

**SÉANCE DU COMITÉ D'ADMINISTRATION EXCEPTIONNEL  
DU 16 SEPTEMBRE 2019**

---

PROCÈS-VERBAL

---

L'an deux mille dix-neuf, le seize septembre à quinze heures, les membres du Comité d'Administration du Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Électricité en Île-de-France représentant les collectivités ayant transféré **leur compétence électricité**, se sont réunis au nombre de quarante et un présents au Centre de Conférences CAPITAL 8 - 32, rue de Monceau à Paris 8<sup>ème</sup>, sous la présidence de Monsieur Jean-Jacques Guillet, ayant été régulièrement et individuellement convoqués par le Président du Syndicat, le trente août deux mille dix-neuf.

Avec l'ordre du jour suivant :

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

Affaire n° 2 : Convention particulière relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement.

Affaire n° 3 : Convention entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseaux relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du Sigeif.

Affaire n° 4 : Convention particulière relative à l'accompagnement de la mobilité électrique.

**Pour la compétence électricité**

**Étaient présents :**

MM. EL KOURADI (Aulnay-sous-Bois), DEMASSIET (Bois-d'Arcy), Mme BAUMONT (Boissy-Saint-Léger), MM. VALENTIN (Carrières-sur-Seine), COUTÉ (C.A. Paris-Saclay), MONTERO (C.A. Paris-Saclay), THOMAS (C.A. Paris-Saclay), FOURNES (C.A. Paris-Saclay), CHAZAN (C.A. Paris-Saclay), DELORT (C.A. Paris-Saclay), Mme FOUCAULT (C.A. Paris-Saclay), MM. CHAMP (C.A. Paris-Saclay), TEYSSIER (La Celle-Saint-Cloud), BOULÈGUE (Chatou), GUILLET (Chaville), DELLA-MUSSIA (Chennevières-sur-Marne), BOBET (Le Chesnay-Rocquencourt), SANSON (Fontenay-le-Fleury), FOURNIER (Gagny), BOULANGER (Garches), MACE (Jouy-en-Josas), DAUVERGNE (Limeil-Brévannes), KOPELIANSKIS (Maisons-Laffitte), FISCHER (Mandres-les-Roses), D'ALLEMAGNE (Marnes-la-Coquette), VILLACA (Marolles-en-Brie), SCHEUER (Meudon), DARAGON (Mitry-Mory), Mme DUDEK (Montfermeil), MM. LANGLOIS D'ESTAINOT (Rueil-Malmaison), SOULIÉ (Saint-Cloud), FORTIN (Sèvres), Mme THOMY (Tremblay-en-France), MM. BOURRE (Vaires-sur-Marne), DE NONNEVILLE (Vaucresson), BAILLY (Vaujours), LEROUGE (Vélizy-Villacoublay), ULRICH (Versailles), VINTRAUD (Le Vésinet), CHEVALIER (Ville-d'Avray), ISSAKIDIS (Viroflay).

.../...

Lesquels forment la majorité des membres en exercice et peuvent délibérer valablement, conformément aux articles L.2121-17, L.2121-20, L.2121-21, L. 5212-1 et L.521-2 du Code général des collectivités territoriales.

**Absents excusés :**

MM. RANQUET et MEIGNEN, délégués titulaire et suppléant du Blanc-Mesnil - M. DE CARVALHO et Mme GERVAIS, délégués titulaire et suppléante de Brou-sur-Chantereine - MM. DAVION et CIVEYRAC, délégués titulaire et suppléant de Courtry - M. BONNET, délégué titulaire de Croissy-sur-Seine - MM. TIESSÉ et SALVAGGIO, délégués titulaire et suppléant d'Épinay-sous-Sénart - M. PINTO et Mme BARRAULT, délégués titulaire et suppléante de Grand-Orly Seine Bièvre - M. BODIN, délégué titulaire de Garches - M. POURSIN, délégué titulaire de Jouy-en-Josas - M. MARTIN, délégué titulaire de la C.A. Paris-Saclay - M. PIOT et Mme MILCENT, délégués titulaire et suppléante de Margency - M. DUPIN, délégué titulaire de Meudon - M. AISSAOUI, délégué titulaire de Montfermeil - Mme CLAVEAU, déléguée titulaire de Noisy-le-Grand - M. JACQ, délégué titulaire de Périgny-sur-Yerres - MM. CACACE et MINELLI, délégués titulaire et suppléant du Raincy - MM. BRAME et DO LAGO DANTAS, délégués titulaire et suppléant de Saint-Cyr-l'École - M. HENAULT, délégué titulaire de la C.A. Paris-Saclay - M. PIOCELLE-CORNILLON, délégué titulaire de Servon - M. ELKAEL, délégué titulaire du Vésinet - M. FANTOU, délégué titulaire de la C.A. Paris-Saclay - M. SICRE DE FONTBRUNE, délégué titulaire de Villeparisis - M. MARIOT, délégué titulaire de Villepinte -

**A donné pouvoir :**

- M. MARIOT, délégué titulaire de Villepinte, à M. ULRICH, délégué titulaire de Versailles.

**Pour la compétence gaz**

**Étaient présents sans voix délibérative :**

M. LHERMITTE (Attainville), Mme OUSTLANT (Bois-Colombes), M. ENZA (Bonneuil-sur-Marne), Mmes POTIER (Bouffémont), BELLARD (Boulogne-Billancourt), MM. ROURE (Charenton-le-Pont), GARRIC (Chevilly-Larue), KLEIN (Chilly-Mazarin), SERIE (Clamart), HOEN (La Courneuve), DUFEU (Créteil), SEBAG (Drancy), ADAM (Dugny), CARON (Enghien-les-Bains), Mme SUEUR (C.A. Grand Paris Seine Ouest), MM. HERBEZ (Ermont), MERIOT (Gennevilliers), AGGOUNE (Gentilly), ANICET (Gonesse), VACANT (L'Île-Saint-Denis), LPELTIER (Longjumeau), Mme BENATTAR (Montmagny), MM. PASTERNAK (Nogent-sur-Marne), CARBONNELLE (Pavillons-sous-Bois), CUVILLIER (Le Perreux-sur-Marne), FOISY (Le Plessis-Robinson), BESANÇON (Puteaux-en-France), BERNASCONI (Puteaux), BOYER (Rosny-sous-Bois), LEROY (Rungis), BRIQUET (Saint-Gratien), Mme D'HAENE (Saint-Maurice), ABOUT (Soisy-sous-Montmorency), MATHURINA (Le Thillay), Mme DUCHÊNE BONAVENTURE (Villeneuve-la-Garenne).

**Absents excusés :**

Mme ÉVRARD, déléguée titulaire de Bonneuil-sur-Marne - M. BELLOIN, délégué titulaire de Bouffémont - M. ÉGRET, délégué titulaire de Champlan - M. SCHOSTECK, délégué titulaire de Châtillon - M. CÉSARI, délégué titulaire de Courbevoie - M. AUZANNET, délégué titulaire de Fontenay-en-Parisis - Mme CHAVANON, déléguée titulaire de Fresnes - M. JUVIN, délégué titulaire de La Garenne-Colombes - M. GALLAND, délégué titulaire de Garges-lès-Gonesse - M. TURPIN, délégué titulaire d'Igny - M. HERBILLON, délégué titulaire de Maisons-Alfort - M. DAUX, délégué titulaire de Montmorency - M. CARRÉ, délégué titulaire de Pierrefitte-sur-Seine - Mme CECCALDI-RAYNAUD, déléguée titulaire de Puteaux - Mme CALSAT, déléguée titulaire de Romainville - M. RIBAY, délégué titulaire de Saint-Denis - M. TINEL, délégué suppléant de Saint-Mandé -

- 3

M. WILLIOT, délégué titulaire de Sannois - M. SEGURA, délégué titulaire de Thiais - M. GAUDUCHEAU, délégué titulaire de Vanves - M. LEBEAU, délégué titulaire de Vincennes -

À l'unanimité, a été élue comme secrétaire de séance, Mme Caroline Foucault, déléguée titulaire de la Communauté d'agglomération Paris-Saclay (Verrières-le-Buisson).

La séance est ouverte à 15 heures.

### **Monsieur le président Guillet**

Cette séance est importante et même fondamentale pour l'avenir de notre syndicat et de la concession électricité.

Le fait que seuls les délégués des communes adhérentes pour l'électricité vont pouvoir voter - le quorum ne s'appliquera qu'à ces communes - ne nous a pas empêchés de convier toutes les communes compte tenu de l'importance de la délibération pour l'avenir du syndicat. Je remercie donc les délégués des communes adhérentes pour le seul gaz qui se sont déplacés, et ce tout de même en assez grand nombre.

### **Affaire n° 1 - Contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente**

**Rapporteur : M. le président Guillet**

Nous avons déjà eu une séance sur le sujet le 17 juillet dernier au cours de laquelle on a pu informer les communes des discussions avec Enedis et EDF Commerce sur le nouveau projet de concession.

Les derniers points à régler, notamment sur la convention article 8, l'ont été, et ce de façon extrêmement heureuse pour notre Syndicat si bien qu'on peut considérer que l'objectif que nous poursuivions est bel et bien atteint.

Les orientations ont été actées entre Enedis, EDF Commerce et le Syndicat au terme de négociations qui durent depuis plus de dix ans. Elles se sont accélérées au cours des derniers mois, pour un certain nombre de raisons, à commencer par le caractère obsolète de notre contrat actuel, et ce pour deux raisons essentielles :

- D'abord parce qu'en 1994 la problématique de la transition énergétique et de la gouvernance des investissements ne se posaient absolument pas dans les mêmes termes, pour des raisons évidentes ;
- Ensuite parce que le contrat ne donne pas au Syndicat les moyens, notamment financiers, nécessaires pour pouvoir prendre en main ces problèmes que nous jugeons déterminants : la redevance de fonctionnement attribuée au Syndicat était de huit cent mille euros et elle aurait été encore réduite si nous avions accepté l'adhésion de communes nouvelles.

À cela s'est ajouté l'accord national pour fixer un modèle de contrat de concession, accord conclu en décembre 2017 entre la Fnccr, France urbaine, Enedis, EDF Commerce.

Utile pour la plupart des concessions, et à l'équilibre économique national, ce modèle s'est avéré totalement inadapté pour un syndicat comme le nôtre compte tenu de son caractère interdépartemental presque unique en France et que seul partage le Sipperec. Nous sommes parvenus à faire admettre que le modèle négocié n'était pas applicable en l'état, ce qui nous a permis de sortir du cadre commun et de négocier notre propre contrat, afin que nos spécificités soient prises en compte. (Comme je l'ai déjà dit en juin dernier, on ne fera pas une publicité excessive au caractère exclusif et avantageux de ce contrat.)

C'est donc sur cette base que nous avons relancé les négociations il y a un peu plus d'un an.

Le périmètre interdépartemental de notre territoire a été indiscutablement un atout face à notre interlocuteur, qui, lui, est un acteur national. Les discussions n'ont pas été faciles, vous le savez,

- 4

et ont même été ardues d'autant qu'elles se sont placées dans la sauvegarde d'un équilibre national destiné à garantir la péréquation tarifaire, à laquelle nous sommes tous attachés. La concession du Sigeif, bénéficiaire de plusieurs millions d'euros, contribue efficacement, chaque année, à l'équilibre des concessions dites déficitaires et à l'amélioration des résultats de la maison mère EDF. (Si les discussions ont été si ardues, c'est aussi parce qu'Enedis est une filiale à 100 % d'EDF, dont on connaît la situation économique et financière et qui est telle que notre gouvernement envisage la scission de ses activités ce qui a beaucoup joué dans le fait qu'il a fallu discuter ligne à ligne.)

Une fois admis les principes de base, à savoir :

- que la durée du contrat de trente ans, déjà durée du contrat actuel, n'était pas négociable pour cette bonne raison qu'Enedis a besoin de conforter son haut de bilan ;
- que le stock de Provision pour Renouvellement (PR) non consommé (200 M€) serait reconduit, avec pour vocation d'être affecté en droits du concédant dès lors qu'il est utilisé pour des travaux sur le réseau concédé.

Les négociations ont porté sur :

- la revalorisation et la sécurisation de la ressource financière du Syndicat ;
- un engagement stable et pérenne d'Enedis, notamment en ce qui concerne les opérations d'enfouissement des lignes électriques réalisées sous maîtrise d'ouvrage du Sigeif, point qui n'était pas négociable ;
- une amélioration substantielle de la robustesse des ouvrages et de la qualité de la desserte électrique via une gouvernance partagée des investissements d'Enedis, point essentiel pour nous surtout dans la perspective de la transition énergétique ;
- la dévolution de nouvelles compétences et nouvelles missions au Sigeif dans le domaine de l'énergie qui crée un contexte nouveau dans lequel il est appelé à jouer un rôle de plus en plus important.

Les points qui restent à discuter n'obèrent pas le contrat de concession parce que de portée nationale si bien que c'est à cette échelle qu'ils devront être traités.

Il s'agit de :

- l'assimilation au financement du concédant de la participation des tiers et/ou de la collectivité ;
- la revalorisation par référence au TMO (Taux Moyen de rendement des Obligations des sociétés privées) du droit à récupérer du concessionnaire pour laquelle une telle procédure n'a plus de sens aujourd'hui ;
- la communication des éléments probants en lien avec le compte de résultat et la justification des financements réciproques pour la détermination du droit du concédant ;
- l'absence de traçabilité de la provision pour renouvellement.

Ces points sont évidemment très importants, et nous les actons à chaque commission de suivi, mais ils ne sauraient être traités qu'au niveau national par des dispositions qui devront être intégrées au contrat de concession.

Enfin, c'est après plusieurs réunions d'échanges avec les membres de la commission de suivi du cahier des charges, les vice-présidents du Sigeif et, le 17 juin dernier, les délégués titulaires et suppléants des communes adhérentes pour la compétence électricité, que le Syndicat est enfin en mesure de vous présenter aujourd'hui un nouveau projet de contrat de concession.

Quelles sont ses grandes lignes ?

Le périmètre de la concession correspond aux limites territoriales des soixante-trois communes mentionnées en annexe à la convention de concession (rien ne change sinon que nous pouvons étendre notre territoire si nous le souhaitons, la libre administration s'exerce, si de nouvelles communes veulent adhérer, cela ne pose pas de problème particulier, elles bénéficieront des dispositions de ce contrat, bien plus avantageuses que celles du cahier des charges classique.)

Par ce contrat, le Sigeif en sa qualité d'autorité concédante, garantit :

- au gestionnaire du réseau de distribution (Enedis) le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires ;
- au fournisseur aux tarifs réglementés de vente (EDF Commerce) – ce jusqu'au moment où les tarifs pourraient être amenés à disparaître - le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs (ce n'est jamais que l'application de la loi).

La structure du nouveau contrat est identique à celui signé en 1994.

Elle est composée : d'une convention de concession couvrant les clauses de réexamen ; d'un cahier des charges et de ses annexes d'application locale pour les deux premières et de portée nationale pour les six autres.

Ce qui ne change pas :

- la structure du contrat : une convention, un cahier des charges et des annexes ;
- les termes de la concession : une durée de trente ans, le réexamen tous les cinq ans ou en fonction de l'évolution du périmètre de la concession ; les conditions de renouvellement ou d'expiration de la concession ;
- le concessionnaire, les principes de service concédé : maintien du droit exclusif du concessionnaire, c'est-à-dire de son monopole, Enedis pour la gestion et l'exploitation du réseau et EDF Commerce pour la fourniture de l'énergie électrique aux TRV ;
- les investissements au bénéfice de la concession : raccordements et renforcements au réseau concédé ; intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8) ;
- les obligations du concessionnaire : amortissement pour les biens à renouveler ; gestion des droits du concédant ; maintien du stock de provision pour renouvellement ; production d'un CRAC annuel ; les conditions de service et de tarification ;
- le contrôle par l'autorité concédante, dans de meilleures conditions puisque la commission de suivi aura un pouvoir plus important ;
- la maîtrise d'ouvrage sur le réseau : le concessionnaire Enedis, l'autorité concédante le Sigeif.

Ce qui change fondamentalement :

- cahier des charges : la transition énergétique, notion qui n'existait pas en 1994 et que nous avons désormais intégrée en précisant que le Sigeif intervient en ce domaine par élargissement de son champ d'activité (Chapitre III) ; la communication des données relatives à la concession (Chapitre VI) ; les nouvelles modalités d'application de la TVA (chapitre VIII) ; plus de transfert à Enedis du droit à déduction ;
- l'annexe 1 (annexe locale) : détermination de la redevance de concession (R1, quasiment doublée, et R2, maintenue aux conditions qui étaient les siennes, la question de l'éclairage public étant renvoyée à des dispositions qui pourraient être prises au plan national) ; intégration des ouvrages dans l'environnement (article 4) + convention particulière ;

informations relatives au réseau concédé (article 13.5) + convention cartographie ; toutes les actions liées à la transition énergétique (article 15) ;

- l'annexe 2 (création) : gouvernance des investissements : schéma directeur à trente ans avec un premier PPI 2020/2023 de l'ordre de 45 M€ qui devra être adopté d'un commun accord par le concessionnaire et le Syndicat.

Parmi les huit chapitres composant le cahier des charges, certains ont nécessité des adaptations locales précisées à l'annexe 1, dite annexe locale, et à l'annexe 2, en ce qui concerne les investissements délibérés d'Enedis.

#### **Annexe 1 dite annexe locale :**

- La redevance de concession est spécifique à la concession du Sigeif qui est, il est utile de le rappeler, interdépartementale. Le Syndicat a obtenu un quasi doublement de la redevance de fonctionnement (R1) et, en ce qui concerne la redevance d'investissement (R2) son maintien à hauteur de 2,9 M€.
- Les dispositions d'intégration des ouvrages dans l'environnement via l'article 4, précisées à travers la convention particulière spécifique au Sigeif sécurisent nos acquis (volume financier et durée de la contribution d'Enedis, ce qui est évidemment fondamental).
- La maîtrise d'ouvrage du Sigeif est confirmée voire même élargie aux travaux d'Enedis lorsqu'ils sont réalisés en coordination.
- L'exercice du contrôle est précisé et renforcé.
- Les données devant figurer dans le CRAC du concessionnaire sont enrichies.
- Les engagements d'Enedis de suppression de lignes aériennes basse tension sur Versailles sont maintenus et ont donc été repris.
- Les données mises à notre disposition par Enedis sont enrichies et une convention cartographie, afin de définir et faciliter nos échanges, sera présentée à l'affaire 3.
- Les actions en lien avec la transition énergétique ont été, pour la plupart identifiées et donneront lieu à des conventions spécifiques le moment venu (c'est le cas de l'affaire 4 sur la convention Mobilité électrique).
- La commission de suivi du cahier des charges, commission paritaire, voit son rôle renforcé. Cette commission sera réunie, *a minima*, une fois par semestre, et devra porter un avis sur les éventuelles évolutions du contrat de concession, les redevances, les rapports de contrôle, les comptes rendus d'activité du concessionnaire, et le suivi de la réalisation de chaque PPI au regard du schéma directeur qui sera adopté d'un commun accord par la commission de suivi.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis et 8, sont applicables à l'ensemble des concessions, leurs mises à jour ne nécessiteront pas d'en prendre acte par voie d'avenant.

Ces annexes sont les suivantes :

- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation.

Je voudrais remercier tout particulièrement Christophe Tampon-Lajarriette ici présent, et qui va nous quitter sur l'élaboration du contrat de concession qu'il aura piloté durant toutes ces années, ainsi que Jean-Claude Chincholle, maître d'œuvre très précieux qui a discuté ligne à ligne et dont la connaissance précise du concessionnaire nous ont permis d'arracher ce qui pouvait l'être, et ce dans tous les domaines.

Si vous n'avez pas de questions particulières, je vais passer la parole à Hubert Ulrich pour la partie Schéma directeur des investissements et son 1<sup>er</sup> PPI.

