6%

Figure 48 : Nombre de clients BT mal alimentés 2015 - 2019

On constate une augmentation significative du nombre de CMA en 2018. Cette évolution est due au changement de la méthode de calcul de l'évaluation statistique de la tenue de tension.

Le décret qualité est respecté en tenue de tension dans la durée.

3. ANALYSE TECHNIQUE DU RESEAU

3.1. Les réseaux HTA

Contraintes existantes sur le réseau HTA

Pour anticiper d'éventuels dépassements des seuils du décret qualité, les départs HTA de la concession avec une chute de tension supérieure à 5 % sont examinés.
A fin 2019, la chute de tension HTA est inférieure à 5% pour toute alimentation de client HTA comme pour tout poste DP.

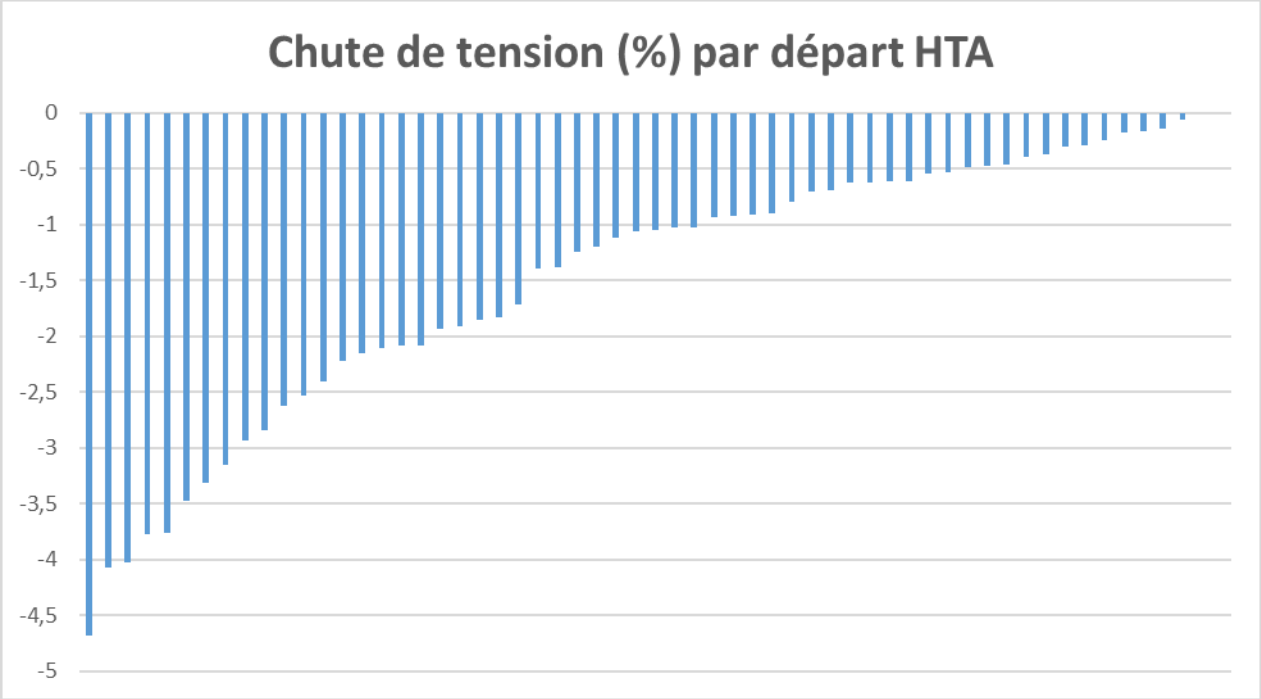


Figure 49 : Graphique de chute de tension (%) par départ HTA

Le Réseau HTA à risques avérés PAC :

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) » qui a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

HTA Aérien (km)	328
Dont PAC Avéré (km)	151
% de lignes HTA aériennes à risque PAC avéré	46%
Dont PAC sur principales (km)	23
% principales à risque PAC / total des lignes aériennes à risque PAC	15%

Figure 50 : Le réseau HTA à risque avéré PAC de la concession

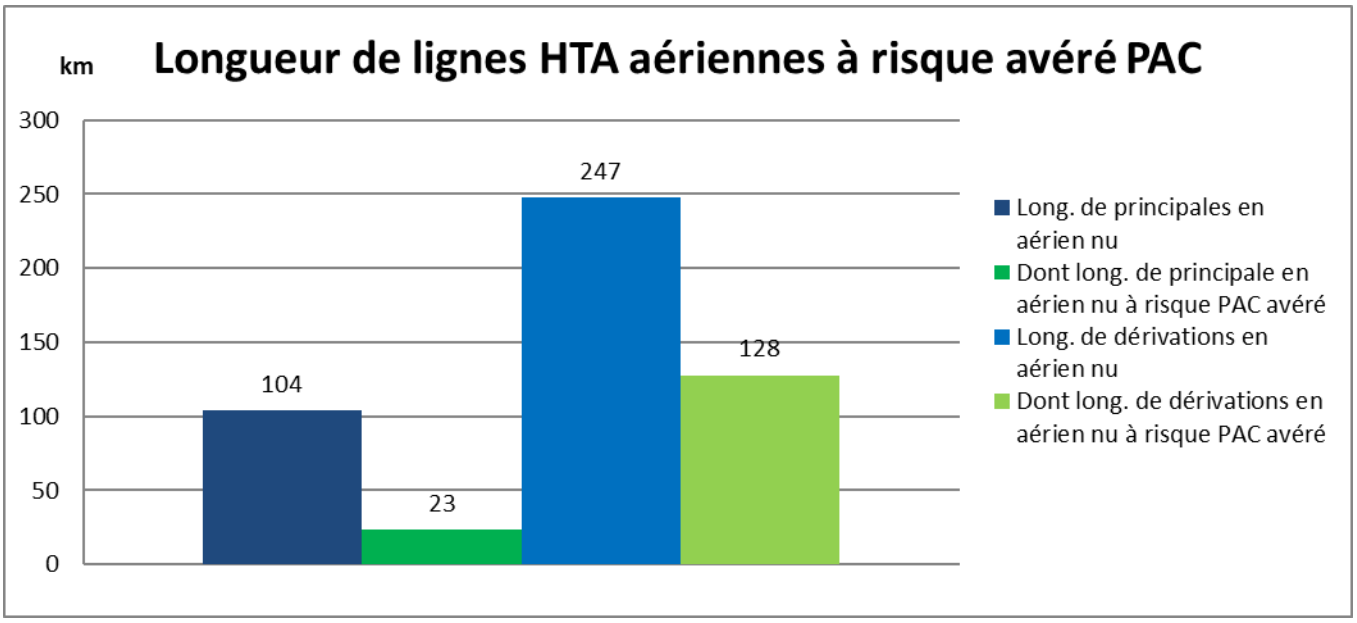


Figure 51 : Longueur aérien nu de risque avéré (km)

Parmi les départs alimentant la concession, on recense 23 km en principale.

La politique PAC recense 3 types de risque :

- Faibles sections HTA ;
- Bois ;
- Givre et neige collante.

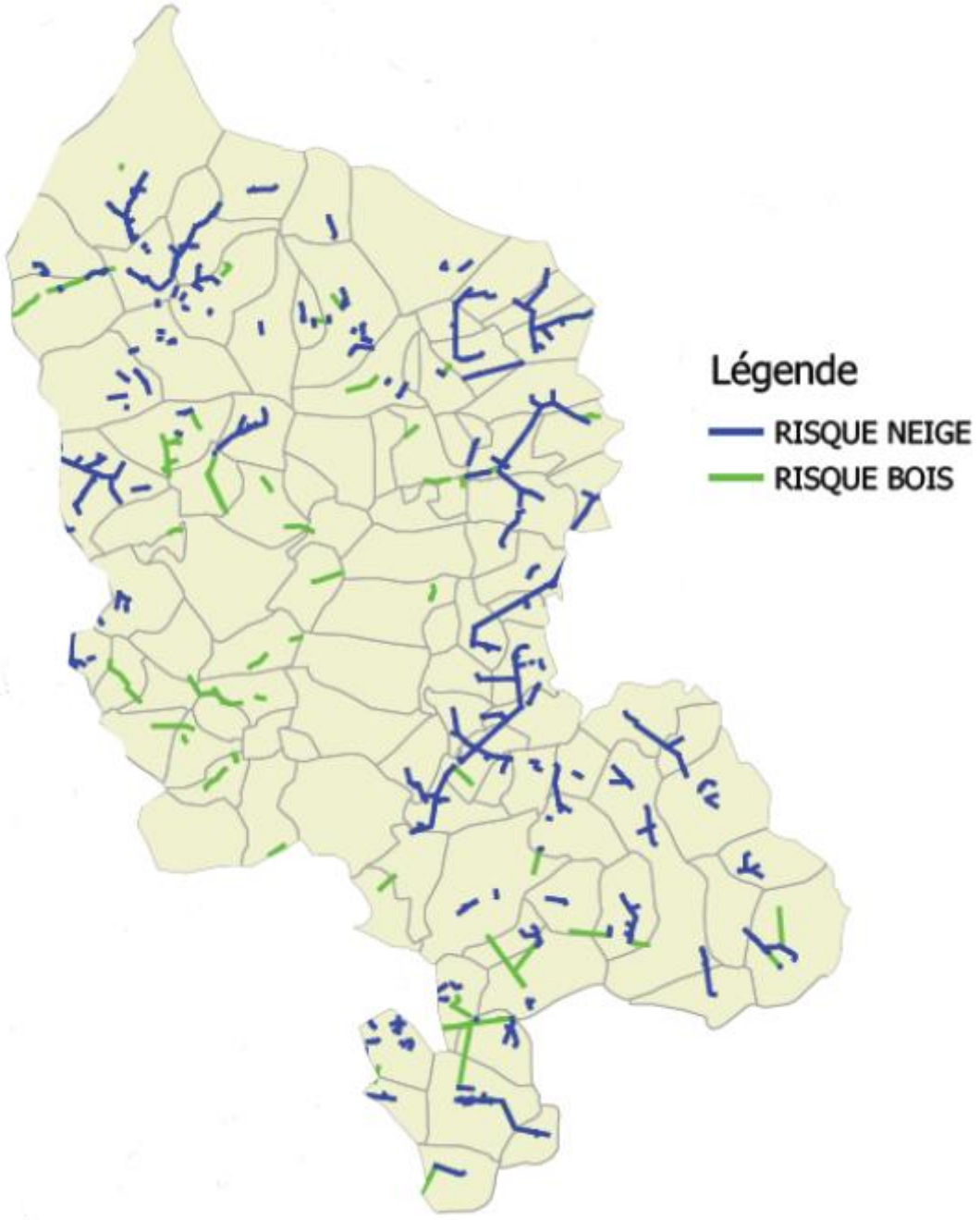


Figure 52 : Carte du risque neige et bois

Le risque bois est présent sur l'ensemble de la concession. Le risque neige se situe sur l'ensemble du département excepté sur la zone de l'agglomération Belfortaine.