**Monsieur Ulrich (Versailles), 5<sup>ème</sup> vice-président du Sigeif**

Le schéma directeur des investissements, estimé par les services du Sigeif à plus de 380 M€, a pour ambition majeure, via une gouvernance partagée des investissements - point extrêmement important auquel nous serons très vigilants - d'améliorer durablement la sécurisation et la qualité de la distribution d'électricité sur le territoire de la concession.

Pour prioriser le plus efficacement possible les investissements à mener à moyen et à long terme sur le réseau concédé – pour lesquels nous prônerons des actions préventives plutôt que curatives - le Sigeif et Enedis se sont appuyés autant que possible sur un diagnostic quantitatif et qualitatif précis des ouvrages concédés. À l'issue de ce diagnostic, six leviers d'action ont été fixés afin d'atteindre un haut niveau de qualité de la desserte, contrant par la même occasion la tendance observée au cours des dernières années.

Tous les quatre ans ce schéma directeur, qui fixe les objectifs techniques, fera l'objet d'une déclinaison via un programme pluriannuel des investissements (PPI) présenté, pour avis, à notre commission de suivi du cahier des charges avant d'être annexé au contrat de concession, par avenant, sous réserve d'avoir obtenu un avis favorable du comité d'administration.

Chaque PPI valorisera financièrement les investissements d'Enedis et pourra donner lieu à un séquestre de 7 % des montants non consommés du PPI. Ce séquestre sera appliqué par le Sigeif jusqu'à la réalisation de l'engagement financier d'Enedis, lequel est étroitement lié aux objectifs techniques.

Avant de vous présenter les leviers d'action, il nous a semblé utile de souligner les principaux indicateurs « qualité », à commencer par le critère B, c'est-à-dire le temps moyen de coupure d'un client raccordé au réseau BT. Aujourd'hui, il se situe à hauteur de 46 mns alors que la valeur cible, au début des années 2000, était de 22,5 mns. C'est dire si l'écart est important ; il devra être comblé dès le début de l'application de ce PPI. Nous sommes convenus avec Enedis de cibler les investissements pour ramener le critère B à 25 min  $\pm$  20 % soit en dessous de 30 mns. C'est un point sur lequel nous serons très vigilants.

S'attaquer à la cause, c'est suivre le réseau lui-même via le taux d'incidents aux 100 kms. Nous nous sommes accordés avec Enedis sur la division quasiment par deux des deux valeurs repères soit :

- réseau HTA : 4 incidents aux 100 kms au lieu des 7,7 incidents aux 100 kms actuellement ;
- réseau BT : 8 incidents aux 100 kms au lieu de 15 incidents aux 100 kms actuellement.

Repris du dernier rapport de contrôle, les courbes affichées montrent les tendances actuelles que nous comptons bien inverser.

Notre schéma directeur s'articule autour de six leviers ou thématiques, à commencer par la sécurisation des postes sources. Il s'agit ici de pallier un incident poste source via son réseau secondaire : le réseau HTA, à l'image de ce qui se fait à Paris. Des nouvelles liaisons souterraines seront envisagées et des pans entiers de ce réseau devront être réorganisés et/ou renouvelés.

*Deuxième levier* : la fiabilisation du réseau HTA, long de 3 729 kms et souterrain sur plus de 3 700 kms, dont 1 125 kms constitués de câbles d'anciennes technologies. C'est sur ces câbles et

leurs accessoires que sont enregistrés les incidents à répétition. Nous sommes convenus avec Enedis du renouvellement des  $\frac{3}{4}$  de ces câbles soit 850 kms. Il s'agit ici d'un minimum...  
Autre engagement : sécuriser 1,2 km des 13 kms du réseau aérien à l'horizon 2030.

*Troisième levier* : l'automatisation du réseau HTA via les organes de manœuvre télécommandés (OMT). Une automatisation à marche forcée du réseau qui nécessitera d'installer 320 postes télécommandés dans les 10 ans (2 voire 2,5 PPI). Il ne s'agit pas, ici, de s'attaquer à la cause de l'incident mais de réalimenter les clients aussi vite que possible. Cette mesure ne demande pas un investissement très important, toutefois nous devons avoir à l'esprit qu'elle est consommatrice de moyens, notamment humains, d'ingénierie.

*Quatrième levier* : la maîtrise du risque « crue », en prenant en compte les clients coupés non inondés. L'objectif est, en restructurant leur alimentation, de réduire leur nombre de 90 % au scénario de crue centennale.

*Cinquième levier* : la rénovation partielle ou totale de 10 % des postes de distribution publique qui, faute d'inventaire précis, sera principalement réalisée par opportunité.

*Sixième levier* particulièrement discuté avec Enedis : la fiabilisation et sécurisation du réseau BT. La partie souterraine longue de 3 831 kms, pour laquelle les câbles anciens voire très anciens (1/4 de l'inventaire) seront renouvelés à hauteur des 2/3 en trente ans. Les lignes aériennes en conducteurs nus devront être sécurisées à hauteur de 50 % de son linéaire, long de 547 kms.

S'agissant des branchements et des colonnes montantes, dont la loi ELAN (novembre 2018) a mis le renouvellement à la charge d'Enedis, nous sommes convenus d'une rénovation dès qu'une mise en sécurité aura été effectuée par le gestionnaire de réseau.

D'autres thématiques ont été intégrées, telles que :

- la suppression des réseaux HTA dits 10 kV. Ils ont la particularité de former une boucle, si bien qu'ils ne sont pas « secourables » lors de la perte d'un poste source ;
- la tenue de la tension en BT : le nombre de clients mal alimentés avait chuté en 2010, à l'appui d'un nouveau modèle de calcul du concessionnaire soi-disant plus adapté, or les nouvelles données issues du compteur Linky font apparaître un « stock » de clients mal alimentés pareil à celui de 2010 ; nous verrons avec Enedis comment traiter cette autre contrainte. L'engagement d'Enedis d'intervenir dans les deux ans pour la résorption du flux est quant à lui maintenu.

En ce qui concerne le projet du premier PPI (2020-2023), il figure dans votre dossier à l'article 3 de l'annexe 2A. il est proposé à une hauteur de 45 M€.

Il s'agit, comme le souligne Enedis, d'une valeur plancher correspondante à :

- 9,7 M€ pour la sécurisation des postes sources ;
- 15,7 M€ pour le renouvellement du réseau souterrain HTA : (100 kms) ;
- 0,2 M€ pour la sécurisation des lignes aérienne HTA : (0,25 km) ;
- 2,4 M€ d'euros pour l'automatisation du réseau via l'installation des OMT : (130 nouveaux postes télécommandés) ;
- 1 M€ pour la réduction du nombre de clients coupés lors d'une crue ;
- 1,5 M€ pour la rénovation totale ou partielle de 60 postes de transformation de distribution publique
- 13 M€ pour le renouvellement du réseau BT : (55 kms) ;
- 1,5 M€ pour la sécurisation des lignes BT aériennes en conducteurs nus : (30 kms).



Certains investissements ne sont pas mentionnés, notamment le traitement des clients mal alimentés, dans la mesure où il relève de l'obligation du concessionnaire, ni celui relatif aux interventions sur les colonnes montantes qu'ENEDIS n'a pas souhaité faire apparaître dans ce premier PPI, mais qui apparaîtra bien dans les suivants.

Enfin, chaque PPI fera l'objet :

- à l'exception du PPI 2020/2023, d'un avenant au contrat de concession après approbation du comité ;
- d'un suivi quantitatif technique et financier, de manière périodique, par la commission de suivi du cahier des charges.

**Monsieur le président Guillet**

C'est vraiment la toute première fois qu'on a des précisions aussi importantes sur les investissements du concessionnaire.

**Monsieur Soulié (Saint-Cloud)**

S'il est prévu un investissement de 380 M€ sur trente ans, soit un peu plus de 50 M€ sur une durée de quatre ans, cela signifie que l'on prend déjà un peu de retard dès la première période - sauf évidemment accélération après. En toute logique, pour ces quatre premières années, l'investissement aurait dû être de 51 M€.

**Monsieur le président Guillet**

Les 45 M€ investis dans la première PPI ne sont qu'un chiffre plancher, établi comme tel par prudence, mais il est déjà établi dans le cadre de nos discussions que ce chiffre sera dépassé, c'est évident. Mais à partir du moment où un plancher est fixé, ce qu'on n'avait encore jamais vu, c'est déjà une garantie importante.

**Monsieur Soulié (Saint-Cloud)**

C'est effectivement mieux qu'avant, je dois l'admettre.

S'agissant de la fiabilisation du réseau HT, Enedis prend l'engagement de renouveler *les 3/4 des câbles souterrains à risque incidentogène* - sur trente ans ! mais sur une période aussi longue, Enedis ne peut donc pas remplacer la totalité ?

**Monsieur le président Guillet**

Mais c'est un minimum garanti.

**Monsieur Soulié (Saint-Cloud)**

On est d'accord, mais trente ans, c'est une génération. Sur une telle période, même les câbles à risque incidentogène moyen devraient pouvoir être changés.

**Monsieur Chincholle (Sigeif)**

On remonte souvent à des années N-1, N-2, voire N-5, pour dire qu'un câble est incidentogène, et il est certain qu'à partir du moment où on verra apparaître des départs HTA une année puis l'année suivante, ces départs seront automatiquement renouvelés.

Ce que l'on voit ici, c'est l'engagement du concessionnaire à faire du délibéré sachant que, par opportunité, il embarquera forcément des renouvellements. Le réseau 10 kV dont on parlait tout à l'heure sera nécessairement renouvelé compte tenu des besoins de distribution en énergie. Un ensemble d'indicateurs se croiseront et déboucheront nécessairement sur le renouvellement d'ouvrages. L'engagement de renouvellement des 3/4, c'est l'engagement propre du concessionnaire par rapport à du délibéré. On pourra toujours dire qu'on n'a pas obtenu assez du concessionnaire mais durant des années on n'a obtenu de lui que des explications liées aux incidents alors que, maintenant, on a des engagements précis. C'est le minimum.

- 10

Le concessionnaire ne veut pas s'étrangler dès le premier PPI, fixé à 45 M€, mais on a mis l'accent sur les OMT, ce qui n'est pas le plus coûteux, mais ce qui est le plus efficace. On va les développer à marche forcée, mais on va également mettre en œuvre des travaux en préparation. Pour revenir sur le 10 kV, un changement de tension est un programme qui s'étend sur quatre à cinq ans, on est sur un PPI 2020, on ne peut pas démarrer là un engagement qui durera quatre ou cinq ans. Les études vont démarrer sur ce PPI, on les retrouvera après.

Vous avez raison de souligner qu'on n'a pas envisagé de faire du 100 % parce qu'il n'y a pas forcément lieu de renouveler des tronçons s'il n'y a pas d'incidents.

**Monsieur Macé (Jouy-en-Josas)**

Quelles mesures vont pouvoir être prises si le concessionnaire ne tient pas ses engagements ? Ce séquestre de 7 % est-il vraiment suffisant ?

**Monsieur Ulrich (Versailles)**

Le taux de 7 % s'applique aux produits non consommés prévus au PPI : c'est tout de même assez contraignant pour le concessionnaire.

**Monsieur le président Guillet**

Et c'est contractuel, on n'aura pas besoin de passer par une commission Théodule, le tribunal administratif puis le Conseil d'État - la sanction est immédiate.

**Monsieur Issakidis (Viroflay)**

Qui a chiffré les coûts de ces investissements ?

**Monsieur Chincholle (Sigeif)**

La première valeur de 380 M€, c'est nous, à partir des éléments de contrôle que nous réalisons chaque année.

Il a fallu définir le montant global de la PPI, soit 45 M€, sachant qu'au début on était très nettement en dessous de cette valeur.

**Monsieur le président Guillet**

Au cours des quatre dernières années, l'investissement sur le réseau a été de 50 M€, ce qui est donc légèrement supérieur à ce qui a été fixé, mais volontairement.

**Monsieur Chincholle (Sigeif)**

Je ne sais pas si c'est l'effet de la négociation du contrat mais en 2018 l'investissement sur le réseau a bondi de 30 %, ce qui est énorme, mais c'est sur une année, le volume pourrait chuter l'année suivante. En l'occurrence, ce ne sera pas le cas puisque l'on va pouvoir suivre le concessionnaire à travers les indicateurs.

**Monsieur Issakidis (Viroflay)**

Ma question portait plus sur les coûts unitaires : si le coût d'un OMT est de 45 M€, il leur suffira d'en faire un dans l'année pour faire leur budget.

**Monsieur Chincholle (Sigeif)**

Au niveau contractuel, le suivi ne se fait pas ligne à ligne mais la commission de suivi suivra indicateur par indicateur, thématique par thématique, donc ligne par ligne.

Le concessionnaire voulait mettre le paquet sur les travaux sur les postes sources, il a fallu se battre pour embarquer des investissements sur le réseau BT qui est celui qui contribue le moins au critère B mais qui touche le plus nos administrés puisque les pannes durent beaucoup plus longtemps. On a défini des volumes qui seront déclinés en programmes annuels, sur lesquels le concessionnaire est en train de travailler pour pouvoir nous les présenter en décembre de cette année.

- 11

**Monsieur le président Guillet**

Rappelons que les postes sources ne sont pas dans le périmètre de la concession.

**Monsieur Issakidis (Viroflay)**

Prévoit-on d'autres investissements d'évolution vers un futur différent du type Smart Grid, qui pourraient impacter le réseau dans son maillage actuel ?

**Monsieur Chincholle**

Rappelle - cela a déjà été dit - que le schéma directeur des investissements a d'abord pour objectif d'améliorer la sécurisation et la qualité de la distribution d'électricité.

Cela dit, ajoute **Monsieur Provot**, il n'exclut pas, bien au contraire et nous le faisons déjà d'ailleurs, que le Sigeif et Enedis travaillent sur « l'intelligence des réseaux » comme en témoigne le développement des organes de manœuvres télécommandées (OMT).

**Monsieur Guillet**

C'est un point qui sera abordé peu à peu grâce au pouvoir donné à la commission de suivi.

Il n'y a pas d'autres observations.

La délibération correspondante est adoptée, à l'unanimité, après lecture (annexe n° 19-26).

**Monsieur Guillet**

Il s'agit d'une grande avancée. Je tiens à préciser qu'aux termes de négociations longues, ardues et difficiles, le Sigeif a obtenu beaucoup plus que d'autres syndicats.

**Affaire n° 2 : Convention particulière relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement**

**Rapporteur : M. Ulrich, 5<sup>ème</sup> vice-président**

**Monsieur Ulrich**

Dans la continuité de nos accords passé, il nous appartient, à ce stade, d'examiner les dispositions relatives à l'intégration des ouvrages dans l'environnement.

Ce nouvel accord a pour but de préciser les articles 8 et 4 de l'annexe1 du contrat de concession que nous venons d'approuver qui prévoit, lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, une participation du concessionnaire (Enedis) au financement des opérations destinées à l'amélioration esthétique des ouvrages concédés.

Sont notamment reconduits :

- le volume financier de l'engagement du concessionnaire (1,9 M€ HT),
- les deux taux (40 % ou 50 %) de participation du concessionnaire et son engagement particulier sur Versailles,
- et, enfin, les modalités de fonctionnement et de suivi du programme de travaux.
- 

La contribution de nos opérations à la sécurisation des ouvrages (enfouissement de certaines lignes aériennes en conducteurs nus présentant un risque d'incident) sera valorisée et donnera lieu à une participation financière complémentaire de 40 %.

- 12

Enfin, pour répondre aux programmes pluriannuels de voirie la convention qui vous est proposée prendra effet au 1<sup>er</sup> janvier 2020 pour une période de quatre ans. Sa prorogation, pour une durée identique et aux mêmes conditions sans excéder la durée du contrat de concession, est assujettie à la réalisation des deux conditions cumulatives suivantes :

- Le linéaire « fils nus déposés » représente plus d'un tiers du linéaire aérien BT réalisé par le Sigeif lors des quatre dernières années,
- les engagements définis à la convention sont respectés.

La commission de suivi aura à se prononcer sur ladite prorogation qui donnera lieu à l'établissement d'un avenant.

**Monsieur le président Guillet**

Il s'agit de sécuriser et pérenniser les dispositions de l'article 8.

Il n'y a pas d'observations.

La délibération correspondante est adoptée, à l'unanimité, après lecture (annexe n° 19-27).

**Affaire n° 3 : Convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution du Sigeif**

**Rapporteur : M. Ulrich, 5<sup>ème</sup> vice-président**

**Monsieur Ulrich**

Le projet de convention, à conclure avec le gestionnaire de réseau (Enedis), fixe les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle (1/1000<sup>e</sup> 1/2000<sup>e</sup> 1/5000<sup>e</sup>) des réseaux électriques de distribution publique aux fins de faciliter l'accomplissement des missions dévolues au Sigeif et à Enedis.

Outil de travail indispensable à l'exercice de nos missions, la cartographie du réseau concédé nous permet de disposer, pour notre concession, de la localisation de nos ouvrages et des données patrimoniales techniques établies et mises à jour, au fil de l'eau, par Enedis.

Cette convention définit les modalités techniques et financières des échanges Sigeif/Enedis en application de l'article 45 du cahier des charges que nous venons d'approuver, le format des données (SHAPE), la nature des informations qui nous seront fournies (voir son annexe 2) ainsi que les droits et les obligations du Sigeif.

D'une durée de quatre ans, la convention prendra effet au 1<sup>er</sup> janvier 2020. Son renouvellement, pour la même durée, aura lieu, quant à lui, lors du renouvellement du programme pluriannuel d'investissement (PPI) décrit à l'annexe 2 (Schéma directeur) du cahier des charges de concession.

Il est proposé à ce Comité d'administration de bien vouloir approuver cette nouvelle convention.

**Monsieur Soulié (Saint-Cloud)**

On va donc avoir une cartographie des réseaux, c'est une excellente chose, mais va-t-on l'avoir le 1<sup>er</sup> janvier 2020 ou va-t-on l'avoir progressivement au cours des quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 ?

**Monsieur Chincholle (Sigeif)**

Nous devrions les avoir dès aujourd'hui, dans le cadre du contrôle actuel. Il faut savoir que cette convention, qui nous est proposée, nous avait été refusée en son temps par Enedis au prétexte que nous n'avions pas signé l'accord de Montpellier inadapté à des syndicats urbains comme le nôtre en nous faisant perdre en valeurs financières, notamment au niveau de la R2 liée à l'éclairage

- 13

public intégralement reversée aux communes. C'est bien pour garantir vos droits que nous avons opposé un refus à la signature de cet accord.

**Monsieur Tampon-Lajarriette (Sigeif)**

Nous y avons vu une préfiguration du risque de remise en cause de la R2 dans les concessions urbaines, tant souhaitée par ERDF, qui nous expliquait que ce faisant la R2 était protégée pour cinq ans, à quoi nous avons répondu : pourquoi pour cinq ans alors que les contrats portent sur trente ans ? On a bien fait d'opposer un refus à cet accord puisque la R2 est fortement remise en cause au bout des 5 premières années dans le protocole national.

**Monsieur le président Guillet**

Dans les autres syndicats urbains, la R2 disparaît effectivement au bout de cinq ans. On est vraiment dans une situation très favorable par rapport aux autres syndicats urbains.

Il n'y a pas d'autres observations.

La délibération correspondante est adoptée, à l'unanimité, après lecture (annexe n° 19-28).

**Affaire n° 4 : Convention particulière relative à l'accompagnement de la mobilité électrique**  
**Rapporteur : M. le président Guillet**

**Monsieur le président Guillet**

Il nous appartient maintenant d'examiner l'accompagnement d'Enedis sur les projets de bornes ou d'infrastructures de recharge pour les véhicules électriques (BRVE ou IRVE) portés par le Sigeif.

Ce nouvel accord a pour but de préciser l'article 15.4 de l'annexe 1 du contrat de concession que nous venons d'approuver qui prévoit, dans le cadre de projet d'IRVE, l'analyse de l'impact sur le réseau électrique, éventuellement la proposition de zones de localisation alternatives et la désignation d'interlocuteurs privilégiés « raccordements et mise en service ».