Le risque neige collante et givre est estimé suivant 2 paramètres :

- Les surcharges de neige ou de givre,
- Les conducteurs et leur mise en œuvre.

Réseau HTA CPI et première génération synthétique

Les liaisons en câbles CPI ou synthétique de 1ère génération ont un taux de défaillance particulièrement élevé. Elles concentrent une part importante des défauts sur le réseau HTA souterrain, en particulier dans les zones urbaines où la proportion de ces technologies est la plus importante.

La politique d'Enedis consiste à maitriser la fiabilité des réseaux HTA souterrains en remplaçant de façon ciblée et optimisée ces câbles à risque. L'objectif est de rester en deçà de taux d'incidents définis pour les 4 zones qualité grâce à une approche statistique de priorisation des tronçons.

Pour cela, Enedis a développé des outils de priorisation des besoins de renouvellement de ces ouvrages grâce à une méthode d'évaluation des risques basée sur un traitement « Big Data ». Ces outils Big Data sont utilisés depuis quelques années (2017), ils sont conçus en utilisant les principes de l'intelligence artificielle et sont perfectionnés d'année en année.

La méthode se base sur l'indicateur KPI-EGC (Key Performance Indicator - Espérance de Gain en Coupures) qui permet de chiffrer les gains potentiels et ainsi d'écarter les départs/tronçons à faible risque d'incident et ainsi de concentrer les ressources sur les ouvrages porteurs des plus gros risques. Elle détermine des probabilités d'incidents par départ/tronçon en les différenciant par classes et/ou dans des classements « TOP », « FLOP », « ultérieur ».

L'approche par KPI-EGC permet donc d'identifier les départs qui présentent les plus fortes probabilités d'incidents et/ou les plus gros impacts en termes de puissance coupée.

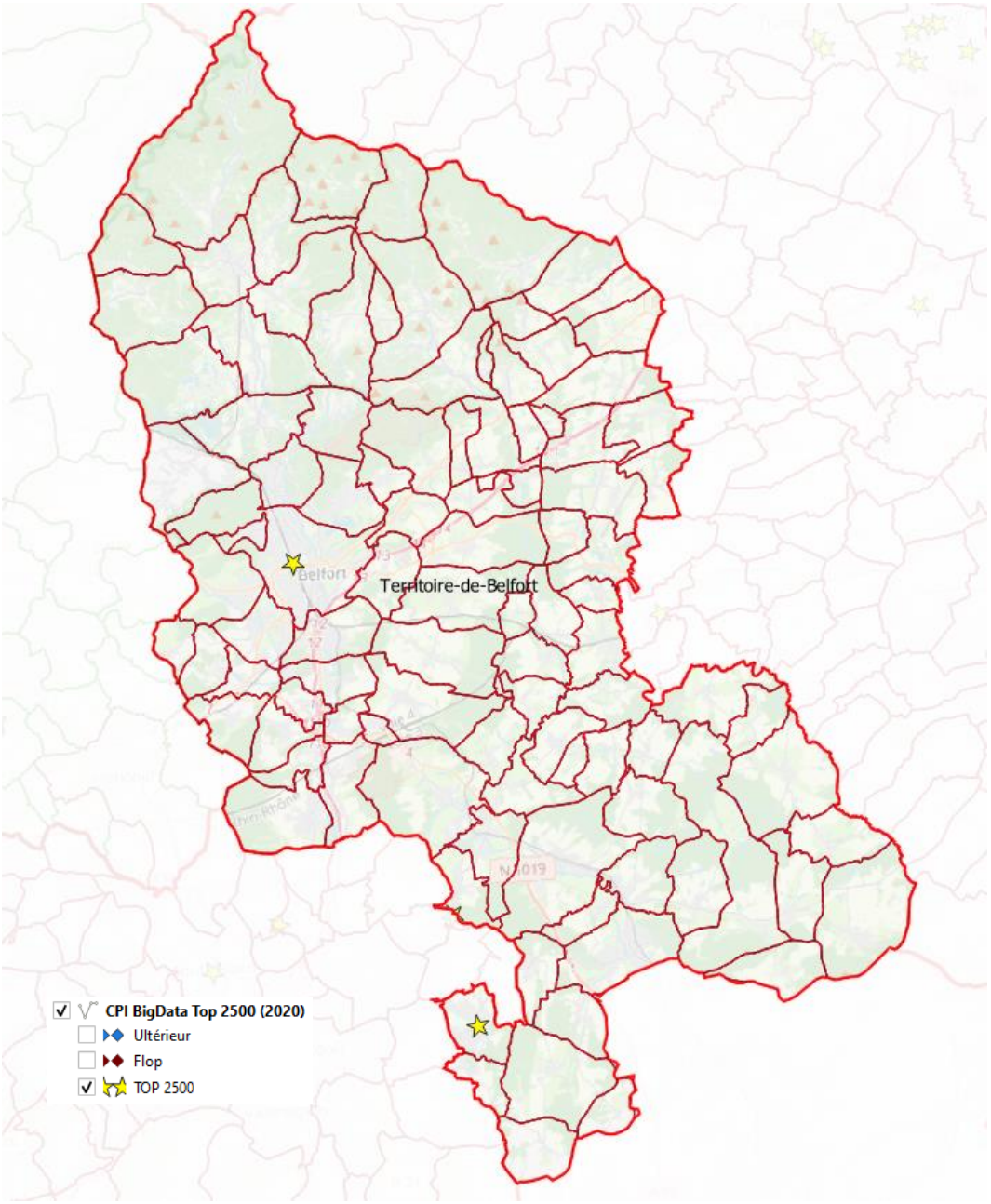


Figure 53 : Carte des tronçons CPI HTA prioritaires au sens de l'analyse « BigData »

Selon l'approche « Big Data » seuls deux tronçons CPI et synthétique nouvelle génération sont identifiés prioritaires, l'un à Belfort et l'autre à Beaucourt.

La fiabilité des tronçons identifiés pourra être confirmée par l'emploi du camion diagnostic.

Amélioration de la réactivité HTA :

Equipement en OMT : au 01/01/2020, les 59 départs alimentant significativement la concession sont dotés au total de 172 Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) sur principale, pilotés depuis l'agence de conduite des réseaux pour permettre une réalimentation rapide des clients en cas d'incident sur le réseau.

Selon la politique de télécommande d'Enedis, 13 poches[3] entre deux OMT sont identifiées pour contribuer à l'amélioration de la réactivité du réseau HTA.

Synthèse HTA

Dans l'ensemble, un très bon niveau de qualité est observé au niveau de la concession.

Le critère B incident HTA pèse dans le critère B TCC, porté principalement par le réseau aérien dont le taux d'incident est légèrement supérieur à la moyenne nationale en 2019. On constate des disparités de qualité de fourniture à la maille de la concession indépendamment du relief.

Le réseau souterrain HTA, dont le taux d'incident se situe dans la moyenne nationale, est le deuxième contributeur au critère B TCC.

La réactivité abordée par les politiques internes montre une petite quantité d'OMT à ajouter.

3.2. Le risque inondation

Les plans de prévention des risques "inondation" (PPRI) approuvés ou prescrits concernent :

- La Bourbeuse,
- La Savoureuse,
- La Douce,
- L'Allaine,

qui s'appuient sur une occurrence décennale.

[3] Le réseau entre deux OMT est qualifié de « poche OMT » ou « poche télécommandée.

Figure 54 : carte de l'étendue des zones à risque inondation sur le département du Territoire De Belfort avec l'emplacement des postes HTA/BT situés dans ces zones

Depuis 2011, Enedis a intégré cette problématique dans sa conception des réseaux HTA futurs. Les réseaux tendent à être :

- En zone inondée : perpendiculaires à celles-ci, afin que seuls les postes inondés soient impactés et pour pouvoir ainsi réalimenter les autres postes ;
- En zone non inondée : parallèles aux limites de montée des eaux pour sécuriser les postes en zone non inondée.

3.3. Les réseaux BT

Réseaux souterrains :

La méthode d'évaluation des risques basée sur un traitement « Big Data » de l'ensemble des départs BT permet la priorisation des départs à fort risque d'incident et ainsi de concentrer les ressources sur les ouvrages porteurs des plus gros risques.

Cette méthode appliquée au patrimoine BT (câbles CPI et NP) de la concession, permet de quantifier les linéaires à traiter par département :

Priorisation	Prioritaire	Secondaire	Total
Longueur des tronçons souterrains à risque en m	3956	3469	7425

Figure 55 : Priorisation des longueurs des tronçons BT souterrains à risque

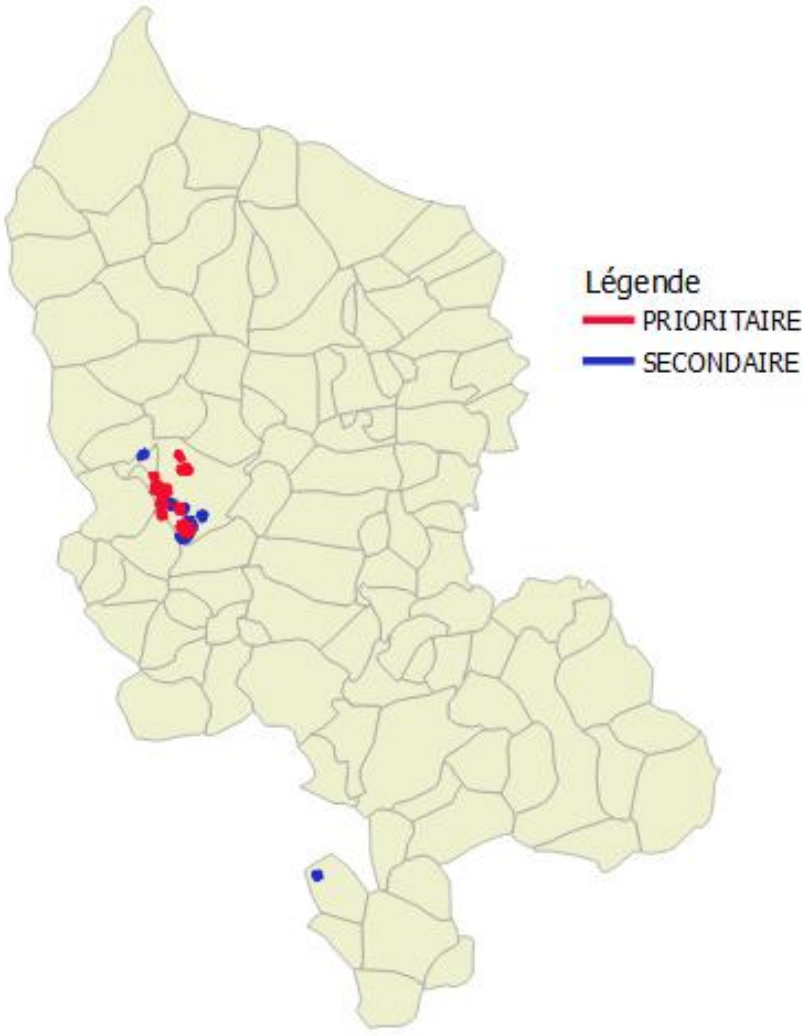


Figure 56 : Carte du réseau BT CPI incidentogène

Réseaux aériens nus :

L'identification des réseaux aériens nus de Faible Section (FS) et une analyse de l'incidentologie des départs aériens permet de cibler les départs aériens BT qui présentent les plus gros risques d'incidents.

Il en découle une quantification des linéaires à traiter par département :

Longueur des tronçons aériens à risque en km	Fils nus	Dont FS
	105	12

Figure 57 : Longueurs des tronçons BT aériens à risque

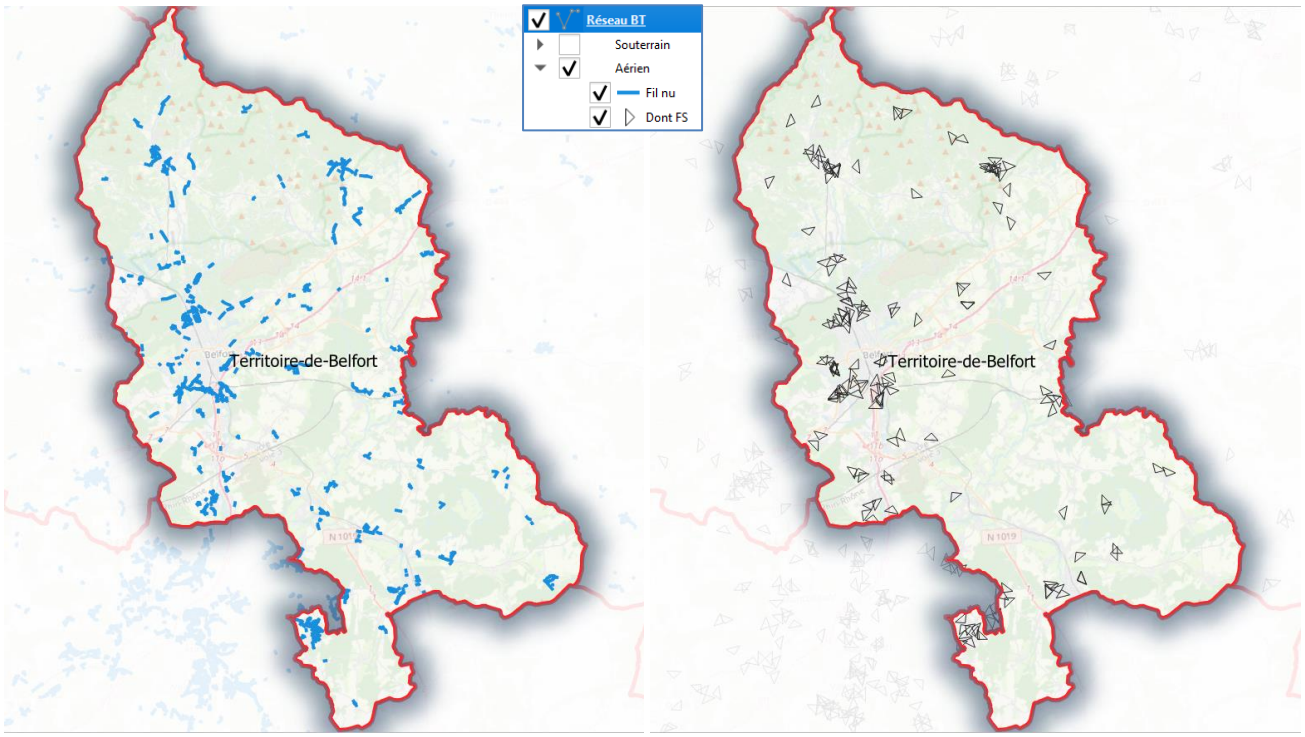


Figure 58 : Carte du réseau BT, à g. : tout aérien nu, à dr. : faibles sections

Synthèse BT

Le décret qualité est respecté tant en continuité de fourniture qu'en tenue de tension.

Le premier contributeur au critère B BT est le réseau BT souterrain dont le taux d'incident au 100 km est légèrement meilleur que la moyenne nationale.

La fiabilité aérienne BT reste de bon niveau grâce à une faible quantité de technologie nue et faible section.

Les postes HTA-BT sont pris en compte vis-à-vis du risque inondation au sein de la concession.

4. PREVISION DES EVOLUTIONS : CONSOMMATION, PRODUCTION

Les éléments énoncés ci-dessous sont des éléments prospectifs soumis à des hypothèses d'évolutions des consommations et des productions sur le territoire, à moyen et long terme. Ils permettent d'évaluer les éventuels investissements à venir sur le réseau, du fait de l'augmentation des consommations ou des productions. Cependant, ces adaptations du réseau devront être révisées en fonction de l'évolution des hypothèses prises en compte, et complétées en fonction des demandes de raccordement sur le territoire.

Dynamique de consommation :

Les Taux de Croissance Moyen Annuel (TCMA) de fond par Poste Source sont les suivants :

	Taux (%)			
	2020	**2019**	**2018**	**2017**
DELLE	0,3%	0%	0,1%	0%
ESSER	1%	0,7%	0,4%	0,7%
GIROM	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
ARGIE	0,7%	0,6%	0,6%	0,9%
ARSOT	0,5%	0,7%	0,9%	1,1%

Figure 59 : Taux de Croissance Moyen Annuel (TMCA) de fond par Poste Source

Ces taux sont actualisés chaque année ; les taux de croissance des charges BT étant déterminés à partir de l'évolution des puissances de référence des postes sources sur les 6 dernières années.

En parallèle, nous avons cherché des informations sur le développement des territoires à travers l'analyse des schémas de cohérence territoriale (SCoT). Voici la synthèse du SCoT qui couvre la maille de concession (le SCoT n'a pas été mis à jour depuis 2014) :

SCOT du	**Date**	**Prévision démographique (issu du PADD)**	**Pôle principaux de développement (issu du DOO ou DOG)**
Territoire de Belfort	2014	+0,65% sur 10ans	Belfort, Espace médian (ex : La Jonxion TGV), Delle

Une étude de l'INSEE plus récente (2018) évaluait la croissance démographique selon 3 scénarios :

- Scénario bas : -0,73% entre 2020 et 2030 ;
- Scénario central : 1,01% entre 2020 et 2030 ;
- Scénario haut : 3,04% entre 2020 et 2030.

La prévision médiane est cohérente avec les taux de croissance des consommations électriques estimés.

Projets de développement consommation

La ZAC Aéroparc sur la commune de Fontaine fait l'objet d'un vaste projet d'aménagement de soutirage et injection. A date de rédaction de ce document, les puissances demandées seraient[4] :

- 10,9 MW à 15,9 MW de consommation. Demande de raccordement envisagée au cours du premier trimestre 2021, sur le réseau HTA.
- 38 à 40 MW de production. Le design de la ferme solaire n'est pas arrêté.

[4] Il s'agit d'hypothèses considérées selon les échanges avec les clients potentiels.

Il est à noter que le poste Source alimentant cette zone (ARSOT) est saturé (marge de 3 MVA en consommation). Ces projets peuvent conduire à l'évolution de la structure du réseau.

Projets de développement production

Cf. paragraphe précédent.

Issu du S3REnR Franche-Comté : à ce jour, il y a 0,2 MW en fil d'attente.

Zones électriques pouvant nécessiter des études à moyen terme et projets de développement :

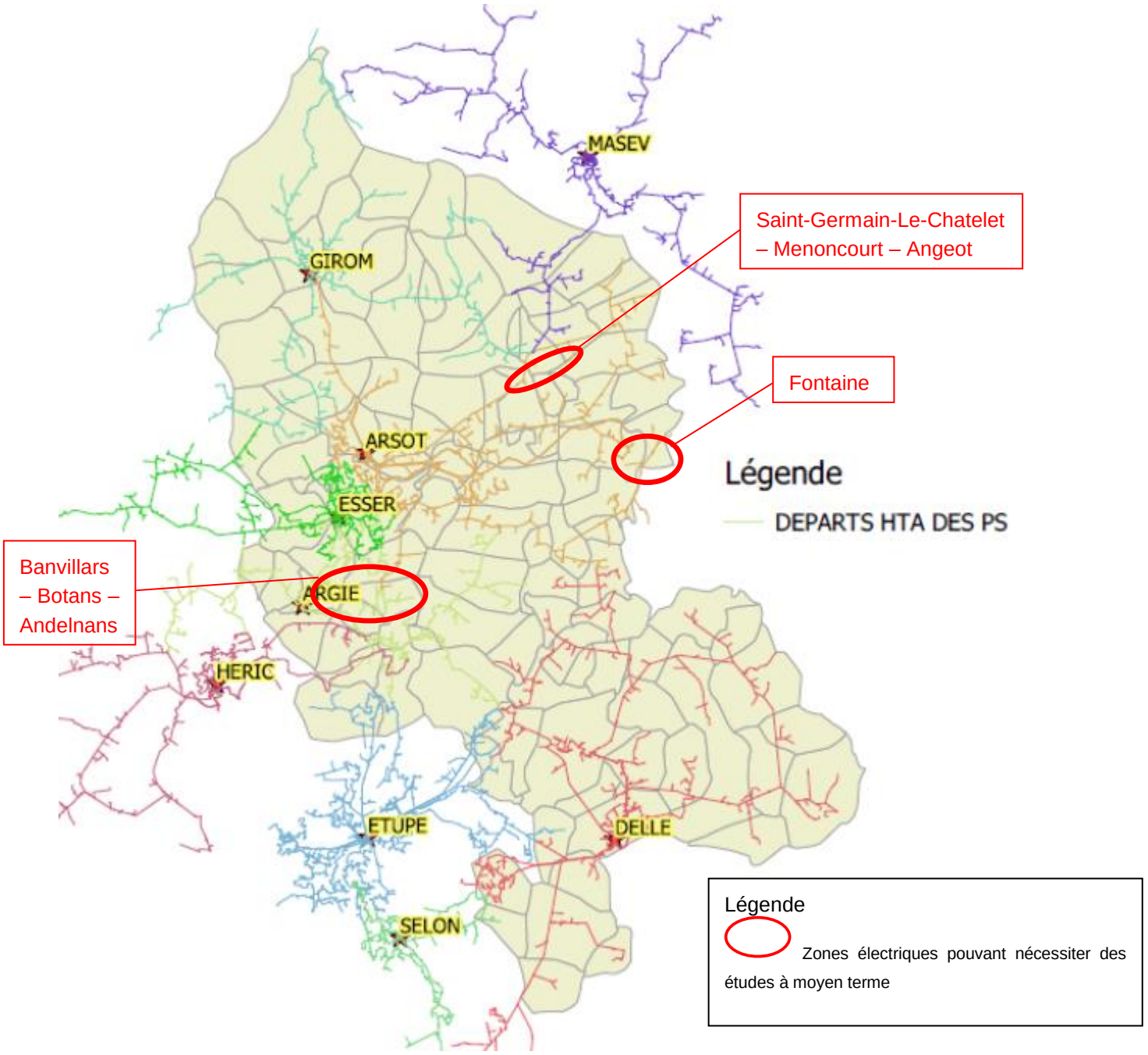


Figure 60 : Carte des zones électriques pouvant nécessiter des études à moyen terme et projets de développement