Cette convention doit permettre au Sigeif d'améliorer et d'accélérer la mise en place d'IRVE sur les territoires lui ayant transféré leur compétence en la matière. Enedis est un partenaire incontournable à la réussite du projet. Enedis est aujourd'hui un promoteur de la mobilité électrique et elle s'organise pour l'accompagner au mieux, comme cette convention en est l'illustration.

Avec déjà une quinzaine de communes ayant transféré leur compétence à notre Syndicat et avec des discussions en cours auprès d'une dizaine d'autres, le Sigeif renforce sa position d'acteur incontournable sur la mobilité propre en Île-de-France pour offrir le meilleur service aux territoires et aux usagers.

Il n'y a pas d'observations.

La délibération correspondante est adoptée, à l'unanimité, après lecture (annexe n° 19-29).

**Monsieur le président Guillet**

Je vous remercie tous d'avoir été présents à cet important Comité. Je crois qu'on vient de franchir un grand pas.

Nous entrons maintenant dans une phase de discussion avec GRDF pour un nouveau contrat de concession, sachant que nous participons de très près à l'élaboration du nouveau cahier des charges national.

Lors du prochain Comité, nous reviendrons sur les actions en cours, nombreuses et importantes et qui se font dans des conditions normales et optimales.

- 14

L'ordre du jour étant épuisé, la séance est levée à 16 heures 30.

Fait à Paris, le 16 septembre 2019  
Le président,



**JEAN-JACQUES GUILLET**  
Maire de Chaville

ANNEXE N° 19-26

OBJET :

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

---

LE COMITÉ,

Vu le Code Général des Collectivités Territoriales et notamment son article L. 2224-31 en application duquel les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité négocient et concluent les contrats de concession et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions,

Vu l'article L. 322-1 du Code de l'énergie confirmant que la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par ces autorités organisatrices,

Vu l'article L 111-52 du Code de l'énergie disposant que, dans sa zone de desserte exclusive, le gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité est la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par EDF en application de l'article L. 111-57 du même Code, soit la société ERDF, devenue Enedis,

Vu l'article L 121-4 du Code de l'énergie disposant notamment qu'Enedis est chargée de la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et qu'elle accomplit cette mission conformément aux dispositions de ce Code relatives à la distribution d'électricité ainsi qu'au raccordement aux réseaux et à celles des cahiers des charges des concessions,

Vu l'article L 121-5 du Code de l'énergie disposant, d'une part, qu'EDF est notamment chargée de la mission de fourniture d'électricité consistant à assurer, en favorisant la maîtrise de la demande, la fourniture d'électricité, sur l'ensemble du territoire, aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues aux articles L. 337-4 à L. 337-4 de ce Code, et, d'autre part, que les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité sont les autorités organisatrices du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui bénéficient des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L 337-1 du même Code,

Vu les statuts du Sigeif et notamment leur article 2.02 en application duquel le Sigeif est l'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente pour les membres qui en ont fait expressément la demande,

Considérant que l'article L 334-3 du Code de l'énergie prévoyant que lors de la conclusion de nouveaux contrats, y compris en cas de renouvellement, les contrats de concession portant sur la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui n'ont pas exercé leur droit prévu à l'article L. 331-1 de ce Code, et ceux portant sur la gestion du réseau public de distribution, sont signés conjointement par :

- 16

- les autorités organisatrices de la fourniture et de la distribution d'électricité,
- Enedis, pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution,
- EDF, pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui n'exercent pas leur droit prévu à l'article L. 331-1 du même Code,

Considérant que la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF préconisent de mettre en œuvre le contrat de concession annexé à l'accord-cadre que ces parties ont signé le 21 décembre 2017,

Considérant que la situation spécifique de la concession du Sigeif, notamment sa présence dans sept départements situés dans la même région administrative et l'importance de la population desservie, dépassant 1,4 million d'habitants, justifie des adaptations à ce « modèle » de contrat,

Considérant que les négociations que le Sigeif a menées avec Enedis et EDF ont permis d'aboutir à un projet de cahier des charges par lequel le Sigeif entend concéder à Enedis et EDF le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble du territoire de sa concession,

Considérant que seuls les délégués représentant les collectivités ayant transféré la compétence d'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente prenant part au vote,

À l'unanimité,

#### D É L I B È R E :

Article 1<sup>er</sup> : - Approuve la convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente ainsi que le contenu du cahier des charges annexé à cette convention.

Article 2 : - Autorise le Président à signer cette convention ainsi qu'à prendre toute décision nécessaire à l'application de ce cahier des charges.

---





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

Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Interdépartemental pour l'Électricité et le Gaz en Île-de-France (Sigeif)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par **Monsieur le Président, Jean-Jacques Guillet**, dûment habilité à cet effet par délibération du Comité d'administration en date du \_\_\_\_\_, domicilié 64 bis, rue de Monceau, 75008 Paris,

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

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles, 92079 Paris La Défense, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **Madame Karine Revcolevschi**, Directrice régionale Île-de-France Ouest, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie en date du \_\_\_\_\_ par le Directoire et le Président du Directoire, faisant élection de domicile au 1-3, rue Stephenson, 78180 Montigny-le-Bretonneux,

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

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 525 484 813 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par **Madame Gaëlle Salaün**, Directrice Commerce Ile-de-France, dûment habilitée aux fins des présentes, faisant élection de domicile 20, place de la Défense, 92050 Paris La Défense,

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

ci-après désignés ensemble par « *les parties* ».

## EXPOSE

Le Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Électricité en Île-de-France et Électricité de France ont conclu le 21 novembre 1994, pour une durée de 30 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

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

A la date de la conclusion de la présente convention :

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

Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

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

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

Les parties inscrivent également ce service concédé dans la durée et dans un esprit d'équilibre, de stabilité et de lisibilité, en tenant compte du contexte territorial du périmètre de la concession et, en particulier, des enjeux propres à l'agglomération parisienne, à l'évolution du réseau, à la densification urbaine croissante, au développement de nouveaux usages de l'électricité et aux nouvelles actions dans le cadre de la mise en œuvre de la transition énergétique.

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

#### **ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION**

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

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 21 novembre 1994 par le Sigeif à Électricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

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

#### **ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE**

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle

à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ou d'un accord de portée nationale issus d'une concertation entre le concessionnaire et une organisation représentative des collectivités concédantes ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles au terme « I » ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

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

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

### **ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION**

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

#### **ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT**

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

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

A Paris, le

**Pour l'autorité concédante,**

**Pour le concessionnaire,**

Le Président du Sigeif

La Directrice régionale Enedis  
Ile-de-France Ouest

La Directrice EDF Commerce  
Ile-de-France

**Monsieur Jean-Jacques Guillet**  
**Maire de Chaville**

**Madame Karine Revcolevschi**

**Madame Gaëlle Salaün**

**ANNEXE A LA CONVENTION DE CONCESSION**

Liste des communes adhérentes du Sigeif ayant délégué leur compétence 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.

<b>Commune</b>	<b>Date d'adhésion</b>		
<b>SEINE-ET-MARNE</b>		<b>HAUTS-DE-SEINE</b>	
Brou-sur-Chantereine	6 mai 2011	Chaville	24 novembre 1994
Chelles	24 novembre 1994	Garches	24 novembre 1994
Courtry	15 décembre 1997	Marnes-la-Coquette	24 novembre 1994
Mitry-Mory	2 mai 1995	Meudon	24 novembre 1994
Servon	16 décembre 2008	Rueil-Malmaison	15 décembre 1998
Vaires-sur-Marne	31 mars 2003	Saint-Cloud	15 décembre 1998
Villeparisis	24 novembre 1994	Sèvres	24 novembre 1994
<b>YVELINES</b>		Vaucresson	24 novembre 1994
Bois-d'Arcy	6 décembre 2011	Ville-d'Avray	24 novembre 1994
Carrières-sur-Seine	15 décembre 2006	<b>SEINE-SAINT-DENIS</b>	
La Celle-Saint-Cloud	31 mars 2003	Aulnay-sous-Bois	24 novembre 1994
Chatou	24 novembre 1994	Le Blanc-Mesnil	24 novembre 1994
Le Chesnay	30 novembre 2009	Gagny	24 novembre 1994
Croissy-sur-Seine	15 décembre 1996	Livry-Gargan	24 novembre 1994
Fontenay-le-Fleury	1er octobre 2010	Montfermeil	24 novembre 1994
Jouy-en-Josas	30 novembre 2009	Neuilly-Plaisance	24 décembre 1998
Maisons-Laffitte	15 décembre 1996	Noisy-le-Grand	15 décembre 1997
Montesson	15 décembre 1996	Le Raincy	28 décembre 1995
Rocquencourt	17 décembre 2010	Sevran	24 novembre 1994
Saint-Cyr-l'École	31 novembre 2003	Tremblay-en-France	24 novembre 1994
Vélizy-Villacoublay	24 novembre 1994	Vaujours	30 novembre 2009
Versailles	15 décembre 1997	Villepinte	24 novembre 1994
Le Vésinet	12 septembre 1995	<b>VAL-DE-MARNE</b>	
Viroflay	31 octobre 2003	Boissy-Saint-Léger	15 décembre 1997
<b>ESSONNE</b>		Chennevières-sur-Marne	25 septembre 2015
Ballainvilliers (1)	24 novembre 1994	Limeil-Brévannes	15 décembre 1997
Champlan (1)	30 mars 2001	Mandres-les-Roses	24 novembre 1994
Épinay-sous-Sénart	15 décembre 1997	Marolles-en-Brie	15 décembre 1996
Longjumeau (1)	24 février 1997	Périgny-sur-Yerres	23 janvier 2006
Marcoussis (1)	13 octobre 1995	<b>VAL-D'OISE</b>	
Massy (1)	15 décembre 1998	Margency	24 novembre 1994
Morangis (1)	24 novembre 1994		
Nozay (1)	15 décembre 1998		
Orsay (1)	31 août 2004		
Saulx-les-Chartreux (1)	30 mars 2001		
Verrières-le-Buisson (1)	24 novembre 1994		
Villebon-sur-Yvette (1)	30 mars 2001		
Wissous (1)	12 juin 1997		

(1) La communauté d'agglomération Paris-Saclay représente les communes de Ballainvilliers, Champlan, Longjumeau, Marcoussis, Massy, Nozay, Orsay, Saclay-les-Chartreux, Verrières-le-Buisson, Villebon-sur-Yvette et Wissous au sein du Comité d'administration du Sigeif pour la compétence électricité.

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

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

## SOMMAIRE

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



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

# CHAPITRE I

## DISPOSITIONS GENERALES

### **Article 1 — Service concédé**

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France (Sigeif), autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

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

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

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

*1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*

*2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*

*3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*

*4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*

*5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*

*6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*

*7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*

*8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*

*9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 2 — Ouvrages concédés**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession**

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 4 — Redevances**

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

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

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

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

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement » du présent cahier des charges.

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

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

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

## CHAPITRE II

### INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

#### **Article 6 — Raccordements au réseau concédé**

Le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution est fondé à demander des contributions aux demandeurs du raccordement et, le cas échéant, aux collectivités compétentes pour la perception des taxes et participations d'urbanisme, dans les conditions définies à l'article 30 « Contribution des tiers aux frais de raccordement.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement de toutes les installations de consommation ou de production d'électricité, ainsi que des installations cumulant consommation et production, sur l'ensemble du territoire de la concession.

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

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

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

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

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

## **Article 7 — Renforcements du réseau concédé**

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements du réseau concédé sur l'ensemble du territoire de la concession et en supporte les coûts.

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

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

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

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

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel<sup>1</sup>. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

## **Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement**

### **A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant**

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

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

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

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

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

*Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du*

---

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



*patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).*

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

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

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

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

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

## **Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

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

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

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

### 1. Cas général

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### A) Schéma directeur et programmes d'investissements

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

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

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

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

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

## 1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

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

Le schéma directeur définit des valeurs repères<sup>2</sup> en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution.

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

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

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

## 2° Programmes pluriannuels (établissement)

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

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

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalité portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...). Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière. Dans les cas prévus aux alinéas 3 et suivants de l'article [7], le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Valeurs propres à la concession

<sup>3</sup> Avec sur ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, à la commission de suivi du cahier des charges de concession de l'autorité concédante suivant les modalités définies à l'annexe 2.

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

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

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

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

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution suivant les dispositions définies à l'annexe 2 et à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

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

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés à l'alinéa 3 du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissement suivant.

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

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

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

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

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

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

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

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

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

### 1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

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

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

### 2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

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

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

*☞ Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales, notamment son article L. 5721-6-1.*

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

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

## **Article 12 — Utilisation des voies publiques**

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

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

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

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

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

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

## **Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession**

En vue d'établir les ouvrages utiles à l'exercice de ses missions, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

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

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

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

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

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable<sup>4</sup>. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

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

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

## **Article 14 — Conditions d'exécution des travaux**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

---

<sup>4</sup> Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée



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

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

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

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

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

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

## CHAPITRE III

### ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Article 16 — Insertion des énergies renouvelables**

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

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

##### A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

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

l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

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

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

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

## B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

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

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

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

*A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est <https://connect-racco.enedis.fr>.*

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

*Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

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

## C) Autoconsommation

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

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

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

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le

gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

## **Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux**

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

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

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

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

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

## **Article 18 — Aménagement de l'espace urbain**

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

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

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

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

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

## **Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques**

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 20 — Déploiement des compteurs communicants**

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

### **Article 23 — Territoires à énergie positive**

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

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

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

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

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

### **Article 24 — Service de flexibilité local**

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

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

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

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

Dans ce cadre, il veille :

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

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

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

## **Article 25 — Réseaux électriques intelligents**

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale**

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

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

Ils s'engagent notamment à :

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

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

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

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

## CHAPITRE IV

### CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

#### **Article 27 — Principes généraux**

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

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

*🔗 Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution :

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

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

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

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

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

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

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

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

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

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

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

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

### A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

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

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

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

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

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

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

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

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

*☞ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

Le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient au gestionnaire du réseau de distribution, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

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

## B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La date de la demande d'accès est :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### D) Accès des producteurs au réseau

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

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

### **Article 29 — Branchements**

#### A) Périmètre technique

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

- à l'aval :
  - aux bornes de sortie du disjoncteur<sup>5</sup>, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
  - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

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

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

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

---

<sup>5</sup> Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés



## B) Branchements collectifs

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

*La loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite «loi ELAN») prévoit que les branchements collectifs mis en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution d'électricité, à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :*

- *notifier au gestionnaire de réseau de distribution l'acceptation du transfert définitif au Réseau Public de Distribution d'électricité desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau ;*
- *revendiquer la propriété de ces ouvrages, sauf si le gestionnaire de réseau de distribution ou l'autorité concédante apporte la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au Réseau Public de Distribution d'électricité.*

*Les branchements collectifs mis en service à compter de la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution d'électricité. Le gestionnaire de réseau de distribution n'est tenu à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des colonnes montantes électriques ainsi transférées au Réseau Public de Distribution d'électricité.*

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

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

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

## C) Branchements provisoires

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

## **Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements**

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

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

### A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## C) Mise sous tension

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle**

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

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

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

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

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

## A) Basse tension

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

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

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

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

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

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

## B) Haute tension

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

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

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

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

### **Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle**

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

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

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

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

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

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

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

*⚡ Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

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

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

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

#### **A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée**

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

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

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

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

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

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

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

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

## B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 36 — Continuité de service**

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

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

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

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que

dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

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

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

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

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

### **Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée**

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

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

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

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

#### **A) En basse tension**

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

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

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

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



## B) En haute tension

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

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

### **Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **A) Accueil des clients**

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

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

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

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

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

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

### **B) Informations et conseils aux clients**

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

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

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

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

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

*Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :*

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

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

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

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

### C) Modalités de contractualisation et de résiliation

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

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

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

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

### D) Modalités de facturation et de paiement

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

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

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

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

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

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

- *le prélèvement automatique,*
- *le télé-règlement,*
- *la carte bancaire,*
- *le chèque,*

- le TIP,
- en espèces dans les bureaux de poste.

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

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

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

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

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

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

- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;

- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;

- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;

- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;

- conformément à l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1<sup>er</sup> novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

## **Article 40 — Traitement des réclamations**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

*La saisine du médiateur national de l'énergie :*

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

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

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

## CHAPITRE V

### TARIFICATION

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

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

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

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

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

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

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

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

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

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

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

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

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

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

## CHAPITRE VI

### COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

#### **Article 43 — Inventaire des ouvrages**

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

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

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

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

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus<sup>6</sup>, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
  - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
  - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages<sup>7</sup>, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages qui sont non localisés :
  - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et à expliciter à la demande de l'autorité concédante.

---

<sup>6</sup> Sous réserve de leur évolution.

<sup>7</sup> Agrégat correspondant au niveau de détail le plus fin de la comptabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation. Par exemple, à la date de signature du présent contrat, les linéaires des tronçons de câbles basse tension sont regroupés dès lors qu'ils sont construits avec la même technologie, la même année et sur la même commune.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 4°) La consistance du patrimoine concédé :

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 45 — Cartographie du réseau**

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

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

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

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

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

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

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

## **Article 46 — Pénalités**

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

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

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

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

### **Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations**

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

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

## CHAPITRE VII

### TERME DE LA CONCESSION

#### **Article 48 — Durée de la concession**

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à trente ans, à compter du 1er novembre 2019, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

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

#### **Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession**

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

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

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

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

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

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
  - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
    - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué<sup>8</sup> par référence au TMO,

---

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

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

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

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

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

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

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

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

## CHAPITRE VIII

### DISPOSITIONS DIVERSES

#### **Article 50 — Conciliation et contestations**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Article 51 — Impôts, taxes et contributions**

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

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

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

## **Article 52 — Modalités d'application de la TVA**

### **A) TVA sur redevance de concession**

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

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

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

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

### **B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante**

En application du contrat de concession du 21 novembre 1994 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

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

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

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

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

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

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

### **C) TVA sur réfections de voirie publique**

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



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

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

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

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

#### D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges ne sont pas soumises à la TVA.

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

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

### **Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution**

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

### **Article 54 — Élection de domicile**

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution : 1-3, rue Stephenson, 78180 Montigny-le-Bretonneux ;
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : 20, place de La Défense, 92050 Paris La Défense.

### **Article 55 — Documents annexés au cahier des charges**

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
  - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du présent cahier des charges,
  - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du présent cahier des charges,
  - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels ;

- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

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

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

---

## **ANNEXE 1**

### **ARTICLE 1**

#### **OBJET**

- 1.1 La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 8, 15 à 26 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 et après en avoir informé la commission de suivi telle que définie à l'article 17 de la présente annexe, 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 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, des actions permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique.

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 (terme B).

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 (terme I).

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**.

En considération de la situation spécifique de la concession, actée dans le précédent contrat de concession et perdurant à la signature du présent contrat, notamment sa présence dans 7 départements situés dans la même région administrative et l'importance de la population desservie, laquelle dépasse 1,4 million d'habitants, les parts R1 et R2 de la redevance de concession sont définies comme suit.

## 2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

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

- $L_C$ , longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- $P_C$ , population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- $P_D$ , en considération de la situation spécifique de la concession, telle que précisée au 2.1 ci-dessus,  $P_D$  est égal à  $P_C$  ;
- **FA1** : facteur d'abondement tenant compte de la situation spécifique de la concession, telle que précisée au 2.1 ci-dessus. **FA1** est égal à 1,3 ;
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **ING<sub>0</sub>**, Valeur de l'index « ingénierie »<sup>2</sup> du mois de décembre de l'année 1993, c'est-à-dire la valeur **ING<sub>0</sub>** du contrat de concession signé entre les parties le 21 novembre 1994, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire (valeur 556,6 en base 1973);
- **ING**, index « ingénierie »<sup>2</sup> ;
  - où **ING<sub>1</sub>** est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.
  - où **ING<sub>n</sub>** valeur de l'index « ingénierie » du mois de décembre de l'année précédant l'année n.