Evolution des ouvrages sources et réseaux :

Les zones électriques à étudier à moyen terme, sous validation des hypothèses de charge, pourraient potentiellement faire l'objet d'études.

Compte-tenu des projets en cours et de ceux en file d'attente, l'intégralité des ouvrages sources sont suffisants à date.

5. SYNTHESE DU DIAGNOSTIC ET AMBITIONS

5.1. Synthèse des forces et risques du réseau de la concession

5.1.1. Forces

- Respect du décret qualité sur la chronique.
- Très faible nombre de Clients Mal Alimentés (CMA).
- Un critère B TCC de bon niveau et meilleur que la moyenne nationale.
- Stock de réseau aérien BT « faible section » réduit.
- Un niveau d'équipement en OMT de bon niveau.
- Taux d'incident BT (aérien, souterrain) inférieurs à la moyenne nationale en 2019.

5.1.2. Faiblesses

- Taux d'incident HTA (aérien, souterrain) légèrement supérieurs à la moyenne nationale en 2019.

5.1.3. Opportunités

(Aucune vu du diagnostic technique)

5.1.4. Menaces

(Aucune vu du diagnostic technique)

5.2. Zones prioritaires d'investissement identifiées

Zones prioritaires pour le réseau HTA :

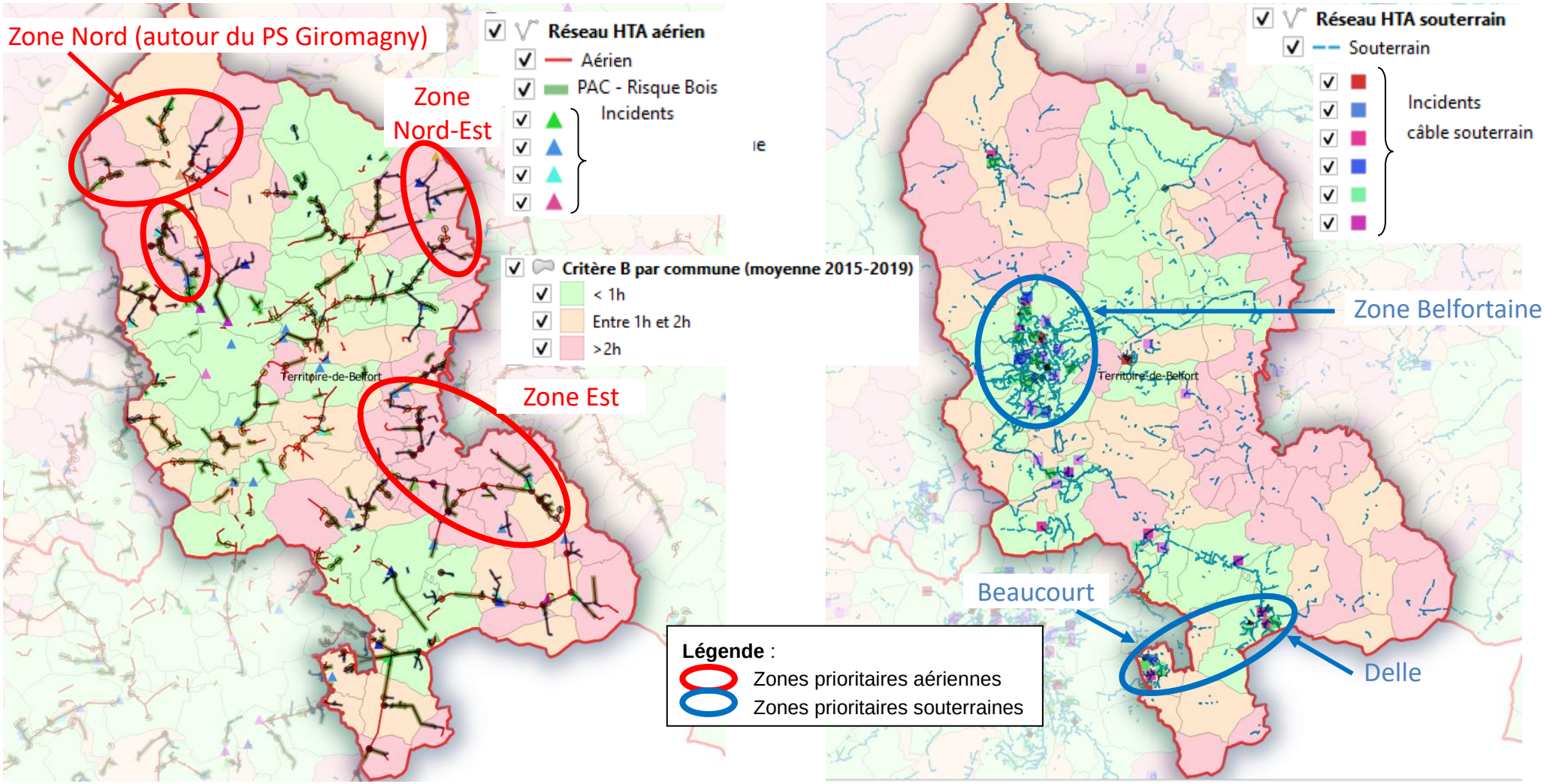


Figure 61 : Zones prioritaires pour le réseau HTA

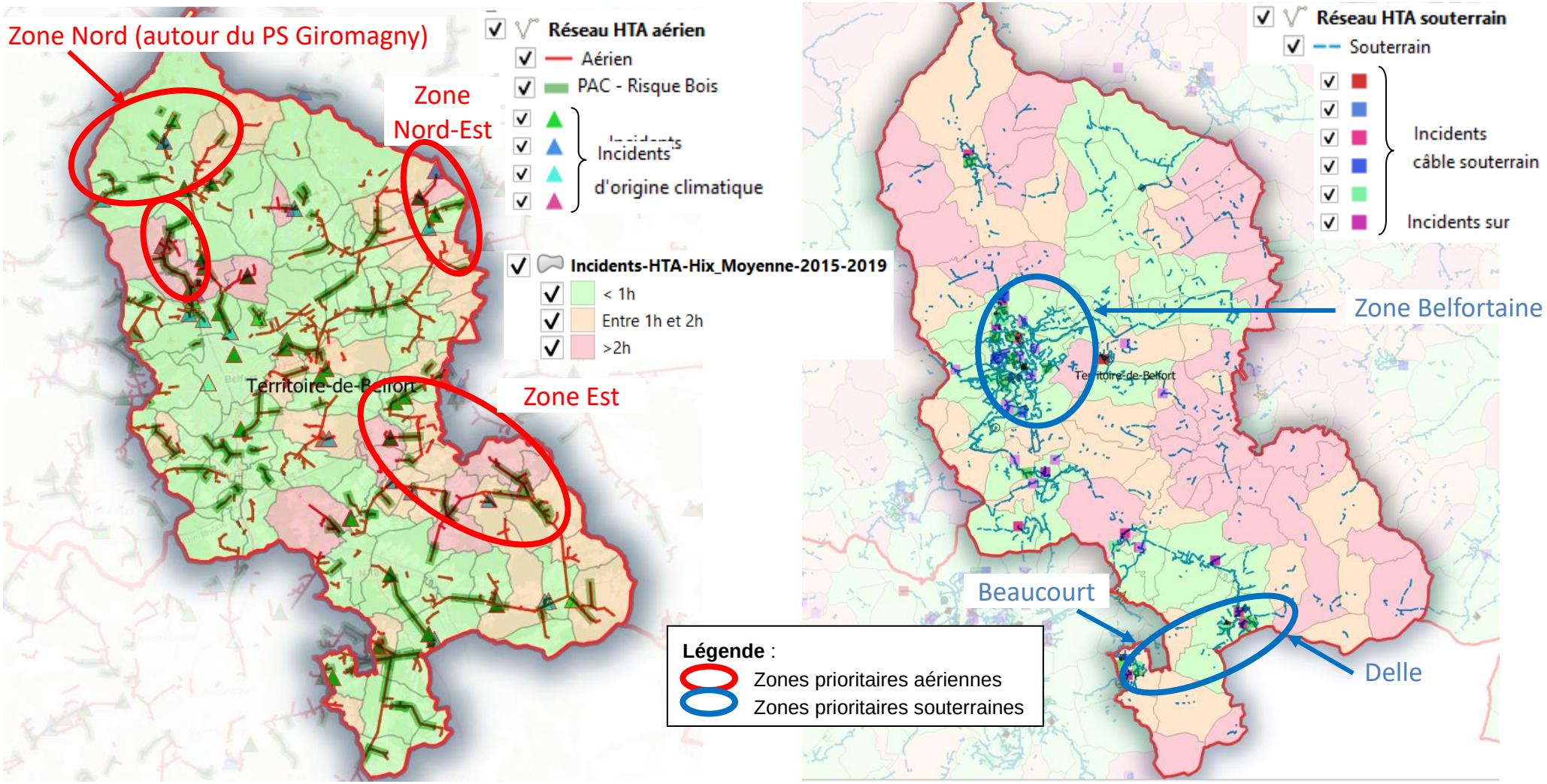


Figure 62 : Zones prioritaires pour le réseau HTA

Zones prioritaires pour le réseau BT :

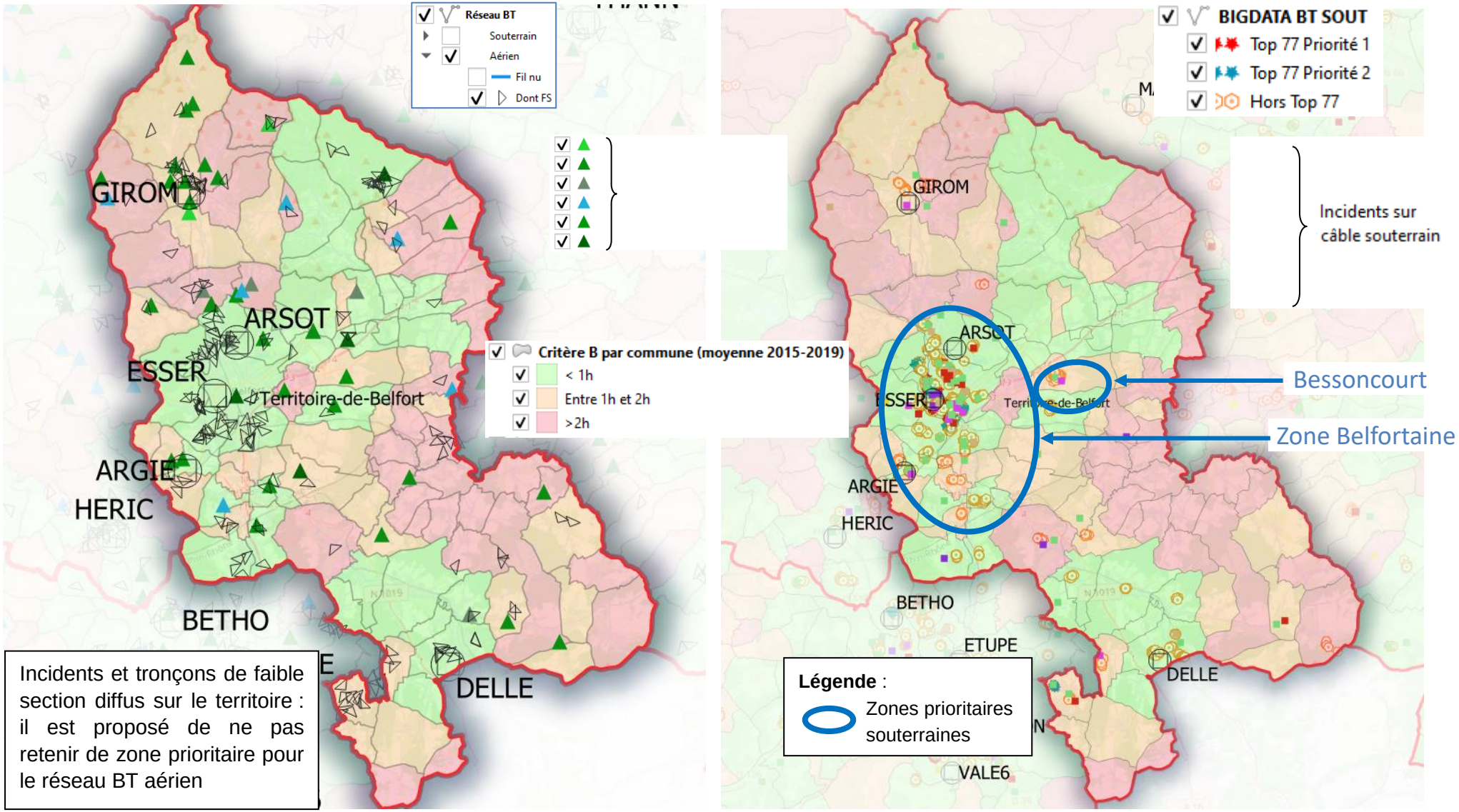


Figure 63 : Zones prioritaires pour le réseau BT

5.3. Ambitions long terme pour le réseau de la concession

Ambition 1 : Conforter la résilience du réseau de distribution face à l'aléa climatique

- En traitant le réseau aérien HTA à risque climatique avéré sur principale et secondaire bouclée.
- En réalisant des actions de rénovation/fiabilisation des réseaux aériens pérennes.
- En effectuant un renouvellement priorisé des lignes aériennes BT fils nus les plus incidentogènes et la faible section.
- En renforçant la réactivité grâce au développement et au maintien à niveau du parc d'organes de manœuvre télécommandés.
- En fiabilisant les postes HTA/BT pour réduire les défaillances internes.

Ambition 2 : Conforter la performance des réseaux souterrains

- En renouvelant de manière priorisée les CPI HTA dans les centres urbains, en fonction de leur incidentologie potentielle, confirmée par l'emploi du camion diagnostic.
- En renouvelant de manière priorisée les CPI et NP BT dans les centres urbains, en fonction de leur incidentologie potentielle.

Ambition 3 : Accompagner la concession dans le développement du territoire et la transition énergétique

- En intégrant les projets de la concession dans les schémas d'orientation des réseaux long terme.
- En renforçant les réseaux HTA et BT en fonction des évolutions et des projets de développement de la concession.

5.4. Proposition de premier Programme Pluriannuel d'investissements 2022 – 2025

Ce paragraphe propose un scénario de PPI :

- Un PPI sur 4 ans dans l'hypothèse d'un SDI sur une durée de 25 ans à 30 ans

Le PPI proposé couvre le périmètre total de la concession. Il n'est pas détaillé par zone prioritaire d'investissement. Une vision détaillée du programme travaux 2021 permettra de mettre en relief les orientations prises et aura vocation d'éclairage pour la construction du PPI dans le cadre des négociations entre Enedis et l'AODE.

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

SYNDICAT « TERRITOIRE D'ENERGIE 90 »

ANNEXE 2B

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS

-

Programmes pluriannuels d'investissements

PERIODE 2022-2025

Préambule

Le présent programme pluriannuel est établi pour une période de 4 ans, allant du 01/01/2022 au 31/12/2025.

En application de l'article 11 du cahier des charges de concession, 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 le 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 portant sur des investissements identifiés comme prioritaires, 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.

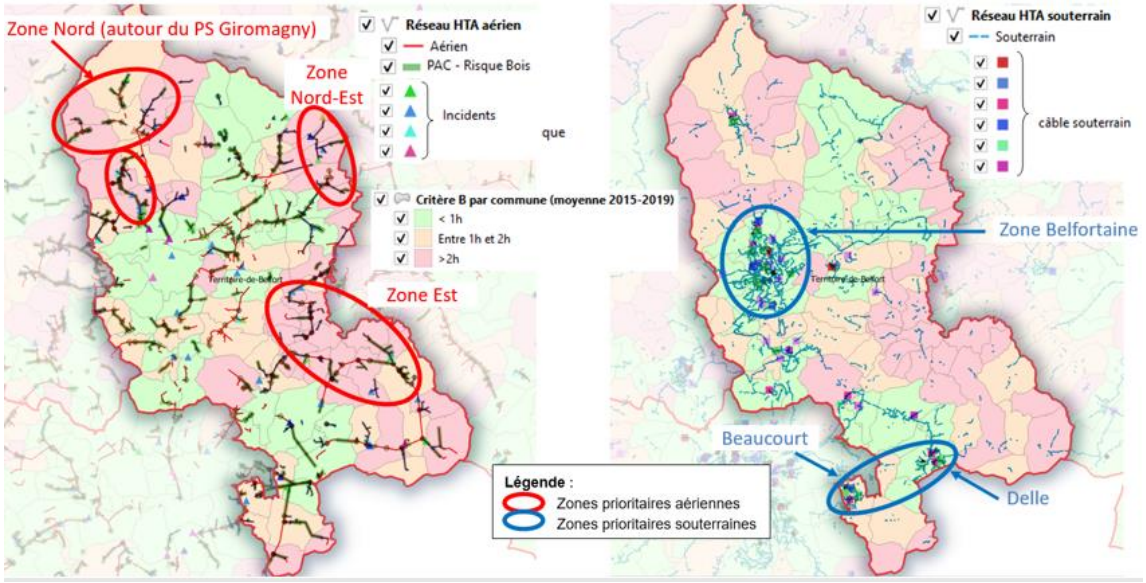
La présente annexe 2B reprend ces modalités.

Le concessionnaire et le concédant sont convenus qu'au titre de l'année 2021, les travaux qui auront été réalisés en cohérence avec la conférence loi NOME, feront l'objet d'un bilan financier lors de la première année du premier PPI. Ils conviennent que le montant des investissements 2021 n'est pas pris en compte dans le bilan financier du premier PPI.

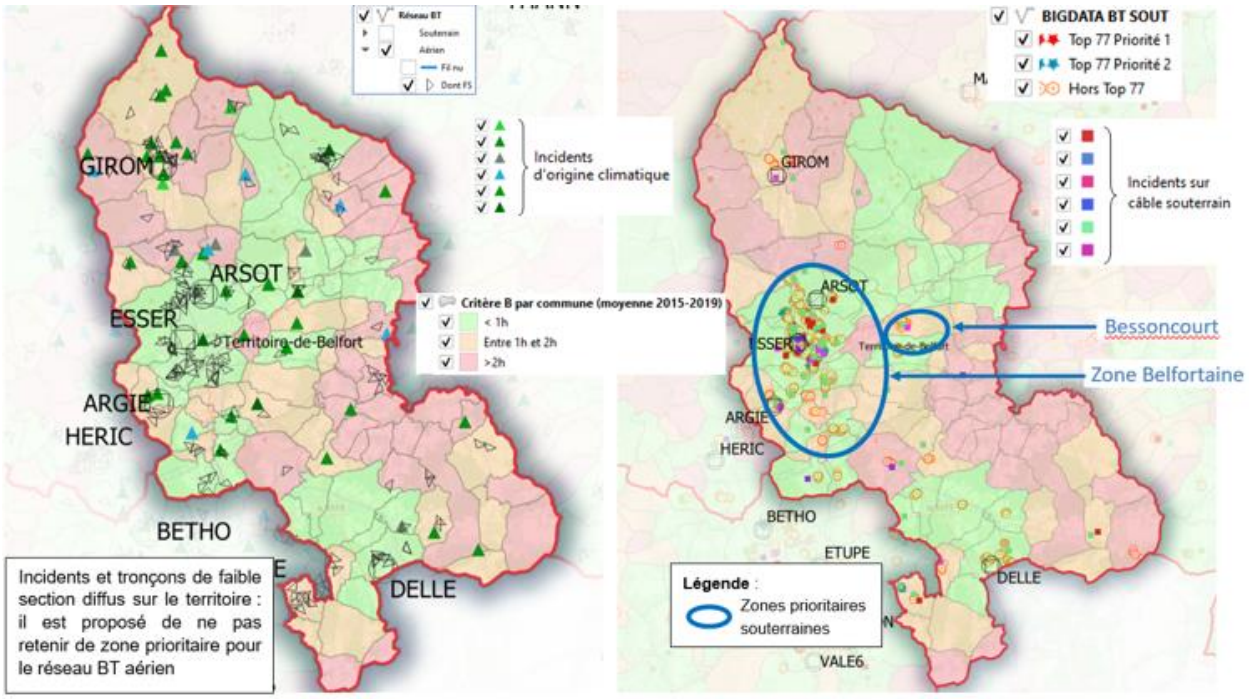
Programme pluriannuel d'investissements 2022 à 2025 :