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

- a- **Part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat et eu égard à la valeur  $(1+P_{C1}/P_{D1})$  :**

$$R1_1 = 600\,000 \times FA1 \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}_1/\text{ING}_0) \text{ euros,}$$
$$\text{soit } 1\,204\,056 \text{ euros}^3$$

où **R1<sub>1</sub>** désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat, par application des valeurs suivantes :

- **ING<sub>1</sub>** = 115,1<sup>4</sup>
- **ING<sub>0</sub>** = 70,2<sup>5</sup>

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

<sup>2</sup> Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué

<sup>3</sup> Avant application des paragraphes 2.4 et 2.5 ci-après

<sup>4</sup> Valeur en base 2010

<sup>5</sup> Valeur base 2010 après conversion de la valeur base 1973, soit 556,6 (valeur du mois de décembre 1993)

**b- Part R1 calculée au titre de chaque année suivante hors modification du périmètre de la concession :**

Au titre des années suivantes, le montant  $R1_n$  est revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$R1_n = R1_{n-1} \times (0,15 + 0,85 \text{ ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

où :

- $R1_n$ ,  $L_{Cn}$ , et  $P_{Cn}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année  $n$  et les valeurs  $L_C$  et  $P_C$  retenues pour ledit calcul en année  $n$  ;
- $R1_{n-1}$ ,  $L_{Cn-1}$ ,  $P_{Cn-1}$  et  $ING_{n-1}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$  et  $ING$  retenues pour ledit calcul en année  $n-1$  ;
- $ING_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>2</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$ .

**c- En cas de modification du périmètre de la concession :**

- *Tant que  $P_C$  est supérieur à 1 200 000 habitants*,  $R1_n$  est calculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du b- ci-dessus, en retenant les valeurs de  $L_{Cn}$  et de  $P_{Cn}$  correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur  $R1_n$  de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du b ci-dessus.
- *Si  $P_C$  est inférieur à 1 200 000 habitants*,  $R1_n$  est calculée au nouveau périmètre en utilisant la formule ci-dessous :

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

où :

$R1_1$  désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et  $L_{C1}$ ,  $P_{C1}$ , et  $ING_1$  désignent respectivement les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$  et  $ING$  retenues pour ledit calcul et  $P_{D1}$  la population départementale sur laquelle est assise la concession.

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

Au titre des années suivantes, le montant  $R1_n$  calculé au titre de l'année  $n$  est revalorisé en appliquant la formule d'indexation suivante :

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

- $R1_n$ ,  $L_{Cn}$ , et  $P_{Cn}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année  $n$  et les valeurs  $L_C$  et  $P_C$  retenues pour ledit calcul en année  $n$  ;
- $R1_{n-1}$ ,  $L_{Cn-1}$ ,  $P_{Cn-1}$  et  $ING_{n-1}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$  et  $ING$  retenues pour ledit calcul en année  $n-1$  ;
- $ING_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>2</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$ .

Les changements de périmètre intervenus entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre de l'année n sont pris en compte dans les formules de redevances présentées ci-dessus à effet du 1<sup>er</sup> janvier de l'année n.

#### d- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant portant modification du périmètre de la concession ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, le concessionnaire étant 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 ( <b>P<sub>c</sub></b> )	Montant minimal de R1 <sub>1</sub> (en euros)
70 000 habitants ≤ P <sub>c</sub> < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ P <sub>c</sub> < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ P <sub>c</sub> < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ P <sub>c</sub> < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ P <sub>c</sub>	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1<sub>n</sub>** calculé au titre de l'année n ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

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

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

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

- **B**, montant total hors TVA en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante, des travaux réalisés par celle-ci sur le réseau concédé dans le cadre de l'article 8 du présent cahier des charges.

Ce montant est déterminé à partir des décomptes généraux des dépenses relatives à ces travaux, communiqués par l'autorité concédante au concessionnaire pour le règlement de la participation de ce dernier au titre de l'article 8 du cahier des charges après défalcation des contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire et de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

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

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P<sub>c</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, en considération de la situation spécifique de la concession, telle que précisée au 2.1 ci-avant, **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>c</sub>** ;

- **FA2** : facteur d'abondement tenant compte de la situation spécifique de la concession telle que précisée au 2.1 ci-dessus. **FA2** est égal à 1,15 ;
- **ING<sub>n</sub>**, index « ingénierie »<sup>2</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n^6$  ;
- **ING<sub>2016</sub>**, valeur de l'index « ingénierie »<sup>2</sup> 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 les dispositions légales relatives à la transition énergétique dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé et permettant notamment de différer ou d'éviter un renforcement du réseau public de distribution.

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<sup>7</sup> 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 tels que mentionnés à l'article 2 du cahier des charges, 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 des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

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

---

<sup>6</sup> Pour toute valeur de  $n$  supérieure à 1.

<sup>7</sup> Travaux fatals tels que définis à l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine et Enedis relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession, applicable à compter du 1er juillet 2019.

Le montant à prendre en compte est déterminé à partir des attestations d'investissement, mentionnant notamment les coûts exposés<sup>8</sup>, l'imputation comptable et la date du mandat, 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.

Eu égard à la date de signature de l'accord-cadre relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession, à titre exceptionnel et de façon dérogatoire aux dispositions de l'accord-cadre précité, les investissements éligibles au terme I de l'année 2019 pourront être complétés, à concurrence du montant maximal associé à ce terme, de ceux qui auraient été éligibles au terme E de la part de R2 de de la redevance de concession tel que défini dans le précédent contrat de concession.

Le montant hors taxes par habitant des investissements éligibles au terme I, pris en compte en année  $n$  ne peut excéder 4 euros ou 4 euros  $\times (0,4 + 0,6 \text{ ING}_n/\text{ING}_{2016})$ .

Lorsque le montant des investissements pris en compte au titre de l'année  $n$  n'atteint pas la valeur 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 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 la date de signature du présent contrat, l'autorité concédante opte pour la formule de calcul telle que présentée ci-dessous et pour laquelle le résultat, en euros, s'entend hors taxes :

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C/\mathbf{P}_D)] \times \mathbf{FA2} \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

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 au profit de la formule suivante :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C/\mathbf{P}_D)] \times \mathbf{FA2} \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

Ce montant correspond à la part R2 calculée et s'entend hors toutes taxes.

---

<sup>8</sup> Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels.



### 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.

### 2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles aux termes I 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 spécifique de la redevance

En considération de la situation spécifique de la concession, telle que précisée au 2.1 ci-dessus, et dès lors que  $P_c$  reste supérieur ou égal à 1,2 million d'habitants, la redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée comme défini ci-après.

Pour chaque année calendaire  $n$ , la majoration spécifique versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année  $n-1$ , dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et  $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$  euros,

où :

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

A la signature du contrat, l'autorité concédante décide d'affecter la majoration en totalité à la part R1.

La majoration calculée chaque année  $n$  dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe 2.4 est affectée par l'autorité concédante à la part R1, conformément à la répartition appliquée l'année d'entrée en vigueur du contrat.

Le montant de la part R1 à verser chaque année 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.

## **2.5. Montant de la redevance à l'entrée en vigueur et à l'expiration du contrat**

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. Modalités de liquidation et paiement de la redevance**

- Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de Lc.
- Avant de faire l'objet d'une validation par la commission de suivi du cahier des charges, réunie en principe courant juin de l'année n, la redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 mars 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 mai, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1<sup>er</sup> 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 taux de participation du gestionnaire du réseau de distribution, appliqué sur le coût hors TVA du 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 est :

- Pour les travaux réalisés à l'intérieur des périmètres de protection, de 50%.

*☞ Ces secteurs sont ceux prévus par les dispositions législatives prises en matière de protection de l'environnement (immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, sites classés ou inscrits, secteurs sauvegardés, espaces boisés classés et zones de protection du patrimoine).*

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

*Pour le cas particulier des domaines classés de Versailles (Château et Trianon) les dispositions du décret du 15 octobre 1964 seront appliquées.*

- Pour les travaux réalisés à l'extérieur des périmètres de protection, de 40%.

Le montant maximal de la participation du gestionnaire du réseau de distribution est arrêté chaque année d'un commun accord des parties lors de la commission de suivi du cahier des charges, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte notamment de l'évolution éventuelle du périmètre et des caractéristiques de la concession 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.

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 prenant la forme d'une convention.

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 :

Le périmètre visé au 2<sup>ème</sup> alinéa correspond à une distance de 500 m qui s'applique autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi qu'aux sites classés ou inscrits, secteurs sauvegardés, espaces boisés classés et zones de protection du patrimoine, dans un inventaire précisé par accord ultérieur entre les parties sous forme d'échange de lettres.

Dans tous les cas, il y aura lieu de tenir compte des plans locaux d'urbanisme et documents d'urbanisme applicables à chaque commune dans l'établissement de cet inventaire.

*✂ Pour le cas particulier des domaines classés de Versailles (Château et Trianon) les dispositions du décret du 15 octobre 1964 seront appliquées.*

b) Pourcentage visé au 3<sup>ème</sup> alinéa :

Pour la construction, par le gestionnaire du réseau de distribution, de nouvelles canalisations Basse Tension, le pourcentage visé est fixé à 100 % sur le territoire de la concession.

Toute réalisation de réseaux HTA est souterraine (100 %).

c) Pourcentage visé au 4<sup>ème</sup> alinéa :

Incluse dans le périmètre de l'agglomération parisienne, la concession est réputée ne pas comporter de zones hors agglomération : le 4<sup>ème</sup> alinéa est donc sans objet.

## **ARTICLE 5 MAITRISE D'OUVRAGE**

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage de l'ensemble des travaux sur le réseau concédé, hormis ceux réalisés par l'autorité concédante dans le cadre de l'article 8 du présent cahier des charges.

Cette stipulation ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit, lors d'une opération « article 8 » coordonnée, avec l'accord préalable du gestionnaire du réseau de distribution et pour le compte de celui-ci, maître d'ouvrage de travaux sur le réseau BT concédé notamment de génie civil.

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

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**

Sauf disposition contraire convenue entre les parties :

- 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, réalise ou fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

## 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

- Linéaire de réseau, en km, relevant du domaine de tension HTA
  - Souterrain
  - Aérien
- Linéaire de réseau, en km, relevant du domaine de tension BT
  - Souterrain
  - Aérien nu
  - Aérien torsadé
- 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 d'OMT mis en service sur l'année.

##### 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 <sup>9</sup>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<sup>10</sup> (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 y compris production
  - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
  - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.

---

<sup>9</sup> Cf. catalogue de prestations publié sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution

<sup>10</sup> Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

- 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<sup>11</sup>
- 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<sup>12</sup> ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
  - Raccordement
  - Relève et facturation
  - Accueil
  - Intervention techniques et mises en service
  - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - Nombre d'appels reçus
  - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

#### **6° Indicateurs de satisfaction des clients**

- Taux de satisfaction globale :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA

---

<sup>11</sup> Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1<sup>er</sup> 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.

<sup>12</sup> Cf. catalogue de prestations publié sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution.

- 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
  - Amortissements cumulés
  - Valeur nette comptable
  - Provisions pour renouvellement cumulées
  - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute au 1<sup>er</sup> 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)

### 9° Éléments complémentaires :

En complément du compte-rendu d'activité du concessionnaire, le gestionnaire du réseau de distribution transmettra sous format informatique (fichier Excel) les indicateurs suivants :

- Longueur en km des cinq départs HTA les plus longs.
- Nombre de postes HTA/BT par catégories (DP, Mixte):
  - dont postes cabine basse,
  - dont postes en immeuble,
  - dont postes Urbain Portable et Urbain compact
  - dont postes en immeuble
  - dont postes urbain portable et urbain compact
- Nombre de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté
- Nombre 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.

### B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente<sup>13</sup>

#### 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<sup>14</sup> 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 :

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

---

<sup>13</sup> Sauf indication contraire, les informations listées ci-après sont transmises au périmètre de la concession.

<sup>14</sup> Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

## 2° Qualité du service rendu aux clients

### a) Facturation :

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

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

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré<sup>15</sup>, 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<sup>16</sup>
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

### c) Autres services rendus aux clients de la concession :

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

---

<sup>15</sup> A la date de signature du présent contrat : le 1<sup>er</sup> novembre de l'année dont il est rendu compte.

<sup>16</sup> A la date de signature du présent contrat : du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars inclus et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte.

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

- Nombre total de réclamations écrites<sup>17</sup> reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie<sup>18</sup> :
  - o Accueil
  - o Conseil et services
  - o Contrat
  - o Facturation
  - o Qualité de fourniture et réseau
  - o Recouvrement
  - o Relation avec le distributeur
  - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

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

**3° Éléments financiers de la concession :**

Établis 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 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.

---

<sup>17</sup> Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique.

<sup>18</sup> Répartition à la date de la signature du présent contrat.

Elle précise, notamment, les domaines du contrôle, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à un mois.

#### **B) Organisation de la mission de contrôle**

A la demande de la partie la plus diligente, une ou plusieurs réunions préparatoires pourront être organisées afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

#### **C) Déroulement de la mission de contrôle**

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

#### **D) Informations sensibles**

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté<sup>19</sup> 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, un projet de rapport (annuel) est rédigé par l'agent de contrôle et adressé pour avis au concessionnaire qui dispose d'un délai de 4 semaines pour apporter ses observations. Avant d'être présenté à la commission de suivi du cahier des charges, le projet de rapport de contrôle intègre, le cas échéant, les actions éventuelles du concessionnaire en réponse aux recommandations ou aux interrogations de l'autorité concédante.

Il est ensuite notifié au concessionnaire après avoir été approuvé par le comité d'administration de l'autorité concédante.

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.

---

<sup>19</sup> Conformément à la législation en vigueur.

## ARTICLE 10

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

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

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1<sup>er</sup> 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<sup>20</sup> 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 du réseau de distribution, 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.

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 notoires en écart par rapport à la situation initiale.

---

<sup>20</sup> Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

#### **B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés**

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

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

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

### **ARTICLE 11 EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION**

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le gestionnaire du réseau de distribution des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

### **ARTICLE 12 CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE**

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

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

## **ARTICLE 13**

### **AUTRES ADAPTATIONS LOCALES DU CONTRAT**

#### **13.1 Complément de redevance – Disposition particulière**

Le concessionnaire étant maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux, à l'exception de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, l'autorité concédante percevra pendant 5 ans à compter de la date d'entrée en vigueur du présent contrat de concession, un terme complémentaire dénommé F, défini comme le montant assurant que, chaque année, la somme de F et de la part R2 de la redevance de concession, incluant, le cas échéant, la majoration exceptionnelle l'année d'entrée en vigueur du contrat, définie ci-après, soit égale à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015<sup>21</sup>.

#### **13.2 Majoration exceptionnelle de la redevance de concession (part R2) au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat**

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 de l'annexe 1 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 de l'annexe 1 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.

#### **13.3 Travaux relatifs aux branchements « point par point » sur le territoire de la Ville de Versailles**

Conformément aux engagements souscrits par les parties dans l'avenant n°20 du 10 novembre 2015 au contrat de concession du 21 novembre 1994 et nonobstant toute stipulation contraire de l'article 2 du cahier des charges, les travaux à entreprendre sur les circuits souterrains d'éclairage public inclus dans les câbles du réseau concédé ainsi que les branchements qui en sont issus, sous réserve de l'obtention des autorisations administratives nécessaires, seront réalisés comme suit :

- Maîtrise d'ouvrage par le gestionnaire du réseau de distribution :  
le gestionnaire du réseau de distribution réalise les travaux de génie civil, en coordination avec le chantier BT : sur la largeur de tranchée, fourniture et pose des « fourreaux et câblette » de la tranchée longitudinale et « tranchée et fourreaux et câblette » de la tranchée transversale (nécessaire à la reprise des candélabres), ainsi que la pénétration des fourreaux et de la câblette sous la platine du candélabre.
- Maîtrise d'ouvrage de la Ville de Versailles :  
la Ville de Versailles réalise la fourniture et le déroulage du câble réseau (éclairage public), la réalisation des massifs ainsi que les raccordements des candélabres.

#### **13.4 Enfouissement du réseau BT sur le territoire de la Ville de Versailles**

Les parties conviennent de réorganiser la programmation de la suppression du réseau BT aérien sur la Ville de Versailles et de partager l'effort entre le concessionnaire et l'autorité concédante, afin d'atteindre l'objectif d'enfouissement total. Selon le processus ci-dessous, l'objectif de suppression des lignes aériennes BT sur la Ville de Versailles à l'échéance de 2024 sera réalisé grâce à une bonne coordination des opérations du gestionnaire du réseau de distribution et du programme pluriannuel d'enfouissement défini par la Ville de Versailles.

---

<sup>21</sup> Sans préjudice des dispositions du dernier alinéa de l'article 2.3.2.2. de l'annexe 1.

Les travaux réalisés feront l'objet d'une présentation annuelle, lors de la commission de suivi du cahier des charges de décembre.

- Opérations d'enfouissement sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

D'ici fin 2024, le gestionnaire du réseau de distribution procède à la suppression de l'ensemble des lignes aériennes en conducteurs nus sur la Ville de Versailles. En outre, à l'occasion d'interventions sur le réseau HTA ou plus généralement sur un ouvrage entraînant l'ouverture d'une tranchée comprise, a minima, entre deux ancrages du réseau aérien BT, quelle que soit la nature des conducteurs, le gestionnaire du réseau de distribution procède à leur enfouissement, sauf exception après avis de l'autorité concédante.

La suppression de l'ensemble des lignes aériennes en conducteurs nus sera suivie à l'occasion de l'examen du schéma directeur d'investissements et notamment de l'avancée des engagements pris dans le cadre des programmes pluriannuels d'investissements.

- Opérations d'enfouissement sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante en lien avec les travaux de voirie de la Ville de Versailles

Ces opérations complémentaires aux travaux du gestionnaire du réseau de distribution sur la suppression des lignes BT aériennes ont pour finalité d'assurer la complétude de l'effacement du réseau aérien par l'enfouissement du torsadé. Elles seront notamment financées en partie sur l'enveloppe de la contribution financière du gestionnaire du réseau de distribution dédiée au « traitement esthétique » des réseaux à Versailles.

Les parties conviennent que le montant de l'engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution s'élèvera à 110 k€ HT par an tel que mentionné à l'alinéa 4 de l'article 4-4 de la convention conclue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution le 21 décembre 2017 relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, jusqu'à l'enfouissement total du réseau aérien torsadé sur le territoire de la Ville de Versailles.

### **13.5 Informations relatives au réseau concédé**

Les données numérisées des ouvrages électriques issues de la cartographie à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, tel que prévues à l'article 45 seront transmises dans un délai d'un mois, gratuitement par le concessionnaire à l'autorité concédante.

Les données fournies par le concessionnaire décrivent les ouvrages des réseaux concédés, en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournira, dans un délai d'un mois, les plans au 1/200e (ou 1/500e selon le cas) des réseaux BT ou HTA dont elle pourrait avoir besoin, sur support papier ou informatique.

Il fournira également gratuitement dans un délai d'un mois, à la demande motivée de l'autorité concédante, toutes les informations dont il dispose sur l'état électrique ou physique de tout ou partie du réseau concédé, notamment les informations disponibles grâce à l'application informatique "Système d'Informations Géographiques (SIG)" ou toute autre application qui lui serait substituée par le concessionnaire.

À la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution réalisera gratuitement dans un délai d'un mois, un avant-projet sommaire, accompagné d'une estimation de son coût, de travaux d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement au titre de l'article 8 du cahier des charges, qui aura été prévu dans le programme annuel de ce type de travaux.



#### **Article 14**

### **TAXES COMMUNALES SUR LA CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE**

La taxe communale sur la consommation finale d'électricité est définie à l'article L2333-2 du Code général des collectivités territoriales.

Dans les conditions fixées par la loi, le concessionnaire est redevable de la taxe précitée pour les livraisons d'électricité réalisées au titre de la mission de fourniture d'énergie électrique définie à l'article 1<sup>er</sup> du cahier des charges.

Par ailleurs, pour les contrôles qu'ils effectuent, les agents habilités de l'autorité concédante sont autorisés à se faire communiquer par les gestionnaires de réseaux les informations relatives aux fournisseurs qui effectuent des livraisons d'électricité dans le périmètre des communes en lieu et place desquelles elle perçoit cette taxe.