- **Carte des zones prioritaires identifiées conjointement par Enedis et le TE 90 :**

Zones prioritaires HTA



Zones prioritaires BT



⇨ **PPI du gestionnaire du réseau de distribution sur les zones prioritaires identifiées**

Ce paragraphe précise le niveau d'ambition du Programme Pluriannuel d'Investissements 2022-2025 pour chacun des leviers d'actions identifié dans le Schéma Directeur des Investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 2022-2025 sur les zones prioritaires identifiées

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

Leviers	Quantités durée PPI	Traitement annuel
Ambition : Conforter la résilience du réseau de distribution face à l'aléa climatique et au risque inondation :		
• Traitement du réseau aérien HTA à risque climatique avéré sur principale et secondaire bouclée ; • Réalisation des actions de rénovation/fiabilisation des réseaux aériens pérennes	29 km traités dont 0,5 km de FS HTA	7,25 km traités
• Effectuer le renouvellement priorisé des lignes aériennes BT fils nus les plus incidentogènes et la faible section	10 kms déposés	2,5 kms déposés
• Renforcer la réactivité grâce au développement et au maintien à niveau du parc d'organes de manœuvre télécommandés	11 poches traitées	-

Ambition : Maintenir durablement la performance des réseaux souterrains		
• Renouveler de manière priorisée les CPI HTA, en fonction de leur incidentologie potentielle, confirmée par l'emploi du camion diagnostic.	4 kms	1 km
• Renouveler de manière priorisée les CPI et NP BT, en fonction de leur incidentologie potentielle.	4 kms	1 km
Ambition : Accompagner le département du Territoire de Belfort dans le développement du territoire et la transition énergétique		
• Maintenir le respect du décret qualité dans la durée.	-	-
• 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)	Inférieure à 1 %	-

Engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution sur les zones prioritaires identifiées

L'engagement financier total du gestionnaire de réseau de distribution au titre du programme pluriannuel pour la période 2022-2025 est le suivant :

Finalité	***Total 2022-2025***
Renforcement HTA	*0,1 M€*
Renforcement BT	*0,53 M€*
Modernisation des réseaux HTA	*3,52 M€*
Modernisation des réseaux BT (dont postes HTA/BT)	*1,22 M€*
Engagement financier total	***5,37 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).

Modalités de Suivi technique du Programme Pluriannuel d'Investissements

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 suivi**	**Indicateur d'évaluation**
Traitement le risque climatique et fiabiliser le réseau HTA aérien (PDV, PAC, renouvellement HTA aérien)	Nombre de kms traités / an	Taux annuel d'incident au 100 km sur réseau HTA aérien de la concession

Renouvellement priorisé des lignes aériennes BT fils nus les plus incidentogènes et la faible section	Nombre de kms de réseau BT déposés / an	Taux annuel d'incident au 100 km sur réseau BT aérien nu et BT nu FS de la concession
Renforcement de la réactivité grâce au développement et au maintien à niveau du parc d'organes de manœuvre télécommandés	Nombre d'OMT posés / an	Nombre de clients impactés par l'ajout de l'OMT
Renouvelement de manière priorisée les CPI HTA	Nombre de kms de réseau CPI HTA déposés / an	Taux annuel d'incident au 100 km sur réseau HTA souterrain et CPI-NP de la concession
Renouveler de manière priorisée les CPI et NP BT	Nombre de kms de réseau CPI et NP BT déposés / an	Taux annuel d'incident au 100 km sur réseau BT souterrain et CPI-NP de la concession

Modalités de Suivi financier du Programme Pluriannuel d'Investissements

Le suivi des prévisions d'investissement sera effectué selon le tableau ci-dessous :

Suivi année N des dépenses d'investissement
du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre du PPI

Investissements	***Total prévisions d'investissements PPI***	***Réalisé de l'année N***	***Réalisé en cumulé à fin d'année N***	***Commentaires***
Renforcement HTA	*0,1 M€*			
Renforcement BT	*0,53 M€*			
Modernisation des réseaux HTA	*3,52 M€*			
Modernisation des réseaux BT	*1,22 M€*			
Engagement financier total	***5,37 M€***			

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

Comme précisé ci-dessus, 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, elle figure néanmoins au contrat pour information car l'autorité concédante n'assure pas la maîtrise d'ouvrage de travaux de raccordement.

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 1er de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
    - que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
    - que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
    - que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

Article 3 – Règle de non cumul

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

Article 4 – Modèles de documents

4.1. Modèle de fiche PCT

FICHE PCT ***(PART COUVERTE PAR LE TARIF)***						
	Nom de l'Autorité Concédante					
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		**Localisation des travaux**	Objet des travaux			
			Adresse			
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)			Code postal		Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune		**Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?**	
Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:						
Date de remise des ouvrages au gstionnaire 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 ❶**bis**:		**Taux de réfaction tarifaire applicable ❷:**				
Longueur du raccordement en mètres :						
Si écart entre ❶ et ❶**bis** 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 :						
(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire						
Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.						

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.

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 distribution[1].

[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'usager 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 :

$C = (1 – r) . (Cf_E + Cv_E \times L_E)$

Où L_E est la longueur de l'extension, Cf_E et Cv_E sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. Cf_E et Cv_E dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$P = (1 – s) . Cf_B$

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'usager excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 *(relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique)* et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

5.2. Raccordements collectifs

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'usagers, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).
Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.
Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

6. Modification d'une alimentation électrique existante

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

ANNEXE 4

TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE
CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1er février 2021 conformément à la décision ministérielle du 28 janvier 2021 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (*NOR : TRER2101702S*).

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL *en*
France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	82,92	9,94
6	101,52	9,94
9	120,24	10,34
12	138,72	10,34
15	156,72	10,34
18	175,08	10,34
24	216,24	10,34
30	259,68	10,34
36	289,08	10,34

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	66,96	6,36	9,94	3,63
Puissance souscrite > 6 kVA	66,96	6,36	10,34	3,63
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	66,96	4,20	10,64	1,77
Puissance souscrite > 6 kVA	66,96	4,20	11,18	1,83

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL *en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	108,24	12,20	8,03
9	132,36	12,20	8,03
12	155,04	12,20	8,03
15	175,92	12,20	8,03
18	194,52	12,20	8,03
24	238,68	12,20	8,03
30	277,08	12,20	8,03
36	312,24	12,20	8,03

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	66,96	7,56	12,20	8,03	4,01	2,63
Version B	66,96	6,72	12,55	8,19	1,90	0,31

TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL *en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	130,08	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
12	151,92	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
15	170,04	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
18	186,24	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
24-30	268,44	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
36	307,08	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	66,96	7,20
Version B	66,96	6,72

	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	7,01	9,38	8,46	11,61	9,25	49,05
Version B	6,92	9,75	8,33	11,60	10,46	50,84

	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	2,82	3,94	2,79	3,98	2,80	3,98
Version B	0,30	1,88	0,29	1,66	0,53	2,82

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	119,76	9,52	28,19
12	137,76	9,52	28,19
15	155,52	9,52	28,19
18	173,16	9,52	28,19
36	283,56	9,52	28,19

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	66,96	6,12	9,52	28,19	3,77	3,77
Version B	66,96	4,20	10,19	31,73	1,82	2,99

Tarifs (a) au 1er février 2021 conformément à la décision ministérielle du 28 janvier 2021 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (*NOR : TRER2101708S*).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	121,80	10,89
6	144,84	10,89
9	164,64	10,89
12	186,84	10,89
15	205,68	10,89
18	225,96	10,89
24	272,16	10,89
30	313,20	10,89
36	356,76	10,89

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	105,12	7,08	10,89	3,56
Version B	105,12	4,20	11,95	1,89

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	144,12	11,92	8,13
9	165,00	11,92	8,13
12	186,48	11,92	8,13
15	208,20	11,92	8,13
18	227,88	11,92	8,13
24	273,48	11,92	8,13
30	314,52	11,92	8,13
36	354,96	11,92	8,13

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	105,12	7,08	11,92	8,13	3,94	2,82
Version B	105,12	6,72	11,97	7,96	1,67	0,29

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	903,60

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU *en France métropolitaine continentale*

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	164,76
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,56
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	329,52
	Par hW supplémentaire en Euros par an	13,56
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissanc	Abonnement en Euros par kW par an	97,08
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,96

(*) 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	29,73		10,89

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	29,58		11,92	8,13

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	169,20	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
12	192,00	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
15	206,64	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
18	225,36	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
24-30	299,40	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
36	340,92	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	105,12	6,84
Version B	105,12	6,72

	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	7,34	9,88	9,32	12,96	10,06	28,61
Version B	6,91	9,60	8,87	12,69	11,19	30,45

	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	2,84	3,93	2,90	3,93	2,88	3,93
Version B	0,25	1,45	0,25	1,46	0,53	2,82

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	174,72	9,56	26,72
15	193,56	9,56	26,72
18	211,20	9,56	26,72
36	322,56	9,56	26,72

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	105,12	6,12	9,56	26,72	3,70	3,73
Version B	105,12	4,20	9,96	30,28	1,69	2,98

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)	94,68	7,16

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,52

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	95,88	7,16	1,47

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.
(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1er février 2021 conformément à la décision ministérielle du 28 janvier 2021 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (*NOR : TRER2101707S*).