L'autorité concédante et le concessionnaire se réuniront en tant que de besoin au titre de leurs échanges pour la mise en œuvre des dispositions précitées.

En cas de retard, par rapport au délai fixé par la réglementation en vigueur, du concessionnaire dans le règlement du produit de la taxe qui serait dû à l'autorité concédante, celle-ci 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 15**

### **ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX : VOLET TRANSITION ENERGETIQUE**

Depuis 2001, l'autorité concédante accompagne ses communes adhérentes dans la mise en œuvre de leur politique énergétique, au service aujourd'hui de la transition énergétique et écologique des territoires. L'énergie se maîtrise là où elle se consomme : la commune, "brique élémentaire" du système, joue un rôle primordial. En effet, elle agit sur son propre patrimoine et au-delà, sur l'ensemble des usages sur son territoire, notamment avec l'appui des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) auxquels elle appartient, et avec l'appui éventuel des autres collectivités supra-communales. De nombreuses actions concrètes sont ainsi développées par l'autorité concédante et des outils sont mis en place pour les accompagner : groupement de commandes d'achat d'énergie et de services d'efficacité énergétique, conseil en énergie, production d'énergies renouvelables et expérimentations, accompagnement à l'élaboration et à la mise en œuvre des PCAET, etc.

Par ailleurs, le réseau public de distribution a vocation à s'adapter et à faciliter l'essor des nouveaux usages de consommation, tels que la mobilité électrique ou encore l'autoconsommation. Dans le même temps, le gestionnaire du réseau de distribution garantit une solidarité territoriale en lien avec une optimisation nationale du réseau de distribution et est au cœur des enjeux d'innovation, qu'il s'agisse du déploiement des compteurs Linky ou des solutions intelligentes déployées sur le réseau.

L'autorité concédante et le concessionnaire souhaitent donc collaborer afin de promouvoir et accélérer la transition énergétique des territoires.

Ces collaborations s'inscriront dans le cadre des missions, objet du présent contrat et prendront la forme de conventions, signées par l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et/ou le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente, selon les objets concernés.

#### **15.1 Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique**

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV) a fixé pour la France des objectifs ambitieux en la matière. Entre autres prescriptions, elle impose à tous les EPCI à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants de réaliser un PCAET (plan climat-air-énergie territorial). La finalité est la lutte contre le changement climatique, d'une part, sous l'angle de l'atténuation (réduire les consommations d'énergie, économiser les ressources fossiles, réduire les émissions de GES...) et, d'autre part, sous l'angle de l'adaptation (résilience du territoire, autrement dit « son aptitude à résister au changement climatique »).

Le décret n° 2016-849 du 28 juin 2016 précise le contenu et les modalités d'élaboration du PCAET qui comprend un diagnostic, une stratégie territoriale déclinée sous forme d'objectifs, un programme d'actions et un dispositif de suivi et d'évaluation, ce dernier permettant une révision obligatoire tous les 6 ans.

Depuis décembre 2015, l'autorité concédante a mis en place la commission consultative paritaire (CCP), issue de cette même loi. Elle dispose de la possibilité d'élaborer les PCAET et de conduire des actions d'efficacité énergétique pour le compte et à la demande des EPCI franciliens sur son territoire concessif.

Le rôle de l'autorité concédante est d'accompagner ces EPCI dans l'élaboration de ce document et dans le suivi et la mise en œuvre de leurs actions après l'adoption du PCAET, sans pour autant se substituer à ceux-ci.

L'autorité concédante est également mobilisée pour piloter la procédure d'élaboration du PCAET et pour accompagner les EPCI dans leurs demandes d'aides techniques et financières, afin de porter conjointement la mission.

Le gestionnaire du réseau de distribution est associé lors de l'élaboration du PCAET et dès la phase de diagnostic en vue d'un développement intégré des réseaux énergétiques, notamment dans le cadre de la présentation des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, des enjeux de la distribution d'énergie et pour une analyse des options de développement de ces réseaux.

Il peut également intervenir dans la mise en œuvre du plan d'actions qui concerne directement les réseaux de distribution conformément à l'article L.229-26 du code de l'énergie, afin de développer de manière coordonnée des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur ou de développer le stockage et optimiser la distribution d'énergie.

Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de distribution, pour l'application de l'article 15 du cahier des charges, communique notamment à l'autorité concédante les données issues des dispositifs de comptage, à différentes mailles (y compris à la maille du bâtiment sous réserve du respect des données personnelles), sur tout le périmètre concerné par l'accompagnement de ces PCAET, ou tout autre document de planification qui leur serait substitué, au moment de leur élaboration, de leur actualisation et en tant que de besoin. Il s'agit notamment sur le territoire concerné, des données de consommations électriques, de productions électriques et les données sur les réseaux d'électricité concédés (état, contraintes, capacité, projets de développement, etc.). Ces données complètent celles fournies dans le cadre de Réseau d'Observation Statistique de l'Énergif et des émissions de gaz à effet de serre en Île-de-France (ROSE), et en particulier dans l'outil Énergif, application de visualisation cartographique et de mise à disposition de ces données.

<http://www.iau-idf.fr/liou-et-vous/cartes-donnees/cartographies-interactives/energif-rose.html>

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution définissent, dans une convention locale dédiée, les données qui seront mises à disposition.

Plus globalement, cette convention a pour objet de définir les modalités d'accompagnement par Enedis, en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution, pour l'atteinte des objectifs territoriaux de transition énergétique fixés dans le cadre des projets de PCAET des EPCI. Elle vise principalement à encadrer les échanges d'informations entre les Parties afin de faciliter l'atteinte des objectifs fixés par la Collectivité en procédant à l'identification, à la réalisation et à la valorisation des actions menées conjointement par les Parties. Elle permet, dans le strict respect des missions de chacune des parties, d'encadrer les mises à disposition d'expertise pour réaliser des études nécessaires à l'élaboration du diagnostic et à l'éclairage technico-financier des plans d'actions imaginés par les collectivités pour une prise de décision efficiente.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante participent autant que de besoin aux réunions d'élaboration et de mise en œuvre des PCAET.

La loi TEPCV ne se limitant pas à l'élaboration de PCAET, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que ce dernier fournira au titre d'autres dispositifs prévus par la loi susvisée, les mêmes données que celles qu'il fournit dans le cadre des PCAET.

## 15.2 Insertion des énergies renouvelables (EnR)

L'autorité concédante accompagne le développement des énergies renouvelables sur son territoire.

### Planification de l'insertion des énergies renouvelables

A ce titre, les grands enjeux du développement des énergies renouvelables concernent :

- La capacité à identifier localement et précisément les gisements EnR développables à moyen et long terme sur le réseau concédé, pour favoriser la création et le raccordement de ces moyens de production (PV, éolien, hydraulique, biogaz, etc.),
- La maîtrise des coûts d'investissement et d'exploitation sur le réseau par la prévision optimale de l'intégration des moyens de production EnR précédemment cités,
- La prise en compte du potentiel de développement de l'autoconsommation dans le dimensionnement du réseau.

Les leviers d'action pour répondre à ces enjeux portent notamment sur:

- La connaissance des données de consommation actuelles des zones concernées,
- La connaissance des données actuelles et tendancielles sur les capacités du/des postes sources concernés,
- La connaissance du potentiel de raccordement et des besoins sous-jacents de renforcement/adaptation du réseau,
- La facilitation du raccordement,
- L'exemplarité par le développement des EnR sur le patrimoine bâti de l'autorité concédante et de ses communes adhérentes.

À cette fin, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sur demande de l'autorité concédante, une analyse d'impact ciblée comprenant notamment les données nécessaires pour identifier :

- les zones du réseau concédé sur lesquelles des installations de production EnR pourront être raccordées à court, moyen et long terme,
- les zones du réseau concédé directement propices à l'accueil de cette production EnR,
- les zones du réseau concédé propices, mais nécessitant une évolution/un renouvellement/une extension pour accueillir cette production EnR,

Le gestionnaire du réseau de distribution fournit également sur demande de l'autorité concédante :

- un état des lieux des raccordements sur le réseau et des éventuelles difficultés rencontrées pour le raccordement d'installations de production EnR,
- les coûts de raccordement proposés,
- le taux d'utilisation des ouvrages prévus au Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

### Accueil et instruction des demandes de raccordement des installations de production EnR

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. A la date de signature du présent contrat, le portail précité est Enedis-Connect à l'adresse : <https://connect-racco.enedis.fr/prac-internet/login/>.

Le gestionnaire du réseau de distribution propose également de réaliser des analyses d'impact ciblées des projets d'installation EnR au réseau BT.

Le gestionnaire du réseau public de transport élabore, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution et après avis du conseil régional et des autorités organisatrices de la distribution concernés dans leur domaine de compétence, un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (article L321-7 du code de l'énergie). L'autorité concédante est consultée lors de l'élaboration du S3REnR en tant que propriétaire du réseau de distribution.

L'autorité concédante peut mettre en place un mécanisme de contrôle sur le respect des coûts et des délais de raccordement des installations concernées auprès du gestionnaire du réseau de distribution<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Dans le cadre des contrôles ciblés annuels.

## **Autoconsommation**

S'agissant des opérations d'autoconsommation (individuelle ou collective), le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de l'autorité concédante toutes informations utiles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante définiront ensemble dans une convention locale dédiée, les principes et la durée d'une expérimentation permettant de tester notamment les modalités de portage d'une opération d'autoconsommation collective afin d'en favoriser la mise en œuvre.

### **15.3 Analyses d'impact et aménagement de l'espace urbain**

L'Île-de-France est un territoire à forts enjeux sur le plan de l'aménagement, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser comme en témoigne le Mos (Mode d'occupation du sol), inventaire numérique de l'occupation du sol de l'Île-de-France piloté par l'IAU. Actualisé régulièrement depuis sa première édition en 1982, le millésime 2017 est sa neuvième mise à jour.

Au-delà d'un état des lieux à un instant t, c'est aussi un outil unique de suivi et d'analyse de l'évolution de l'occupation du sol francilien en distinguant les espaces agricoles, naturels, forestiers et urbains (habitat, infrastructures, équipements, activités économiques, etc.) selon une classification allant jusqu'à 81 postes de légende.

Sur le territoire du réseau concédé, de nombreux enjeux s'ajoutent, notamment ceux du développement de la Métropole du Grand Paris, du réseau de transport du Grand Paris Express et l'aménagement corollaire des pôles-gares ou encore des Jeux olympiques de 2024.

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

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les données nécessaires à l'évaluation de l'impact sur le réseau des projets et opérations concernés.

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

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

### **15.4 Infrastructures de recharge de véhicules électriques**

Pour le déploiement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) et, en complément de l'article 19 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante souhaitent développer une relation partenariale.

Le gestionnaire du réseau de distribution accompagne l'autorité concédante dans l'élaboration d'un schéma directeur de la mobilité électrique sur le territoire de l'autorité concédante.

Dans le cadre de ses missions, le gestionnaire du réseau de distribution effectuera une analyse de tous les projets de mobilité électrique ayant un impact sur le réseau. Il effectuera également toutes les études nécessaires aux raccordements d'IRVE, en fonction de la localisation de chaque site identifié et de la puissance des raccordements demandés. Afin de réaliser ces missions dans les meilleures conditions, une convention sera signée entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Cette convention précisera en particulier les modalités d'intervention du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre de ces analyses d'impact, ainsi que les conditions dans lesquelles le porteur de projet est informé du suivi et du bon déroulement de ses raccordements, grâce notamment à la désignation d'un interlocuteur privilégié et à un échange dynamique des données en lien avec le raccordement au réseau des IRVE projetées et réalisées.

Une convention pourra également définir les conditions dans lesquelles les travaux de raccordement d'IRVE peuvent être coordonnés avec les travaux délibérés du gestionnaire du réseau de distribution ou de l'autorité concédante.

Il est également possible de mettre en place des actions communes spécifiques pour l'accompagnement des acteurs clés du développement du véhicule électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution pourra mettre à disposition des acteurs concernés les consommations des IRVE raccordées à un comptage intelligent pour un meilleur suivi de leur activité.

Dans cette même logique, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent d'expérimenter des solutions innovantes permettant un développement optimisé de la mobilité électrique et favorisant la transition énergétique.

### **15.5 Information des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente dans le cadre du déploiement des compteurs communicants**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Elles peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures. Ces fonctionnalités nouvelles viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente<sup>23</sup>, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire du réseau de distribution.

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

### **15.6 Maîtrise de la demande en électricité**

Conformément à l'article 21 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sur le territoire de l'autorité concédante les données permettant de détecter les anomalies de fonctionnement de l'éclairage public équipé de compteurs communicants. Les modalités de cette mise à disposition de données seront actées dans une convention dédiée.

Conformément à l'article 21 du cahier des charges, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

---

<sup>23</sup> A la date de signature du présent contrat : particulier.edf.fr

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

À ce titre, il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins. Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

### **15.7 Lutte contre la précarité énergétique**

#### a) Contribution du gestionnaire du réseau de distribution à la lutte contre la précarité énergétique

Le gestionnaire du réseau de distribution produit des indicateurs de précarité énergétique à partir de données statistiques de nature à éclairer les collectivités sur les zones de précarité énergétique existant sur leur territoire et, plus précisément, contribuer aux informations utiles aux politiques publiques de lutte contre la précarité énergétique. La mise à disposition de ces données sera précisée dans une convention dédiée.

#### b) Contribution du fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la lutte contre la précarité énergétique

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et l'autorité concédante pourront convenir d'actions en vue d'aider les foyers aux revenus modestes à maîtriser leur consommation d'énergie. Ces actions pourront porter sur :

- Un accompagnement aux économies d'énergie pour les ménages en situation de précarité énergétique ;
- Une sensibilisation à la maîtrise de l'énergie, à destination du jeune public ;
- Des actions d'information et de sensibilisation sur la précarité énergétique.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et l'autorité concédante pourront également convenir d'actions en vue de sensibiliser les acteurs sociaux du territoire de la concession, en particulier sur le chèque énergie.

Les modalités techniques et financières de l'intervention du fournisseur aux tarifs réglementés de vente seront préalablement fixées entre les deux parties.

### **15.8 Flexibilité et Réseaux électriques intelligents (smart grids)**

Une flexibilité est une modulation en temps réel, à la hausse ou à la baisse, de la puissance soutirée ou injectée sur le réseau par un utilisateur raccordé au réseau. Les flexibilités locales pourraient constituer un levier intéressant pour le gestionnaire du réseau de distribution afin d'assurer ses principales missions :

- limiter les coupures électriques : diminuer les contraintes d'intensité (I) liées à une surcharge sur le réseau ;
- garantir une qualité d'alimentation électrique : diminuer les contraintes de tension (U) liée à la qualité de service dans le respect des plages réglementaires de tension.

Grâce aux nouvelles technologies, il est possible d'envisager l'intégration de flexibilités pour résoudre les contraintes aux différentes étapes de gestion du réseau.

En cohérence avec la recommandation 21 de la délibération du 12 juin 2014 de la CRE, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante souhaitent expérimenter des solutions de raccordement alternatives afin d'étudier la faisabilité et l'intérêt économique pour la collectivité de solutions de raccordement différentes de l'Offre de raccordement de référence (ORR) :

- plus rapides et moins coûteuses,
- en contrepartie de l'acceptation par le Consommateur de diminuer la puissance soutirée par les installations de consommation raccordée au réseau public de distribution lors de périodes convenues avec le gestionnaire de ce réseau.

Ces expérimentations permettront ainsi de vérifier l'opportunité de proposer une offre de raccordement alternative pour les clients permettant :

- un gain de temps dans la réalisation des travaux,
- une limitation des investissements.

Par ailleurs la flexibilité peut représenter un levier pour le réseau public de distribution :

- en conduite de réseau ;
- en gestion d'incidents ;
- en planification de travaux ;
- en planification pour des éventuels reports d'investissements.

Le développement d'un service de flexibilité local pourrait à terme permettre :

- de développer les énergies renouvelables,
- d'éviter ou limiter les renforcements des réseaux existants, notamment par la gestion de pointes de consommation et/ou de production, en dehors du renouvellement nécessaire de ceux-ci,
- de maîtriser les coûts d'investissements et d'exploitation.

L'article 199 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que le décret n°2016-704 du 30 mai 2016, ont ouvert un cadre aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité.

Les leviers à mettre en place concernent notamment :

- la maîtrise des puissances injectées sur le réseau par les moyens de production d'énergie ;
- la mise en place de briques technologiques permettant la maîtrise des flux (stockage, effacement, etc.).

L'autorité concédante ou les collectivités locales situées sur son territoire peuvent être porteuses d'un projet de service de flexibilité local ou de développement d'un smart grid. Le gestionnaire du réseau de distribution accompagne le porteur dans ses projets et apporte notamment :

- sa connaissance propre du réseau, ses compétences techniques et d'analyse des données pour identifier à partir de ces données les points les plus propices du point de vue du réseau pour la création de service de flexibilité ;
- son soutien technique pour l'identification des potentiels de création de service de flexibilité du point de vue de l'offre du territoire (écrêtage, rénovation, stockage, etc.) ;
- son soutien technique pour croiser ces deux analyses et identifier les potentiels de création de service de flexibilité local sur le territoire de l'autorité concédante.

L'expérimentation de smart grid ou de service de flexibilité feront l'objet de conventions dédiées.

## **Article 16** **INFORMATIONS RELATIVES AUX TRAVAUX**

### **A) Déclaration de commencement et d'achèvement de travaux**

En complément des dispositions prévues aux articles R. 323-25 et suivants du Code de l'énergie, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution s'informeront mutuellement du commencement des travaux au moins une semaine avant leur exécution, sauf cas d'urgence.

Ils s'informent mutuellement de l'achèvement de leurs travaux respectifs sur le réseau concédé.

## **B) Informations relatives à la réalisation des travaux**

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout nouveau projet de travaux sur le domaine public réalisé sous sa maîtrise d'ouvrage. Il précise, lorsqu'il en dispose :

- les dates prévisionnelles d'ouverture de fouille et de remblai, en les actualisant autant que de besoins,
- les dates réelles d'ouverture de fouille et de remblai dans un délai maximum de 5 jours à l'issue de la réalisation des actions correspondantes,
- pour toute intervention urgente : l'information d'ouverture de fouille dans les 24h ouvrées et les dates réelles de remblai dans un délai de 5 jours à l'issue de la réalisation des actions correspondantes.

Les dispositions du présent article seront actualisées, en tant que de besoin, par échange de lettres.

### **Article 17**

#### **INFORMATIONS SUR LES INCIDENTS**

Pour tout incident touchant le réseau concédé entraînant une coupure équivalente à plus de 100 000 clients.minutes sur la concession, Enedis informe le SIGEIF de façon systématique et dans les 24 heures suivant le début de l'incident. Cette information est réalisée par courrier électronique à l'adresse communiquée par l'autorité concédante.

Le courrier électronique comprend les informations suivantes :

- Date et heure de l'incident ;
- Communes concernées ;
- Origine de l'incident ;
- Nombre de clients coupés ;
- Durée prévisionnelle de l'incident.

### **Article 18**

#### **COMMISSION DE SUIVI**

Indépendamment du contrôle organisé par l'autorité concédante au titre de l'article 44 du cahier des charges, il est institué une commission de suivi du cahier des charges de concession.

Cette commission de suivi se réunit a minima une fois par semestre à la demande du Président de l'Autorité Concédante. Elle émet un avis sur :

- les éventuelles évolutions du contrat de concession,
- les rapports et comptes annuels mentionnés à l'article 44,
- les montants des parts R1 et R2 de la redevance de concession au titre de l'exercice en cours,
- la prévision et la réalisation des programmes d'intégration des ouvrages dans l'environnement effectués sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante,
- la mise en œuvre des articles 13.3 et 13.4 de la présente annexe, en lien avec les dispositions particulières sur Versailles,
- la réalisation des programmes pluriannuels d'investissements au regard du schéma directeur,
- les programmes annuels et pluriannuels de travaux dits délibérés du gestionnaire du réseau de distribution, réalisés et prévisionnels.

La commission de suivi est en outre saisie des réclamations adressées à l'autorité concédante par les clients et relatives à l'exécution du cahier des charges. D'une façon générale, elle est appelée à émettre un avis sur toutes les questions concernant l'activité concédée qui lui sont soumises par le Président de l'Autorité concédante.

Elle est composée paritairement, du Président de l'autorité concédante et d'au moins trois représentants désignés par l'autorité concédante, et d'au moins quatre représentants désignés par le concessionnaire.

Lorsqu'elle est consultée sur les points concernant les conventions signées dans le cadre de la concession, les quatre membres représentant le concessionnaire sont désignés par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés de vente, selon le signataire concerné.



## **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 du gestionnaire du réseau de distribution en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

#### **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. Elle a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité et de durabilité, 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 objectifs du schéma directeur sont pris en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession sachant que le premier programme couvrira la période 2020-2023.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition d'actions prioritaires pour garantir un bon niveau de qualité de desserte électrique de la concession, le cas échéant par l'identification des zones de qualité renforcée prévues à l'article 7 du cahier des charges, et l'accompagnement des projets en matière de développement durable et de réseaux électriques « intelligents ». L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

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

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

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères ou cibles pouvant porter sur la qualité, la sécurisation, la fiabilisation, la modernisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les finalités ;

- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier et des objectifs techniques associés à celui-ci ;
- 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, notamment par une évaluation de la performance dans le temps (3 à 5 ans) du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

*Ce diagnostic est établi sur la base notamment de :*

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B (temps moyen de coupure, en minute, vu par un client raccordé au réseau BT,*
- *Le nombre d'incidents (HTA et BT) au 100 km*
- *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, adaptés à la concession Sigeif,*
- *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.*

## **Article 3 – Évolution 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 haut niveau de qualité, de sûreté et de sécurité ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement et d'aménagement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques applicables aux constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, notamment s'agissant du risque de crues de la Seine et de la Marne, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfetures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;

*Les dispositions retenues dans la déclaration d'intention conclue le 20 avril 2016, entre les représentants de l'État, les concepteurs et opérateurs de réseau et les collectivités ou groupements de collectivités sont reprises, en tant que de besoin, à la thématique 4 de l'annexe 2-A.*

- une structure HTA modernisée et interconnectée assurant une continuité de la fourniture accrue, des postes de transformation de distribution publique HTA/BT et un réseau BT, y compris les branchements individuels et collectifs, modernisés et sécurisés ;

- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique communicant « intelligent » sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs cibles ou 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 peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements autour de trois ambitions :

- améliorer la sûreté et la qualité de la distribution publique d'électricité,
- accompagner le développement local,
- agir pour le développement durable.

## **Article 5 – L'identification des leviers**

Les principaux leviers qui constituent les moyens de réaliser les finalités figurent à l'article 1 de l'annexe 2-A.

## **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 sûreté et de qualité du réseau.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la mise en œuvre de la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession est discutée entre les parties

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. L'enveloppe d'investissement de renouvellement sera actualisée annuellement en fonction des réalisations effectives. Le concessionnaire en informera l'autorité concédante.

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 dans le tableau figurant en annexe 2-A.

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 à la commission de suivi du cahier des charges de concession avant d'être approuvés par 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 de la commission de suivi du cahier des charges de concession ad hoc et, le cas échéant, des conférences départementales placées sous l'égide des Préfets telles que 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 définis à l'article 3 de l'annexe 2-A.

### B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi selon les modalités définies à l'article 3 de l'annexe 2-A

L'évaluation de l'engagement du gestionnaire du réseau de distribution 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 cibles du schéma directeur.

## **Article 9- Schéma directeur**

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

## **Article 10- Programmes pluriannuels**

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

## **ANNEXE 2-A**

### **Schéma directeur des investissements et programmes pluriannuels d'investissements**

#### **ARTICLE 1**

#### **LES AMBITIONS PORTEES PAR LE SCHEMA DIRECTEUR (VALEURS REPERES)**

Dans le cadre du présent schéma directeur, les parties s'accordent sur 3 grandes ambitions :

- Améliorer la sûreté et la qualité de la distribution d'électricité ;
- Accompagner le développement local ;
- Agir pour le développement durable.

Les actions retenues en matière d'investissement concourent à réduire :

- Le critère B ;
- Le nombre d'incidents HTA et BT pour 100 km de réseau ;
- Le nombre de clients coupés plus de 6 fois pour coupures longues et plus de 4 fois pour coupures brèves ;
- Le nombre de clients coupés plus de 6h ;
- Le nombre de clients coupés plus de 3h ;
- Le nombre de clients coupés plus de 3h suite à incident ;
- La fréquence de coupure des clients ;
- Le nombre de clients subissant plus de 2 coupures de plus de 4 h, suite à travaux ;
- Le nombre de clients mal alimentés (CMA).

L'analyse de l'évolution de ces points sera présentée annuellement.

Les ambitions du schéma directeur sont les suivantes :

- Atteindre, au plus tôt, un critère B toutes causes d'interruption confondues, hors incidents exceptionnels (HIX), inférieur à 25 minutes plus ou moins 20%.

*⚡ Cette valeur repère est hors incidents RTE.*

- Tendre vers les valeurs suivantes :
  - Nombre d'incidents HTA aux 100 km  $\leq 4$  ;
  - Nombre d'incidents BT aux 100 km  $< 8$  ;
  - Nombre de clients subissant plus de 2 coupures de plus de 4h, suite à travaux égal à 0 ;
  - Taux de clients coupés plus de 6h00  $< 1\%$  ;
  - Taux de clients coupés plus de 3h00  $< 1,5\%$  ;
  - Nombre de clients coupés plus de 3h00 suite à incident  $< 7\ 000$  ;
  - Fréquence de coupures longues toutes causes confondues  $< 0,5$ .

## ARTICLE 2 LES LEVIERS DU SCHEMA DIRECTEUR

### **Levier 1 – La sécurisation de l'alimentation électrique par le réseau HTA**

La finalité principale est de minimiser le nombre de clients BT non réalimentés en cas de perte d'un poste source HTB/HTA alimentant la concession. L'ambition est de mettre en place des structures de réseaux HTA permettant un niveau de résilience accru face aux aléas majeurs (perte d'un poste source HTB/HTA, crue...) à la hauteur des ambitions du Grand Paris et des enjeux de la transition énergétique.

#### **1 – La stratégie**

Le schéma directeur d'investissements consiste à mettre en place des structures HTA visant à améliorer les capacités de reprises de l'alimentation électrique par le réseau concédé en cas de perte totale d'un poste source. Les travaux correspondants ont pour objectif d'obtenir les structures de réseaux HTA permettant les transferts de puissance entre postes sources. Il s'agit donc :

- D'augmenter ou de renforcer le nombre de liaisons HTA entre postes sources HTB/HTA ;
- De mettre en œuvre les actions de restructuration pour optimiser la performance de ces liaisons (capacité de transit, facilité de conduite...) au travers, notamment, des actions suivantes : changement de tension par le passage à 20kV, élimination de faibles sections, dédoublement de départs, simplification des structures HTA complexes ...
- Pour le cas particulier du réseau double dérivation, de créer des organes de coupure entre la sortie des postes sources et les premiers postes HTA/BT afin d'assurer la séparation physique entre le poste source en défaut et la première grappe de postes.

Outre la finalité principale de ce programme, ces actions favorisent **l'amélioration de la qualité** (par les renouvellements induits, par le renforcement et la simplification des structures) ainsi que **l'accompagnement du développement local** (par l'augmentation induite des capacités d'accueil du réseau HTA).

#### **2 – Les objectifs techniques**

##### **Objectifs :**

**Sur perte totale d'un poste source HTB/HTA, être en capacité de reprendre en moyenne :**

- **60% des clients basse tension desservis par manœuvres télécommandées ;**
- **85% des clients basse tension desservis repris par le réseau.**

Les chantiers de mise en place des structures HTA correspondantes seront majoritairement mis en œuvre d'ici 2025.

*☞ L'année 2025 est celle retenue au niveau national pour les postes sources urbains*

Ce résultat sera suivi au travers de l'évolution du taux de sécurisation sur l'ensemble des postes sources qui alimentent la concession, calculé au périmètre des clients BT desservis par ces postes.

Par ailleurs, l'évolution du taux de reprise par manœuvres télécommandées des clients BT à la maille de chaque poste source alimentant les clients du Sigeif, sera suivie pour atteindre 50% par poste source en zone urbaine dense<sup>1</sup> d'ici 2025.

Outre cet objectif intermédiaire de reprise rapide par le réseau, la politique de sécurisation de la desserte en zone urbaine dense intègre une ambition de réalimentation de 100% des clients coupés

---

<sup>1</sup> Les postes alimentant la concession sont en zone urbaine dense, sauf les postes sources de Mitry-Mory et Jonchère.

sur perte totale d'un poste source par des moyens de réalimentation complémentaires (groupes électrogènes, liaisons provisoires ...) et dans les cas les plus extrêmes (installations d'Unité Mobile Electrique « UME » de forte puissance).

## **Levier 2 – La fiabilisation du réseau HTA**

La finalité est de renouveler les câbles réseau HTA à risque incidentogène et de sécuriser le réseau aérien HTA à risque incidentogène.

En effet, la fiabilité du réseau HTA, quasiment souterrain, est une composante de la qualité de la desserte électrique sur le territoire de la concession.

Le nombre d'incidents survenant annuellement sur les câbles souterrains HTA dépend de leur technologie, mais aussi d'autres paramètres tels que la nature du sous-sol ou les dommages dont ils sont victimes (travaux de voirie). Une attention particulière sera portée aux différentes technologies de Câbles Papier Imprégné (CPI) dont certaines présentent un taux d'incident supérieur à la moyenne, notamment au niveau des accessoires de transition.

Concernant la partie aérienne, les parties conviennent de traiter, en priorité, les tronçons à risque (aléas climatiques, proximité d'une zone boisée...) et par opportunité les tronçons qu'il est possible de traiter dans le cadre de la coordination des travaux.

### **1 – La stratégie**

L'analyse réalisée sur l'Île-de-France par le gestionnaire du réseau de distribution montre que 20% des CPI peuvent induire 50% des défauts liés à cette technologie et a surtout permis d'identifier les zones où surviennent des problèmes récurrents.

Cette approche est de nature à définir un programme d'éradication des tronçons « fautifs » correspondant au renouvellement prioritaire des câbles incidentogènes. Sur le territoire de la concession, ce diagnostic sera actualisé périodiquement de manière à établir, pour chaque PPI, une liste de départs HTA dont le renouvellement ciblé est à traiter en priorité au service d'une amélioration de la fiabilité.

☞ Par tronçon il convient d'entendre entre deux postes HTA/BT ou entre deux points homogènes du réseau.

☞ La liste établie est susceptible d'évoluer sur la période du PPI.

### **2 – L'objectif technique**

**Objectif : Renouveler 3/4 du réseau CPI HTA, soit 850 km de linéaire d'ici à l'échéance du schéma directeur et sécuriser 1,2 km de réseau aérien HTA en zone boisée d'ici à 2030.**

## **Levier 3 – L'automatisation du réseau HTA**

La finalité est de minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA.

L'automatisation du réseau HTA est un levier particulièrement efficace d'amélioration de la qualité. En effet, lors d'un incident, les Agences de Conduite Régionales pilotant ce réseau s'efforcent de minimiser le temps de coupure ressenti par les clients en réduisant la zone affectée au minimum possible autour de l'ouvrage en défaut (en court-circuit). Elles utilisent à cette fin et en première instance les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) positionnés sur les départs HTA. Ces interrupteurs télécommandés leur permettent de minimiser le nombre de clients impactés par les coupures longues.

Les manœuvres de rétablissement de l'alimentation électrique sont ensuite assurées sur le terrain pour localiser et isoler le défaut.

### **1 – La stratégie**

La création d'un OMT consiste à équiper un poste HTA/BT (poste de distribution publique essentiellement, ou poste client HTA le cas échéant) de manière à permettre la manœuvre par télécommande de ses interrupteurs HTA. Le déploiement s'opère essentiellement sur le réseau en coupure d'artère.

Le nombre d'OMT à déployer et la priorisation du programme résultent d'une approche technique et économique liée à la structure et à l'incidentologie des départs HTA. Sur le territoire de la concession, l'état des lieux réalisé conduit à retenir un objectif permettant de limiter le nombre de clients impactés entre deux postes télécommandés.

☞ *Au regard de la densité des clients raccordés à un poste de transformation HTA/BT, la valeur moyenne se situe entre 3 et 5 postes HTA/BT par grappe « télécommandées ».*

## 2 – L'objectif-technique

**Objectif : créer 320 postes télécommandés supplémentaires dans les 10 ans suivant la date de signature du contrat.**

### Levier 4 – La maîtrise du risque crue

**La finalité est de réduire le nombre de clients coupés en zone non inondée.**

La maîtrise des conséquences du risque crue constitue un enjeu majeur de développement durable pour la région Ile-de-France. Les études d'impact d'une crue, sur les structures de réseaux, conduisent à identifier, pour les différents scénarios hydrographiques :

- Les ouvrages « coupés inondés », qui font l'objet d'une mise hors tension de sécurité en phase de montée de la crue,
- Les ouvrages « coupés non inondés » : l'eau n'atteint pas ces installations mais les clients desservis par ces ouvrages voient leur alimentation électrique interrompue par la mise hors tension de sécurité d'ouvrages inondés. Leur quantité dépend donc des structures de réseau existantes, et plus particulièrement des postes HTA/BT de quartier.

Pour la concession, le scénario R1.0 correspond à 196 postes coupés non inondés (sur la base des références hydrographiques à fin 2016) desservant 28 584 clients.

☞ *Le scénario R1.0 correspond au scénario régional hydrographique défini par la DRIEE Ile-de-France : ce scénario modélise et cartographie les conséquences régionales d'une gamme de crues résultant d'un modèle hydrologique reconstitué de la crue de 1910 (probabilité centennale). Ces données géo-référencées permettent d'analyser les conséquences sur la continuité de fonctionnement du réseau électrique. Il est à noter qu'une crue équivalant aux débits d'eau de la crue de 1910 ne produirait pas aujourd'hui les mêmes lignes d'eau qu'en 1910 car les conditions d'écoulement ont évolué depuis (aménagement du lit de la Seine, occupation du lit majeur, murettes, imperméabilisation des sols, etc.)*

## 1 – La stratégie

L'élaboration du programme de maîtrise du risque crue comporte quatre grands axes d'actions :

1. L'élaboration d'une cartographie des zones de fragilité électrique basée sur les scénarios hydrographiques régionaux ;
  - ☞ Cette démarche doit impérativement être partagée avec les pouvoirs publics régionaux compétents (DREAL, préfectures, AODE...),
2. La fiabilisation des données des ouvrages concernés (altimétrie et types de matériels installés dans les postes HTA/BT) ;
3. La modernisation des postes HTA/BT inondés pour assurer à terme la continuité électrique sur le réseau HTA (tableaux HTA submersibles) et la minimisation de l'interruption de l'alimentation BT par détection des hauteurs d'eau (capteurs communicants du projet DINO, dispositifs de mise hors tension automatisée) ;
4. La restructuration des réseaux HTA et BT ainsi que le sectionnement de ce dernier pour éliminer la coupure des secteurs non inondés. Les restructurations portant sur le réseau HTA et les postes de transformation HTA/BT consistent à reconfigurer les départs HTA de manière à regrouper un maximum de postes HTA/BT inondés sur un minimum de départs HTA, afin d'assurer la continuité de desserte des réseaux HTA alimentant les zones non inondées. Enfin, des actions ponctuelles sur les postes HTA/BT et/ou le réseau BT, seront, quant à elles, de nature à apporter une réponse adaptée à chaque situation locale particulière.



## 2 – L'objectif technique

**Objectif : réduire de 90 % le nombre de clients coupés en zone non inondée au scénario R1.0 d'ici 2030**

☞ Cet objectif s'entend sous réserve que les postes sources qui alimentent ces postes HTA/BT restent eux-mêmes alimentés par le réseau public de transport.

### **Levier 5 – La rénovation des postes de transformation HTA/BT de distribution publique**

La finalité est d'assurer la sécurité des intervenants et des biens et limiter les temps d'intervention au bénéfice de la continuité d'alimentation.

Le poste de distribution publique se situe à l'interface du réseau HTA et du réseau Basse Tension alimentant les quartiers. Sa zone d'action s'étend en moyenne sur un rayon de 200 m en milieu urbain dense pour environ 150 clients raccordés au réseau électrique par l'intermédiaire de quelques départs BT aériens ou souterrains situés au niveau des voies de circulation.

Il est constitué de différents « ensembles techniques » dont les fonctionnalités sont distinctes :

- Les tableaux HTA permettent d'effectuer les manœuvres d'exploitation usuelles, manuellement, automatiquement ou à distance par télécommande depuis les agences de conduite (aiguillage du réseau HTA) et également de protection du poste lui-même ;
- Les transformateurs HTA/BT abaissent la tension amont HTA à une tension utilisable par les entreprises et/ou le grand public (400 V en triphasé, 230 V en monophasé « domestique »). Leur dimensionnement est fonction de la charge à desservir et de la tension amont ;
- Les tableaux BT servent de protection électrique et de répartiteur de l'énergie entre les départs chargés d'irriguer les différentes voies et de desservir les clients individuels ;
- Le bâti, protection mécanique, abrite les ouvrages de puissance ci-dessus.

## 1 – La stratégie

Les programmes de rénovation et d'entretien des équipements de postes et, le cas échéant de l'enveloppe (bâti) sont établis sur la base de remontées de terrain et de diagnostics d'exploitation : accessibilité, manœuvrabilité, sécurité des intervenants, possibilités de maintenance, état physique de l'ouvrage...

Pour le cas particulier d'un renouvellement de tableau BT, la volonté, partagée entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, de limiter dans le temps la coupure nécessaire aux travaux donnera lieu, si possible, à la mise en place d'une source d'alimentation provisoire et/ou au basculement des différents départs BT sur le ou les postes de transformation HTA/BT voisins.

La coupure complète ne sera ainsi retenue qu'après avoir exploré l'ensemble des possibilités techniques raisonnables (sans risque pour les intervenants) de maintien de l'alimentation électrique.

## 2 – L'objectif technique

**Objectif : Rénover partiellement ou totalement environ 10% des postes HTA/BT de distribution publique, soit 450 postes HTA/BT à l'échéance du schéma directeur.**

### **Levier 6 – La fiabilisation et la sécurisation du réseau BT**

La finalité est de renouveler les canalisations souterraines BT à risque incidentogène et de sécuriser les lignes aériennes en fils nus ainsi que les branchements et ouvrages collectifs de branchement (OCB).

Le réseau basse tension (BT) quadrille le territoire de la concession depuis les postes de transformation de distribution publique implantés dans les quartiers. Les départs BT de la

concession, d'une longueur moyenne de 150 à 200 m, sont le point d'ancrage des branchements individuels et/ou collectifs, correspondant au raccordement électrique du client résidentiel ou professionnel.

Sa structure souterraine représente, sur le territoire du Sigeif, près des trois quarts de son linéaire. Au travers des retours d'expérience du gestionnaire du réseau de distribution, il apparaît plusieurs technologies de réseaux BT souterrains, dites à risques, car présentant un taux d'incidents globalement supérieurs à la moyenne. Certaines de ces technologies peuvent conduire à des interruptions longues et répétées de l'alimentation électrique, phénomène mal ressenti par les clients de la zone concernée. Ces technologies à problèmes se concentrent souvent dans le cœur historique des centres villes où il est difficile de réaliser des travaux sans gêne importante.

- ☞ Les investissements du gestionnaire du réseau de distribution ciblent les technologies à risque, c'est-à-dire les tronçons constitués de câbles BT papier ou synthétiques à neutre périphérique, ainsi que leurs accessoires, branchements et coffrets obsolètes.