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)				
				Hiver		Eté	
			Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Utilisations Longues	11,04	14,065	14,065	9,173	9,012	6,802
	Utilisations Moyennes	11,04		14,065	9,173	9,012	6,802
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues		*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*
	Utilisations Moyennes		*1,00*		*1,00*	*1,00*	*1,00*
Calcul des dépassements					10,20	*€/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	8,40	25,111	11,237	8,907	7,692
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues		*1,00*	*1,00*	*1,00*	*1,00*
Calcul des dépassements				10,20	€/heure(b)	

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

TARIF VERT - OPTION A5 BASE *en France métropolitaine continentale*

Version		Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
				Hiver		Eté	
			Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Courtes Utilisations	24,60	17,973	12,169	7,373	6,682	4,445
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations		*1,00*	*0,98*	*0,86*	*0,86*	*0,80*
Calcul		Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
des dépassements		1,28	*1,00*	*0,98*	*0,86*	*0,86*	*0,81*
Energie réactive				2,00	c€/kVAr.h		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,60

TARIF VERT - OPTION A5 EJP *en France métropolitaine continentale*

Version		Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
			Hiver		Eté	
			Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Moyennes Utilisations	30,96	22,782	8,952	6,170	4,235
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations		*1,00*	*0,98*	*0,76*	*0,76*
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste			
	4,13	4,13	1,00	0,98	0,76	0,76
Energie réactive				2,00	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,60

TARIFICATION A LA PUISSANCE MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION *en France métropolitaine continentale*

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
	A
BT (*)	19,48
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version.

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

ANNEXE 5

RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;

- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;

- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;

- le principe d'horo-saisonnalité, 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, indemnisations 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 :
  - Particuliers ;
  - Collectivités locales ;
  - Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations:
  - réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - 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

Conditions Générales de Vente

d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Novembre 2020

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 règlementation 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 *prorata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),

- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site *edf.fr* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses…). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire.

Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site *enedis.fr*.

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site *enedis.fr/tarif-dacheminement*.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité comporte notamment :

- le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- la consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation,
- s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Le Catalogue des prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites *edf.fr*, *enedis.fr/Catalogue_des_prestations* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

La facture électronique est proposée au client dans le respect des obligations du code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le client et EDF. Le client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de 5 ans, sauf en cas de résiliation du contrat. Le client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son contrat.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site *edf.fr*.

Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé

est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée.
Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation par le client
En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF
EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.
La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :
- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.
Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.
Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.
En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire

• Mensualisation avec prélèvement automatique
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un calendrier de paiements mensuels comprenant onze mensualités de même montant et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Néanmoins, lors de la mise en place de la mensualisation, le premier calendrier de paiement pourra comporter un nombre d'échéances inférieur aux années suivantes car son calcul dépend de la date de relève du compteur.
En cours de période, lorsqu'EDF reçoit un relevé réel de consommation d'Enedis ou en cas d'auto-relevé, EDF estime le nouveau montant de la facture annuelle. Si l'écart entre la nouvelle estimation et l'estimation initiale est de plus d'une mensualité, le calendrier de paiement pourra être révisé automatiquement à la hausse comme à la baisse.
Sous réserve d'éligibilité au dispositif, le client pourra recevoir mensuellement une proposition d'ajustement de ses mensualités. En cas d'accord du client, un nouveau calendrier de paiement sera établi et lui sera adressé. Le client peut à tout moment refuser la proposition d'ajustement faite par EDF. Une facture de régularisation sera adressée au client une fois par an sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

• Espèces
Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site *edf.fr* ou sur simple appel à EDF.

• Chèque énergie conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :
- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.
À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF 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 des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi modifiée n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et, avec le règlement européen (UE) n°2016/679 dit « RGPD ».

9-1 Quelles données seront collectées sur moi ?
La collecte de certaines données est obligatoire pour permettre l'exécution du contrat.
Il s'agit des données suivantes : les nom, prénom, adresse du client, offre choisie.
D'autres données sont facultatives (coordonnées bancaires, adresse payeur, coordonnées téléphoniques, courrier électronique…) et permettent notamment de faire bénéficier le client d'un accompagnement plus personnalisé et plus fluide (espace client, facture électronique, souscription en ligne du contrat…).

9-2 Dans quel but mes données seront-elles utilisées?
Les fichiers ont pour finalité générale la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection commerciale par voie électronique par EDF est possible dans le respect de la réglementation.
Pour consulter le détail des finalités poursuivies, le client peut consulter et télécharger la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html*

9-3 Qui va accéder à mes données?
Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie ainsi qu'aux tiers autorisés, leurs sont communiquées par EDF.
Le cas échéant, les données nécessaires sont également transmises à des personnes morales dont l'objet est de mener des actions sociales qui apportent notamment des solutions adaptées aux clients en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie (ex : structures de médiation sociale).
EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les données personnelles nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

9-4 Pendant combien de temps mes données seront-elles conservées ?
EDF ne conserve les données de ses clients que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont traitées.
Pour consulter le détail des durées de conservations, finalité par finalité, le client peut consulter la rubrique spécifique de la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html*.

9-5 Quels sont mes droits sur mes données ?
Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant, dans les conditions prévues par la réglementation :
- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations, notamment à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander au client de justifier son identité.

9-6 A qui m'adresser pour exercer mes droits?
Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le client peut exercer ces droits sur son espace client mentionné à l'article 12.
Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF – 20, Place de la Défense – 92050 Paris – La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».
Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES LITIGES

10-1 Traitement des réclamations
En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Service Clients dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 31942,
62978 Arras Cedex 9

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse *https://enedis.fr/reclamations* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ainsi que la nature et, si possible, le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site *https://enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement amiable des litiges
Si le client a sollicité par écrit le Service Clients, puis le Service Consommateurs et s'il reste en désaccord avec la réponse du Service Consommateurs, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site *https://mediateur.edf.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur du groupe EDF
TSA 50026 - 75804 PARIS CEDEX 8

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, en cas de litige lié à l'exécution du contrat, il dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC),

sur le site *https://energie-mediateur.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 PARIS CEDEX 9

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.
EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.
Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12 . CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 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/dgccrf/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-2020 – ILSIMCTB – Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 – Imprimé sur du papier 100% recyclé

Novembre 2020

EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08 – France
Capital de 1 551 810 543 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20 place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2019 de l'électricité vendue par EDF :
87,7 % nucléaire, 7,1 % renouvelables (dont 5,6 % hydraulique),
0,6 % charbon, 3,5 % gaz, 1,1 % fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

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 règlementation 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 *prorata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.
Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site *edf.fr* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.
Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.
Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses…). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.
Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.
Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.
Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire.
Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.
En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.
Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.
Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.
Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site *enedis.fr*.
La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site *enedis.fr/tarif-dacheminement*.
En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture 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. A 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'avéreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF
20, Place de la Défense
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».
Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture.
Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site *mediateur.edf.fr* ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse *enedis.fr/reclamations* ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.
Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site *enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site *energie-mediateur.fr* ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.
EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.
Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « serviceclient@edf.fr ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site *edf.fr*, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site *enedis.fr* .

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : *https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/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 !

Juillet 2018
© EDF-2018 – PART3013-2018 – Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 – Imprimé sur du papier 100% recyclé

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis (soutirage) au contrat GRD-F
Version : 9.0
Nb. de pages : 7

Préambule

Dans le présent document le terme « GRD » désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements du GRD et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre le GRD et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable au GRD et engage le seul Fournisseur vis à vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le Site internet du GRD : www.enedis.fr.

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même Site, le GRD publie également :

- ses Référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles que le GRD applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du Référentiel clientèle du GRD est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre du GRD aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site internet du GRD www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les Référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

Glossaire

Client : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

Compteur : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

Compteur Communicant : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme communicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

Contrat GRD-F : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

Contrat Unique : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou des PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et le GRD. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général) : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit, ...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec le GRD, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution) : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

Point de Livraison (PDL) : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

Réseau Public de Distribution (RPD)

Réseau Public de Distribution d'électricité géré par le GRD. Celui-ci est constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité, en application des articles L. 2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales et à l'article L111-52 du code de l'énergie, ou conformément aux articles R321-2 et R321-4 du code

Enedis - Tour Enedis
34 place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex
enedis.fr

SA à directoire et à conseil de suiveillance
Capital de 270 037 000 euros
R.C.S. Nanterre 444 608 442

de l'énergie définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Référentiels (du GRD)

Il s'agit du Référentiel Clientèle et de la Documentation Technique de Référence disponibles aux adresses internet suivantes :

- Le Référentiel Clientèle : https://www.enedis.fr/documents?types=12
- La Documentation Technique de Référence : https://www.enedis.fr/documents?types=11
- L'état de publication des règles du Référentiel est accessible à l'adresse internet suivante : http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.

1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, le GRD assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès du GRD le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site internet du GRD http://www.enedis.fr/Concessions.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et le GRD peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité du GRD en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes que le GRD peut être amené à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées du GRD figurent dans le Contrat Unique du Client.

2. Les obligations du GRD dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations du GRD à l'égard du Client

Le GRD est tenu à l'égard du Client de :

1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées du GRD.

3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation et/ou production, conformément aux modalités définies par le GRD sur son site internet www.enedis.fr.

4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués au GRD directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par le GRD notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Le GRD peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents du GRD accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations du GRD à l'égard du Client comme du Fournisseur

Le GRD est tenu à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

> Engagements du GRD en matière de continuité :

Le GRD s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique. Le GRD informe le Client, sur son Site internet à la page http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

> Engagements du GRD en matière de qualité de l'onde :

Le GRD s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Le GRD maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements du GRD en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part du GRD, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de

la part du GRD.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, le GRD verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. À titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par le GRD ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun du GRD ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des Référentiels du GRD et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où le GRD n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait du GRD, le GRD verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par le GRD est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, le GRD facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, le GRD procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations du GRD en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont il est légalement investi.

Le GRD est chargé du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant.
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par le GRD, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative du GRD conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, le GRD installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations.

Le GRD est en outre chargé du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge du GRD, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par le GRD, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge du GRD si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par le GRD, le GRD informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les Référentiels du GRD. Le GRD peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et le GRD procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque le GRD a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- ou en cas de fraude.

4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre le GRD et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, le GRD les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsque le GRD est amené à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Le GRD met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession du GRD relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise le GRD à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

• Protection des informations commercialement sensibles :

Le GRD préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

• Protection des données à caractère personnel :

Le GRD protège, collecte et traite les données à caractère personnel, conformément à la règlementation relative à la protection des données personnelles et, en particulier de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés » et au règlement (UE) n°2016/679 du 27 avril 2016 (règlement général sur la protection des données).

Le GRD ne fait pas de prospection commerciale et ne vend aucune donnée.

Le GRD traite les données personnelles collectées et transmises par les Fournisseurs pour l'exercice de ses missions.

Il s'agit du nom, prénom, civilité, adresse du PDL (Point de Livraison), l'adresse postale et le cas échéant, des données complémentaires : l'adresse électronique du Client et/ou son numéro de téléphone.

Le GRD collecte plusieurs types d'informations par exemple, les index de consommation et la puissance souscrite qui font l'objet d'un traitement informatique afin de permettre au GRD d'assurer ses missions de service public telles que définies par le code de l'énergie, notamment en matière de comptage, d'exploitation, d'investissement et de développement du RPD ou l'intégration des énergies renouvelables.

Les traitements effectués sur les données utilisées et produites par les Compteurs Communicants sont encadrés par le code de l'énergie. Certaines fonctionnalités de paramétrage sont proposées aux Clients. Certaines données sont collectées par défaut. D'autres le sont avec accord du Client :

- par défaut, le GRD collecte les données de consommation journalière (consommation globale du PRM sur une journée) pour permettre au Client de consulter gratuitement l'historique de ses consommations, conformément au code de l'énergie.
- sauf opposition du client les données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) sont conservées par défaut, en local, dans la mémoire du compteur du Client sans transmission au GRD ou au Fournisseur ou à un tiers

Ces données de consommation fines (horaire et/ou à la demi-heure) ne sont collectées par le GRD qu'avec le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque du Client ou, de manière ponctuelle lorsqu'elles sont nécessaires à l'accomplissement des missions de service public du GRD définies par le code de l'énergie.

La transmission des données de consommation fines (horaires et/ou à la demi-heure) au Fournisseur ou à des tiers ne peut intervenir qu'avec le consentement préalable libre, explicite, éclairé et univoque du Client conformément à la législation sur la protection des données personnelles précitée.

Cette autorisation peut être adressée soit directement au GRD, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le Fournisseur s'engage à recueillir le consentement libre, spécifique, éclairé et univoque préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande du GRD. En cas de non réponse de justification du recueil du consentement dans un délai défini par la procédure de contrôle concertée par le Fournisseur, à la première demande, le GRD interrompra immédiatement la transmission.

Les données de consommation ne peuvent être conservées que pour une durée maximum de 24 mois. Le GRD peut être amené à conserver les données personnelles du Client collectées par le Fournisseur et transmises au GRD (hors données de consommation) pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

Le Client dispose d'un droit d'accès, de rectification et d'opposition pour des motifs légitimes et d'un droit à la limitation du traitement et à la portabilité aux données à caractère personnel le concernant.

Pour exercer son droit de rectification, et de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur et transmises au GRD, le Client contactera son Fournisseur. Le Fournisseur informera le GRD de l'actualisation des données du Client via la Plateforme d'échanges.

Dans le cas où le Fournisseur prend également en charge la demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées pour les données collectées et utilisées par le GRD, le Fournisseur devra adresser sa demande au GRD.

Le Client peut exercer ce droit directement par courriel (dct-informatiqueetlibertes@enedis.fr) ou par courrier au GRD :

Tour Enedis - Service National Consommateurs - 6e étage
34, place des Corolles- 92079 Paris La Défense CEDEX

Le courrier doit préciser le nom et prénom, adresse actuelle et référence PDL du Client accompagnée d'une pièce justificative d'identité.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande du Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le GRD exclusivement alors le GRD traite la demande Client et informe ce dernier qu'il doit s'adresser à son Fournisseur pour les données contractuelles collectées par le Fournisseur.

Dans le cas où le GRD reçoit une demande Client de rectification, de suppression, de limitation et à la portabilité pour les données collectées par le Fournisseur, le GRD informera le Client par courrier que sa demande doit être adressée au Fournisseur.

Le Client a le droit d'introduire une réclamation auprès de la CNIL.

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet au GRD d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par le GRD. Par ailleurs, le GRD pourrait être amené à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public, comme l'adresse électronique et le numéro de téléphone.

Le droit d'opposition et de suppression ne peut être exercé par le Client uniquement pour les données personnelles qui ne sont pas indispensables à l'exercice des obligations légales du GRD.

9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité du GRD est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations du GRD à l'égard du Fournisseur

Le GRD s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du Site internet du GRD.

3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Le GRD met à disposition du Client, sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite, des informations sur les précautions élémentaires à mettre en oeuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, le GRD n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Le GRD se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité du GRD au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre au GRD d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser le GRD procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue au GRD en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage du GRD. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, le GRD peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations du GRD.

3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations du GRD.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les Installations de Production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des Installations de Production d'électricité raccordées aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer le GRD et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence d'installations de Production d'électricité raccordées aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit «d'injection» auprès du GRD.

En aucun cas la mise en œuvre d'une ou plusieurs Installations de Production ne peut intervenir sans l'accord écrit du GRD

5) Veiller à la suppression du raccordement s'il souhaite interrompre définitivement son accès au RPD.

4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité du GRD, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès du GRD un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé au GRD ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;
- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer au GRD dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard du GRD à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition du GRD les mises à jour des données concernant le Client.

5. Mise en oeuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations.

5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec le GRD.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par le GRD, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du GRD

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, le GRD peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance du GRD ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par le GRD, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par le GRD ;
- refus du Client de laisser le GRD accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander au GRD de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander au GRD de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

6. Responsabilité

6.1. Responsabilité du GRD vis-à-vis du Client

Le GRD est seul responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre du GRD pour les engagements du GRD vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis du GRD

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés au GRD en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le GRD peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre le GRD et le Fournisseur

Le GRD et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Le GRD est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations du GRD vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement échappant au contrôle du débiteur, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées empêchant l'exécution de son obligation, mentionnée dans le présent contrat, par le débiteur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté du GRD et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;

- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le GRD sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de 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 du GRD ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès du GRD en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le Site Internet du GRD http://www.enedis.fr/reclamations ou bien en adressant un courrier au GRD.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement au GRD, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet au GRD la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne le GRD, selon les modalités convenues. À cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, le GRD procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence du GRD ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou au GRD. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser 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, le GRD procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre au GRD, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le GRD ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander au GRD, via son Fournisseur, d'organiser ou organiser lui-même une expertise amiable. À défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par le GRD, le Client peut saisir l'instance de recours au sein du GRD mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents du GRD en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès du GRD.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Energie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou au GRD, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE
d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine
Tarif Bleu
1er janvier 2021

Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 - 100% papier recyclé Mai 2020

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1er janvier 2021

À compter du 1er janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont en extinction pour les clients non-éligibles au regard de l'article L337-7 du code de l'énergie. À compter de cette date, ces clients ne peuvent plus souscrire de nouveau(x) contrat(s) au tarif réglementé ou modifier leur(s) contrat(s) existant. Leur contrat d'électricité au tarif réglementé prendra automatiquement fin le 31 décembre 2020.

Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Électricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site *http://www.enedis.fr/Concessions* ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité assurée par EDF sous réserve de son acheminement, aux clients non résidentiels suivants, éligibles aux tarifs réglementés de vente en application de l'article L.337-7 du code de l'énergie :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
- les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation,

pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimenté(s) en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet *http://www.edf.fr*. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

En application du II de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros devront attester préalablement à la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés qu'ils remplissent ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client…), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

En application du III de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les clients finals non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont tenus de résilier leur contrat dans un délai d'un mois, dès lors qu'ils ne remplissent plus ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation *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 (le prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet *http://www.edf.fr* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses…). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines – Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.
- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et factu-rations complémentaires d'EDF disponible sur le site *http://www.edf.fr* ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site *http://www.enedis.fr/tarif-acheminement*.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la règlementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte notamment :

- Le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- La consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites *http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations* et *http://www.edf.fr* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

6-2 Modalités de facturation

Les factures sont adressées au client tous les mois, tous les deux mois ou, suivant son profil de consommation, tous les six mois.

Lorsque le point de livraison est **équipé d'un compteur communicant**, la facturation est mensuelle et, sauf refus du client ou impossibilité technique, associée à une facture dématérialisée et à un paiement par prélèvement automatique.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis.

- Pour les points de livraison équipés d'un **compteur non communiquant**
  Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.
  Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre ses index par téléphone à un conseiller client, ou tout autre moyen à sa convenance, pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Le numéro d'appel, non surtaxé, figure sur la facture. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.
- Lorsque le point de livraison est équipé d'un **compteur communicant**, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1er janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.
Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.
Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.
À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.
Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.
Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n°2012-1115 du 2 octobre 2012.
Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.
En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.
Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la 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.
- **TIP (papier ou en ligne), chèque, télépaiement et carte bancaire via internet**,
- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.
Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.
Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, EDF informe le client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, sans préjudice des dispositions de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

- **En cours de contrat**
  Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.
  À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

- **En cas de résiliation**
  Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

- **En cas d'application de l'article 6-4 susvisé**
  EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.
Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF collecte, en conformité avec la loi modifiée n° 78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et le règlement (UE) 2016/679 dit « RGPD », certaines données à caractère personnel (DCP) relatives à ses clients dans des fichiers informatisés.
Pour accéder au détail des données collectées, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

La collecte de DCP a pour finalités générales la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale, y compris par voie électronique dans le respect de la réglementation) réalisées par EDF.
Pour accéder au détail des finalités poursuivies pour chaque collecte de donnée, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

Les DCP nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.
EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les DCP nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

EDF ne conserve les DCP que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont recueillies.
Pour accéder au détail des durées de conservations, finalité par finalité, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

Pour les DCP les concernant, les personnes physiques disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander à la personne physique concernée de justifier son identité.
Toute personne physique concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures qui lui sont adressées.
L'exercice des droits susvisés peut s'exercer en ligne sur l'espace personnel du client, par courrier électronique à l'adresse « *vosdonnees@edf.fr* » ou par téléphone auprès de notre service client.
Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « *informatique-et-libertes@edf.fr* ».
Enfin, toute personne physique concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet *http://www.edf.fr*. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :
EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.
Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur du groupe EDF par le formulaire internet disponible sur le site *https://mediateur.edf.fr/* ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur du groupe EDF - TSA 50026 75804 Paris Cedex 08.
Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site *http://www.enedis.fr/reclamations* en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :
Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.
Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site *http://www.enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site *http://www.energie-mediateur.fr* ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.
EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.
En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.
Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.
Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site *www.edf.fr*, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations.
Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site *www.enedis.fr*.
Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : *https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel*

EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
Capital de 1 551 810 543 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com

Direction Commerce

Tour EDF
20, place de La Défense
92050 Paris La Défense Cedex

Origine 2018 de l'électricité vendue par EDF :
86,3% nucléaire, 8,5% renouvelables (dont 6,6% hydraulique),
1,5% charbon, 2,7% gaz, 1,0% fioul.
Indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE

Préambule

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

  Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

  Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - 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) ;
  - 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 ;
  - 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 bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;

- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;

- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;

- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;

- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;

- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution

5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

6. Comptage

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

7. Continuité et qualité de l'électricité

7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
    - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
    - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet http://clients.rte-france.com/. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un évènement 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 évènement 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 évènement 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 .