Les départs BT présentant le plus de risques en termes d'impact sur la qualité feront l'objet d'une mise à niveau. Le traitement consiste à remplacer la totalité des technologies à risque, c'est-à-dire les tronçons câble papier imprégné ou neutre périphérique et leurs accessoires ainsi que les branchements jusqu'aux coffrets lorsqu'ils ne sont pas en technologie synthétique. On notera que les accessoires ne peuvent être remplacés sans les câbles. Il en est de même pour les branchements de technologie non synthétique et les coffrets de façade.

En ce qui concerne l'aérien, sa partie la plus exposée repose sur les lignes en conducteurs nus pour lesquelles les parties conviennent d'un effort particulier à mener pour sa sécurisation.

Enfin, les incidents sur les branchements individuels et collectifs relèvent de causes multiples (environnement, usure naturelle, dommages de tiers...).

## 1 – La stratégie

Les départs BT seront classés par niveau de risque d'incident, en combinant leur historique d'incidents, leur localisation et leur technologie.

Les investissements consacrés au réseau basse tension viseront prioritairement à améliorer durablement sa fiabilité au travers d'un programme de renouvellement ciblé sur les tronçons présentant le risque incidentogène le plus élevé. Il s'agit donc de :

- Renouveler les ouvrages souterrains identifiés (cuivre CPI, gaine alu, neutre périphérique et à ceinture) ;
- Créer par opportunité les « tronçonnements » et « émergences » utiles à la réduction des temps de coupure lors des dépannages ;
- Supprimer les lignes en conducteurs aériens nus en agissant :
  - Sur les réseaux « toiture » à traiter en priorité ;
  - Sur les lignes situées à proximité d'une zone boisée ;
  - Sur la Ville de Versailles, conformément à l'article 13.4 de l'annexe 1 au cahier des charges ;
- Renouveler et/ou renforcer les branchements individuels ou collectifs, la priorité étant donnée à ceux ayant fait l'objet d'une mise en sécurité (diagnostic au cas par cas, par exemple suite à une intervention pour un dépannage) ou dont la modification est induite par une demande d'augmentation de puissance.

## 2 – Les objectifs techniques

**Objectifs : renouveler plus des 2/3 des câbles souterrains BT à risque incidentogène (650 km) et sécuriser environ la moitié des lignes aériennes BT en conducteur nu (280 km) à l'échéance du schéma directeur.**

## **Sécuriser les branchements et ouvrages collectifs de branchement (OCB)**

- ✎ Le gestionnaire du réseau de distribution renouvellera les branchements et OCB ayant fait l'objet d'une mise en sécurité. Le nombre de colonnes électriques à renouveler sur la durée du schéma directeur sera fixé au plus tard lors de l'élaboration du 2ème PPI, en fonction des risques constatés sur ce type d'ouvrage.

## **Autres leviers**

Outre ces grands objectifs structurant le présent schéma directeur, une attention sera portée aux situations particulières suivantes :

### **Qualité, sécurisation et capacité d'accueil :**

- Tenue de la tension HTA : traiter les départs en contrainte dans les deux ans suivant leur apparition (cas général) et, pour les situations particulières, présenter le traitement retenu (CDT, restructuration, ...).
- ✎ *Un départ est concerné lorsque la variation de la tension, au droit d'un poste HTA/BT, est supérieure à 5%.*
- Tenue de la tension BT : résorber le stock de CMA (clients mal alimentés) et, post déploiement des compteurs communicants, traiter le flux dans les deux ans suivant l'apparition de la contrainte.
- I<sub>max</sub> HTA et BT<sup>2</sup> : traiter les départs HTA et les dipôles BT concernés dans les trois ans suivant leur apparition.

## **Résorption du réseau 10 kV et suppression des autotransformateurs HTA/HTA**

- ✎ *Outre la sécurisation de l'alimentation électrique des postes HTA/BT, le changement de tension 10/20kV a l'avantage de conjuguer modernisation du réseau avec accroissement de la capacité de transit du départ HTA et de la puissance des transformateurs susceptibles d'être installés dans les postes HTA/BT.*

---

2 Dépassement de capacité de transit des ouvrages

### ARTICLE 3

#### PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS

Le plan pluriannuel d'investissements pour la période 2020-2023 est le suivant :

Leviers du schéma directeur (SD)	Objectifs Technique SD	Objectifs du 1er PPI au 31/12/2023	1er PPI SIGEIF (en M€)
<b>1. Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA</b>			
* Minimiser le nombre de clients BT non réalimentés à la suite de la perte d'un poste source	En moyenne à l'horizon 2025, à la suite de la perte d'un poste source : - 60% de clients BT repris par manœuvre télécommandées - 85 % de clients BT repris par le réseau	A la suite de la perte d'un poste source, en moyenne : - 58% de clients BT repris par manœuvre télécommandées - 80 % de clients BT repris par le réseau	<b>9,7</b>
<b>2. Fiabilisation du réseau HTA</b>			
* Renouveler les câbles réseau HTA à risque incidentogène	Longueur de câble à résorber : - 850 km de câble CPI	Longueur de câble à résorber : - 100 km de câble CPI	<b>15,7</b>
* Sécuriser le réseau aérien HTA à risque incidentogène	+1,2km de câble aérien sécurisé à fin 2030	+ 250 m de câble aérien sécurisé	<b>0,2</b>
<b>3. Automatisation du réseau HTA</b>			
*Minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA	320 nouveaux postes télécommandés installés à fin 2029	130 nouveaux postes télécommandés installés	<b>2,4</b>
<b>4. Maitrise risque Crue</b>			
* Réduire le nombre de clients « coupés en zones non inondées »	90% des clients coupés non inondés au scénario 1.0 traités en 2030	- Priorisation des investissements suivant les scénario 0,6 puis 0,8 puis 1.0 - Traitement de 100% des clients coupés en zone non inondée au scénario 0,8	<b>1,0</b>
<b>5. Rénovation des postes HTA/BT DP-</b>			
* Assurer la sécurité des intervenants et des biens	450 postes HTA/BT rénovés totalement ou partiellement	60 postes HTA/BT rénovés totalement ou partiellement	<b>1,5</b>
<b>6. Fiabilisation et sécurisation du réseau BT</b>			
* Renouveler les canalisations souterraines à risque incidentogène	Longueur de câble à résorber : - 650 km de câbles à risque	Longueur de câble à résorber : - 55 km de câbles à risque incidentogène	<b>13,0</b>
* sécuriser les lignes aériennes nus	Longueur à résorber : - 280 km de lignes aériennes nues	Longueur à résorber : 30 km - 10 km sous maîtrise d'ouvrage GRD - 20 km sous maîtrise d'ouvrage AODE	<b>1,5</b>
<b>Total engagement (en M€)</b>			<b>45,0</b>

**ARTICLE 4****SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL ET ELABORATION DES PROGRAMMES ANNUELS**

Pour assurer une gouvernance efficace et respectueuse des prérogatives des parties, la mise en œuvre du schéma directeur et de ses programmes d'investissement est inscrite à l'ordre du jour de chaque commission de suivi du cahier des charges de concession. Les programmes annuels font l'objet d'une communication préalable (programme prévisionnel) à transmettre au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de l'année précédant les travaux, puis font l'objet d'un bilan technique et financier remis au plus tard le 1<sup>er</sup> mai de l'année (n) pour les travaux réalisés au cours de l'année (n-1).

Annuellement, la commission de suivi examine les bilans techniques et financiers par levier, en comparant objectifs et réalisations, en les éclairant, si besoin, des difficultés rencontrées, selon le tableau ci-dessous.

<b>Levier</b>	<b>Indicateur de suivi technique</b>	<b>Indicateur de suivi financier</b>
1. Minimiser le nombre de clients BT non réalimentés à la suite de la perte d'un poste source	- Taux moyen de reprise par manœuvres télécommandées des clients BT (du Sigeif) sur la totalité des postes sources alimentant le SIGEIF (tout ou partie)  - Taux moyen de reprise par le réseau des clients BT (du Sigeif) sur la totalité des postes sources alimentant le SIGEIF (tout ou partie)	Montant (en k€) dépensé pour la sécurisation de l'alimentation électrique par le réseau HTA
2.a Renouveler les câbles réseau HTA à risque incidentogène	Longueur (en km) de réseau HTA CPI abandonné dans le SIG	Montant (en k€) dépensé pour le renouvellement des câbles HTA souterrains
2.b Sécuriser le réseau aérien HTA à risque	Longueur (en m) de réseau aérien HTA sécurisé dans le SIG	Montant (en k€) dépensé pour la sécurisation du réseau HTA aérien
3. Minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA	Différence entre le nombre de postes télécommandés entre les années n et n-1 (hors OCRS)	Montant (en k€) dépensé pour l'automatisation du réseau HTA (hors OCRS)
4. Réduire le nombre de clients « coupés en zones non inondées »	Nombre de clients coupés en zone non inondée au scénario R0.8  Nombre de clients coupés en zone non inondée au scénario R1.0	Montant (en k€) dépensé pour réduire l'impact des différents scénarios de crue
5. Assurer la sécurité des intervenants et des biens	Nombre de postes HTA/BT rénovés totalement ou partiellement	Montant (en k€) dépensé pour rénover les postes HTA/BT
6.a Renouveler les canalisations souterraines BT à risque incidentogène	Longueur de réseau souterrain BT abandonné dans le SIG	Montant (en k€) dépensé pour le renouvellement des canalisations souterraines BT
6.b sécuriser les lignes aériennes BT nues (dont Versailles)	Longueur de réseau aérien BT nu déposée dans le SIG	Montant (en k€) dépensé pour sécuriser le réseau aérien nu pour les travaux sous Maîtrise d'ouvrage d'Enedis

## ARTICLE 5

### COMMUNICATION DU PROGRAMME D'INVESTISSEMENT PREVISIONNEL ANNUEL

La présentation du programme prévisionnel de l'année N, remis au plus tard à l'autorité concédante le 1<sup>er</sup> novembre de l'année N-1 comprend :

- Une note d'accompagnement donnant une vision synthétique du programme annuel ainsi que le volume d'investissement répondant aux objectifs du PPI considéré ; cette note comportera le montant prévisionnel des travaux pour l'année N par levier ;
- Un état exhaustif des opérations programmées pour l'année N par le gestionnaire du réseau de distribution comprenant pour chaque opération :
  - un numéro de projet (pour faciliter les opérations ultérieures de contrôle – ce numéro sera conservé pour la poursuite des travaux sur les exercices ultérieurs en cas de travaux pluriannuels) ;
  - Le libellé du projet ;
  - La commune principale concernée ;
  - Le levier du schéma directeur concerné par l'opération ;
  - La tension concernée (HTA ou BT) ;
  - Sa localisation :
    - levier 1 : le nom du ou des poste(s) source(s) et du départ HTA concernés ;
    - levier 2 : le nom du/des départ(s) HTA concernée(s) ;
    - leviers 3 et 5 : le nom du poste HTA/BT concerné ;
    - Levier 4 : le nom du/des départ(s) ou du/des postes HTA/BT concerné(s) ;
    - levier 6 : la/les rue(s) concernée(s) ;
  - Le linéaire prévisionnel (en mètres) des canalisations BT ou HTA posées ;
  - Le linéaire prévisionnel (en mètres) des canalisations BT ou HTA déposées ;
  - Le montant prévisionnel des dépenses.

## ARTICLE 6

### FICHIERS ET DONNEES A PRODUIRE

#### DANS LE CADRE DU SUIVI DE LA REALISATION DU PROGRAMME ANNUEL

Outre les déclarations de commencement et d'achèvement des travaux, prévues à l'article 16 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession, le gestionnaire du réseau de distribution communiquera à l'autorité concédante, au plus tard le 1er mai de l'année N+1, le bilan du programme annuel de l'année N.

Ce bilan est constitué :

- D'une note indiquant de manière qualitative le déroulé des investissements et expliquant les écarts entre le prévisionnel et le réalisé ;
- D'un ou plusieurs fichiers au format Excel ou équivalent, permettant d'identifier chaque opération d'investissement effectivement réalisée.

Ce(s) fichier(s) reprennent les informations transmises dans le programme prévisionnel qui sont actualisées avec les valeurs effectives entrées en année (n).

⚡ *Les investissements relatifs à une affaire réalisée en année n et non mise en exploitation à la fin de la même année, seront comptabilisées dans les objectifs financiers du PPI de l'année n. Cette affaire sera prise en compte dans les objectifs techniques du PPI de l'année de sa mise en exploitation.*

⚡ *Les affaires en cours comprennent les affaires pour lesquelles des dépenses ont été effectuées et les ouvrages réalisés n'ont pas encore été mis en exploitation.*

⌘ *Les affaires terminées comprennent les affaires pour lesquelles des dépenses ont été effectuées et les ouvrages réalisés ont été mis en exploitation.*

⌘ *Les affaires soldées comprennent les affaires pour lesquelles les ouvrages réalisés sont en exploitation et inscrits aux inventaires techniques et comptables.*

Les données techniques et financières seront communiquées à l'échelle de chaque projet et sans doublon, notamment en ce qui concerne les affaires pluriannuelles. Les affaires pluriannuelles, dont l'état sera précisé (en cours, terminée ou soldée) distingueront les valeurs entrées en année N des valeurs cumulées.

⌘ *Les dépenses d'une affaire ne seront comptées que pour un levier. En revanche les données techniques peuvent être comptées dans plusieurs affaires.*

## **ARTICLE 7**

### **MODALITES DE PRODUCTION DU PPI SUIVANT**

Le PPI en cours fera l'objet d'une rencontre entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante au mois de mai précédent le terme du PPI. A cette occasion, un bilan prévisionnel du PPI en cours sera établi ainsi qu'une actualisation, en tant que de besoin, du diagnostic du réseau. Ces deux éléments permettront de construire le PPI suivant.

Au regard des avancées par rapport aux ambitions du schéma directeur, les parties conviennent d'une possible adaptation de l'enveloppe financière du PPI suivant.

Le PPI suivant sera présenté à la commission de suivi du cahier des charges de concession du mois décembre précédent le terme du PPI en cours.

## **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<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> 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](http://www.enedis.fr), et peut être obtenu sur simple demande.

### **3. Taux de réfaction tarifaire**

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

### **4. Calcul de la contribution, cas généraux**

#### **4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres**

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + C_{VE} \times L_E)$$

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

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où  $Cf_B$  est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement.  $Cf_B$  dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

## **4.2. Raccordements - dans les autres cas**

### **4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT**

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

### **4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT**

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

## **5. Cas particuliers**

### **5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence**

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

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

### **5.2. Raccordements collectifs**

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

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

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

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

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

## **6. Modification d'une alimentation électrique existante**

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

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

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919794S).**

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

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	79,20	9,48
6	95,76	9,48
9	112,56	9,74
12	129,72	9,74
15	145,32	9,74
18	163,20	9,74
24	203,04	9,74
30	240,36	9,74
36	274,56	9,74

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

8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
<b>Version A</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	5,64	9,48	3,60
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	5,64	9,74	3,60
<b>Version B</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	3,60	10,11	1,73
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	3,60	10,50	1,78

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

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

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	102,96	11,03	7,78
9	125,40	11,03	7,78
12	146,04	11,03	7,78
15	164,88	11,03	7,78
18	182,04	11,03	7,78
24	222,24	11,03	7,78
30	256,56	11,03	7,78
36	289,68	11,03	7,78

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	65,28	6,96	11,03	7,78	3,91	2,62
Version B	65,28	6,12	11,35	7,87	1,86	0,30

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

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	122,04	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
12	141,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
15	157,08	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
18	171,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
24-30	243,96	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
36	279,24	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	65,16	6,48
Version B	65,28	6,12

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
Version B	6,69	9,27	7,28	10,24	9,25	50,03

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,87	3,87	2,83	3,89	2,86	3,88
Version B	0,29	1,83	0,28	1,62	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	111,12	9,12	20,83
12	127,32	9,12	20,83
15	143,52	9,12	20,83
18	159,60	9,12	20,83
36	257,76	9,12	20,83

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

8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	65,28	5,40	9,12	20,83	3,73	3,73
Version B	65,28	3,60	9,71	24,25	1,77	2,91

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919796S).**

**TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	111,36	10,01
6	131,76	10,01
9	149,64	10,01
12	169,44	10,01
15	184,92	10,01
18	203,28	10,01
24	243,00	10,01
30	281,04	10,01
36	319,80	10,01

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	96,60	6,24	10,01	3,52
Version B	96,60	3,60	10,99	1,84

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	132,12	10,80	7,86
9	151,32	10,80	7,86
12	170,76	10,80	7,86
15	190,68	10,80	7,86
18	207,96	10,80	7,86
24	249,00	10,80	7,86
30	285,60	10,80	7,86
36	322,56	10,80	7,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	96,60	6,48	10,80	7,86	3,84	2,80
Version B	96,60	6,12	10,84	7,65	1,63	0,28

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	848,64
--	------------------------------------	--------

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	153,72
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	307,44
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	90,60
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,70

(\*) Puissance minimum à facturer

**TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	26,65		10,01

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	26,88		10,80	7,86

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	154,80	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
12	175,56	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
15	186,24	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
18	203,52	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
24-30	269,40	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
36	306,36	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94

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

8,76



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

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	96,60	6,12	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
Version B	96,60	6,12	7,07	9,57	7,80	11,30	10,10	22,71

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,91	3,85	2,96	3,85	2,94	3,84
Version B	0,24	1,41	0,24	1,42	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

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

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	158,52	9,38	19,86
15	174,72	9,38	19,86
18	191,04	9,38	19,86
36	289,56	9,38	19,86

Majoration pour les autoproduiteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	96,60	5,40	9,38	19,86	3,71	3,71
Version B	96,60	3,60	9,67	23,24	1,64	2,90

**TARIF BLEU  
pour éclairage public  
en France métropolitaine continentale**

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

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	89,64	6,80

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

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

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	90,84	6,80	1,43

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

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919798S).**

**TARIF JAUNE - OPTION BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	9,72	11,935	11,935	8,205	8,914	7,253
Utilisations Moyennes	9,72		11,935	8,205	8,914	7,253
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Utilisations Longues			1,00			
Utilisations Moyennes				1,00		
Calcul des dépassements				9,92	€/heure <sup>(b)</sup>	

**TARIF JAUNE - OPTION EJP**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	6,96	18,809	10,052	8,955	8,115	
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	
Utilisations Longues						
Calcul des dépassements				9,92	€/heure <sup>(b)</sup>	

\* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

**TARIF VERT - OPTION A5 BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	23,88	14,445	10,368	6,589	6,675	5,086
Coefficients de puissance réduite *		1,00	0,99	0,85	0,85	0,79
Courtes Utilisations						
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
Energie réactive	1,25	1,00	0,99	0,85	0,85	0,80
			1,94	c€/kVArh		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12.36

**TARIF VERT - OPTION A5 EJP**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	30,36	16,981	7,961	6,211	4,896
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kVW)	Coefficients par poste		
	4,05		4,05	1,00	0,98
Energie réactive			1,94	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

**TARIFICATION A LA PUISSANCE**  
**MAJORATION - MINORATION**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	20,23
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :

Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

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

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

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

## **ANNEXE 5**

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

#### Principes et élaboration

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

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

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

#### Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

### Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

## **ANNEXE 6**

### **CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
  - o Particuliers ;
  - o Collectivités locales ;
  - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

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

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations :
  - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).  
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés. Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.



- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable  
sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)**



# 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](http://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](http://edf.fr). Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

## 3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

#### • Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

#### • Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

#### • Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

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

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

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

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

#### 4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

##### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site [edf.fr](http://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](http://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](http://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](http://edf.fr), [enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://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](http://edf.fr).

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

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

##### 6-3 Changement de tarif

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

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

##### 6-4 Contestation et régularisation de facturation

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

###### • Contestation par le client

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

###### • Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

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

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

## 7. PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

### 7-2 Modes de paiement

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

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

• **Mensualisation avec prélèvement automatique**  
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

### • Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site [edf.fr](http://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](http://chequeenergie.gouv.fr), sur le site [edf.fr](http://edf.fr) et sur simple appel au :

**0 805 204 805** Service & appel gratuits

#### • Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

### • Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

### 7-6 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

#### • En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**  
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

### 7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

## 8. RESPONSABILITÉ

### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

## 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

## 9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient 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](http://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](http://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](http://enedis.fr/reclamations).

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site [energie-mediateur.fr](http://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](mailto:serviceclient@edf.fr) ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site [edf.fr](http://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](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site [bloctel.gouv.fr](http://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](http://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](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

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

**Identification :** Annexe 2 bis au contrat GRD-F

**Version :** 7.1

### Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

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

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

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf)
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

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

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

### Glossaire

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

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

**Compteur Communicant :** Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

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

### 2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

#### 1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

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

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

#### 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

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

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

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

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

### 2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

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

#### > Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

#### > Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

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

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

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

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

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

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

#### 2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

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

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

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

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

### 3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

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

Le dispositif de comptage comprend notamment :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

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

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

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

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

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

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

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

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

#### > Protection des informations commercialement sensibles :

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

#### > Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

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

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « [adnrc-support@enedis.fr](mailto:adnrc-support@enedis.fr) » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis  
 Pôle clients – ADNCR  
 34, place des Corolles  
 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le



Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

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

### 10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

#### 2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

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

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

Le Client s'engage à :

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

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

L'installation électrique intérieure du Client commence :

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

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

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

Le Client doit :

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

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

### 2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

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

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

### 3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

### 4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

## 4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;

- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

## 5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

### 5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

### 5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

### 5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

### 5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

### 5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

### 5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

## 6. Responsabilité

### 6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

### 6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

### 6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

### 6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

## 7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

### 7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

### 7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

### 7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'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 à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

## 8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.



# CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1<sup>er</sup> décembre 2018

La décision du 27 juillet 2018, relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, publiée au journal officiel du 31 juillet 2018, a mis en extinction le tarif bleu à compter du 1<sup>er</sup> août 2018 pour les sites appartenant à de grandes entreprises.

En application de l'article 2 de cette décision, une grande entreprise est toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret no 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

## Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engage-

ments d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

## Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

## CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation prorata temporis par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (la prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

### Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

#### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines - Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

#### 4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

#### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation. Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette

puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

### Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE A L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

### Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

#### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie puis adressée au client par courrier ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [http://www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations) et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

#### 6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre

## CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

### 6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

#### Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

#### Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-6 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)

Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, ou à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Cata-

## CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

logue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

### 7-5 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

#### • En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

#### • En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

### 7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

### Article 8 : RESPONSABILITÉ

#### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

#### 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

### Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessiter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'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,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,

- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

La personne concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « [vosdonnees@edf.fr](mailto:vosdonnees@edf.fr) » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « [informatique-et-libertes@edf.fr](mailto:informatique-et-libertes@edf.fr) ». Enfin, la personne concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

### Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

#### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026 - 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

## CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

### Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

### Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 505 133 838 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense Cedex

Origine - +, 2 de l'électricité vendue par EDF :  
85,9% nucléaire, 7,2% renouvelables (dont 5,3% hydraulique),  
1,9% charbon, 3,7% gaz, 1,3% fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !





## **ANNEXE 8**

### **CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE**

#### **Préambule**

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
  - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
  - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

## **1. Objet**

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet [www.enedis.fr](http://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](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](http://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](http://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](http://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 évènement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

## **10. Traitement des réclamations des clients**

### 10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

#### 10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

### **11. Recours**

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

### **12. Assurances**

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

### **13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD**

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) .

- 17

ANNEXE N° 19-27

OBJET :

Convention particulière relative à l'intégration  
des ouvrages dans l'environnement

---

LE COMITÉ,

Vu le Code Général des Collectivités Territoriales et notamment son article L. 2224-31 en application duquel le Sigeif assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue à Enedis conformément à la loi et au contrat de concession,

Vu le cahier des charges annexé à la convention de concession conclue entre le Sigeif et Enedis, en particulier son article 8 relatif à l'intégration des ouvrages dans l'environnement prévoyant notamment que, afin de participer au financement de travaux dont le Sigeif est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, Enedis verse au Sigeif une participation annuelle,

Vu l'annexe 1 à ce cahier des charges et notamment son article 4 précisant que cette contribution est versée suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre le Sigeif et Enedis prenant la forme d'une convention,

Considérant que le Sigeif et Enedis entendent ainsi fixer d'un commun accord ces modalités et délais,

Considérant que seuls les délégués représentant les collectivités ayant transféré la compétence d'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente prennent part au vote,

À l'unanimité,

DÉLIBÈRE :

Article 1<sup>er</sup> : - Approuve la convention particulière relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement.

Article 2 : - Autorise le Président à signer ladite convention ainsi qu'à prendre toute décision nécessaire à son application.

---

## **Convention particulière relative à l'intégration des ouvrages dans l'environnement**

\*\*\*\*\*

**Entre les soussignés :**

- **Le Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Electricité en Ile-de-France** (Sigeif), agissant en sa qualité d'autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés, dont le siège est au 64 bis, rue de Monceau à Paris 8ème, représenté par Monsieur Jean-Jacques GUILLET, Président du Sigeif, dûment habilité à l'effet des présentes par délibération du Comité d'administration n° \_\_\_\_\_ en date du \_\_\_\_\_ ,

**ci-après désigné " l'autorité concédante " ou « le Sigeif » ,**

**Et**

- **Enedis**, Société Anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles, 92079 Paris La Défense, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Madame Karine REVCOLEVSCHI, Directrice régionale Île-de-France Ouest, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie en date du \_\_\_\_\_ par le Directoire et le Président du Directoire, faisant éléction de domicile au 1-3, rue Stephenson, 78180 Montigny-le-Bretonneux,

**ci-après désignée "le gestionnaire du réseau de distribution" ou « Enedis » ,**

**L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution étant ci-après désignés « les Parties ».**

<b>Article I.</b>	<b>Objet de la Convention</b>	<b>5</b>
<b>Article II.</b>	<b>Définition du contenu des opérations d'intégration des ouvrages dans l'environnement</b>	<b>6</b>
<b>Article III.</b>	<b>Travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante</b>	<b>6</b>
<b>Article IV.</b>	<b>Travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution</b>	<b>6</b>
<b>4.1</b>	<b>TRAVAUX SUR LES RESEAUX BASSE TENSION (BT) EXISTANTS</b>	<b>6</b>
<b>4.2</b>	<b>TRAVAUX DE CONSTRUCTION DE NOUVEAUX RESEAUX BT</b>	<b>7</b>
<b>Article V.</b>	<b>Modalités financières</b>	<b>7</b>
<b>5.1</b>	<b>PARTICIPATION FINANCIERE DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION</b>	<b>7</b>
(A)	DETERMINATION DU MONTANT PLAFOND (M <sub>N</sub> ) DE PARTICIPATION AU TITRE DU PROGRAMME TRAVAUX ARTICLE 8 D'UNE ANNEE N	7
(B)	TAUX DE PARTICIPATION DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION AUX TRAVAUX SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE MENTIONNES A L'ARTICLE III ET AUX TRAVAUX SOUS SA PROPRE MAITRISE D'OUVRAGE MENTIONNES AU DERNIER ALINEA DE L'ARTICLE 4.1	8
(C)	PARTICIPATION COMPLEMENTAIRE DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION POUR LES TRAVAUX SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE QUI CONTRIBUENT A LA RESORPTION DES RESEAUX BT AERIENS EN FILS NUS PRESENTANT UN RISQUE INCIDENTOGENE	8
<b>5.2</b>	<b>MODALITES D'APPLICATION DE L'ARTICLE 13.4 DE L'ANNEXE 1 AU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION RELATIF AUX OPERATIONS DE SUPPRESSION DU RESEAU AERIEN BT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE EN LIEN AVEC LES TRAVAUX DE VOIRIE DE VERSAILLES</b>	<b>8</b>
<b>Article VI.</b>	<b>Modalités de fonctionnement</b>	<b>9</b>
<b>6.1</b>	<b>REGLES DE PRESENTATION ET D'EXECUTION DU PROGRAMME DES TRAVAUX SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE AU SENS DE L'ARTICLE 8 ET DE L'ARTICLE 4 DE L'ANNEXE 1 AU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION</b>	<b>9</b>
<b>6.2</b>	<b>MODALITES DE SUIVI DU PROGRAMME DES TRAVAUX</b>	<b>10</b>
<b>6.3</b>	<b>MODALITES DE SUIVI DES OPERATIONS</b>	<b>10</b>
<b>Article VII.</b>	<b>Suivi de la Convention</b>	<b>11</b>
<b>Article VIII.</b>	<b>Enregistrement</b>	<b>11</b>
<b>Article IX.</b>	<b>Règlement des différends</b>	<b>11</b>
<b>Article X.</b>	<b>Durée de la Convention, prorogation et revoyure</b>	<b>11</b>
<b>10.1</b>	<b>DUREE</b>	<b>11</b>
<b>10.2</b>	<b>PROROGATION DE LA CONVENTION</b>	<b>11</b>
<b>10.3</b>	<b>CLAUDE DE REVOYURE</b>	<b>12</b>

## **APRÈS AVOIR EXPOSÉ QUE :**

Les Parties ont signé, le \_\_\_\_\_ 2019, une convention de concession, à laquelle est joint un cahier des charges, pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur le territoire du Sigeif, pour une durée de 30 ans.

L'article 8 du cahier des charges de concession comporte plusieurs dispositions visant à améliorer l'intégration dans l'environnement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.

Dans le contexte de la signature de la convention de concession, les Parties souhaitent accompagner le développement du territoire du Sigeif, qui s'étend sur 7 départements de la région Ile-de-France, notamment en apportant des réponses adaptées aux collectivités en matière d'enfouissement des réseaux publics d'électricité et d'amélioration de la qualité. Les Parties ont souhaité ainsi pérenniser leurs engagements respectifs en la matière, déclinés initialement dans la convention particulière portant sur la période 2018 à 2020 signée le 21 décembre 2017.

La présente convention (ci-après la « Convention ») se substitue à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 à la convention particulière portant sur la période 2018-2020. Toutefois, les dispositions relatives à l'intégration des ouvrages dans l'environnement prévues par les conventions particulières portant sur les périodes 2015-2017 et 2018-2020 continuent de produire leurs effets concernant les programmes travaux déjà validés pour les années 2017, 2018 et 2019.

## **A CE TITRE, IL EST CONVENU CE QUI SUIT :**

### Article I. Objet de la Convention

La Convention vise à préciser les conditions d'intégration dans l'environnement des lignes aériennes de distribution publique à basse tension sur le territoire de la concession du Sigeif mentionné à l'article 3 de la convention de concession.

Elle a pour objet de définir :

- les conditions d'intégration dans l'environnement des lignes aériennes de distribution publique ;
- les modalités de mise en œuvre des dispositions relatives à la participation financière du gestionnaire du réseau de distribution aux travaux réalisés dans le cadre de l'article 8 du cahier des charges de concession et de l'article 4 de l'annexe 1 audit cahier des charges de concession ;
- les modalités d'application de l'article 13.4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession relatif à la suppression du réseau BT aérien sur Versailles ;
- les modalités de fonctionnement, d'établissement, de suivi, de bilan et de mise en inventaire technique et comptable des ouvrages réalisés.

## Article II. Définition du contenu des opérations d'intégration des ouvrages dans l'environnement

Les Parties conviennent que l'amélioration esthétique des ouvrages du réseau, dans le cadre de l'article 8 du cahier des charges de concession, doit s'apprécier jusqu'à, et y compris, la partie terminale des ouvrages concédés, c'est-à-dire le branchement de l'utilisateur du réseau.

Les opérations d'intégration des ouvrages dans l'environnement, concernant les communes de la concession adhérentes du Sigeif, pour lesquelles la situation après travaux comporte autant ou davantage de supports aériens que la situation avant travaux, ne peuvent pas être retenues dans le programme de travaux prévu à l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

## Article III. Travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante

L'article 8 A) du cahier des charges de concession prévoit que l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement qui font l'objet d'une participation financière du gestionnaire du réseau de distribution.

Les Parties conviennent qu'une part de ces travaux peut contribuer, en complément de leur finalité première qui est l'intégration des ouvrages dans l'environnement, à l'amélioration de la qualité de distribution et à la sécurisation des réseaux de distribution publique d'électricité.

Les modalités de mise en œuvre des dispositions mentionnées aux 2 alinéas ci-dessus sont précisées aux articles 5 et 6 de la Convention.

## Article IV. Travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

### 4.1 Travaux sur les réseaux Basse Tension (BT) existants

Les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution conformément au cahier des charges de concession seront exécutés systématiquement en technique dite « discrète » (posé en façade ou en souterrain) lorsque ceux-ci sont situés à l'intérieur des périmètres de protection. Ces secteurs sont ceux prévus par les dispositions législatives prises en matière de protection de l'environnement (immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, sites classés ou inscrits, secteurs sauvegardés, espaces boisés classés et zones de protection du patrimoine).

En dehors de ces zones, si la solution technique envisagée par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau BT aérien existant est de réaliser les travaux en technique aérienne, l'autorité concédante pourra demander au gestionnaire du réseau de distribution la réalisation en technique discrète des ouvrages projetés.



## 4.2 Travaux de construction de nouveaux réseaux BT

Pour la construction de nouvelles canalisations Basse Tension par le gestionnaire du réseau de distribution, l'intégralité des nouvelles canalisations Basse Tension seront réalisées en technique souterraine ou suivant la technique des réseaux posés sur façades d'immeubles ou tout autre technique appropriée, notamment en zone inondable, sur le territoire de la concession, comme prévu au b) de l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

## Article V. Modalités financières

### 5.1 Participation financière du gestionnaire du réseau de distribution

#### (a) Détermination du montant plafond ( $M_n$ ) de participation au titre du programme travaux article 8 d'une année n

- Au titre de l'année d'entrée en vigueur de la Convention

Le plafond de la participation du gestionnaire de réseau de distribution au financement des travaux réalisés au titre du programme travaux de l'année d'entrée en vigueur de la Convention, relevant de l'article 8 et de l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession, est fixé à :

$$M_{2020} = 1\,900\,000\text{€}$$

- Au titre de chaque année suivante

Au titre de chaque année suivante, le montant  $M_n$  est revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$M_n = M_{n-1} \times (ING_n / ING_{n-1}) \times (LA_n / LA_{n-1})$$

où :

- $M_n$  est le plafond (en euros HT) de la participation du gestionnaire du réseau de distribution pour l'année n
- $LA_n$  et  $LA_{n-1}$  désignent respectivement les valeurs de longueur de réseau aérien au 31 décembre de l'année précédant l'année n et au 31 décembre de l'année précédant l'année n-1.
- $ING_n$  et  $ING_{n-1}$  désignent respectivement les valeurs de l'index « ingénierie », tel que publié par l'INSEE, du mois de décembre de l'année précédant l'année n et du mois de décembre de l'année précédant l'année n-1.

Il n'y a pas de possibilité de report du montant de participation  $M_n$ , sur les exercices antérieurs ou postérieurs, que ce soit en totalité ou en partie.

**(b) Taux de participation du gestionnaire du réseau de distribution aux travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante mentionnés à l'article III et aux travaux sous sa propre maîtrise d'ouvrage mentionnés au dernier alinéa de l'article 4.1**

Dans la limite du plafond défini à l'article 5.1 (a) :

- pour les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, le taux de participation du gestionnaire du réseau de distribution est de :
  - 50 % pour les travaux réalisés à l'intérieur des périmètres de protection visés au a) de l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession ;
  - 40 % pour les travaux réalisés à l'extérieur des périmètres précités.
- pour les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution, dans le cas indiqué au dernier alinéa de l'article 4.1, la participation mise à sa charge portera uniquement sur la différence entre le coût de la solution en technique discrète et l'estimation du coût de la solution en technique aérienne initialement envisagée par le gestionnaire du réseau de distribution. Cette participation sera calculée en appliquant à cette différence les mêmes taux que ci-dessus, le solde étant à la charge de l'Autorité Concédante.

**(c) Participation complémentaire du gestionnaire du réseau de distribution pour les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante qui contribuent à la résorption des réseaux BT aériens en fils nus présentant un risque incidentogène**

Les travaux d'intégration dans l'environnement des réseaux aériens nus BT présentant un risque incidentogène, tels que définis par le gestionnaire du réseau de distribution, feront l'objet d'une participation financière complémentaire de 40%.

Ce taux de participation s'applique à la même assiette de travaux que celle retenue à l'article 5.1(b).

Cette participation complémentaire sera exclue du calcul du plafond défini à l'article 5.1 (a) de la Convention, sans pouvoir excéder un montant total de 300 000€ par an.

5.2 [Modalités d'application de l'article 13.4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession relatif aux opérations de suppression du réseau aérien BT sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante en lien avec les travaux de voirie de Versailles](#)

L'enfouissement des réseaux sur le territoire de la commune de Versailles est réalisé sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution ou de l'autorité concédante, suivant les dispositions énoncées à l'article 13.4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution participe au financement des travaux d'enfouissement des réseaux électriques réalisés dans le cadre de l'article 8 du cahier des charges de concession sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante en appliquant les taux de participation prévus au (b) de l'article 5.1.

Les modalités d'instruction et d'exécution du programme de travaux d'enfouissement des réseaux réalisés suivant les dispositions de l'article 8 du cahier des charges de concession sont identiques à celles décrites à l'article 6.

Au titre de l'année d'entrée en vigueur de la Convention, le plafond de la participation du gestionnaire de réseau de distribution au financement des travaux d'enfouissement des réseaux sur le territoire de la commune de Versailles réalisés au titre du programme travaux de l'année d'entrée en vigueur de la Convention est fixé à :

$$Mv_{2020} = 118\,500 \text{ €}$$

Au titre de chaque année suivante, le montant  $Mv_n$  est revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$Mv_n = Mv_{n-1} \times (ING_n / ING_{n-1})$$

où :

- $Mv_n$  désigne le plafond (en euros HT) de la participation du gestionnaire du réseau de distribution pour l'année n
- $ING_n$  et  $ING_{n-1}$  désignent respectivement les valeurs de l'index « ingénierie », tel que publié par l'INSEE, du mois de décembre de l'année précédant l'année n et du mois de décembre de l'année précédant l'année n-1.

Le plafond  $Mv_n$  est défini en complément du plafond  $M_n$ .

Il n'y a pas de fongibilité entre les deux plafonds  $M_n$  et  $Mv_n$ .

Il n'y a pas de possibilité de report du montant de participation  $Mv_n$ , sur les exercices antérieurs ou postérieurs, que ce soit en totalité ou en partie.

## Article VI. Modalités de fonctionnement

### 6.1 Règles de présentation et d'exécution du programme des travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante au sens de l'article 8 et de l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession

L'autorité concédante adresse au gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 décembre de l'année n-1 son programme prévisionnel des travaux pour l'année n mentionné à l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

Le programme prévisionnel comporte au minimum les informations suivantes pour chaque opération qui y figure : commune et localisation des travaux, montant HT prévisionnel, numéro d'affaire, date prévisionnelle d'engagement des travaux.

Les opérations contribuant à la résorption de portions de réseau aérien basse tension en fils nus y sont identifiées ainsi que l'estimation des longueurs de réseaux correspondantes.

La liste définitive des travaux constituant le programme de travaux pour l'année (n) (ci-après « programme travaux « article 8 » de l'année (n) ») et le montant de la contribution annuelle du gestionnaire du réseau de distribution correspondant (ci-après « contribution « article 8 »

de l'année (n) ») sont fixés d'un commun accord avant le 30 juin de l'année (n), après avis de la commission de suivi mentionnée à l'article 18 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution participe au financement du programme travaux article 8 de l'année (n) dans la limite du plafond de la contribution « article 8 » de l'année (n) défini à l'article V, dans les conditions précisées à l'article VI ci-après.

Pour être éligible à la participation financière au titre de l'article 8 pour l'année (n), chaque opération inscrite au programme article 8 de l'année (n) doit remplir les deux conditions suivantes :

- la date d'engagement des travaux est antérieure au 31 décembre de l'année (n+1), la date d'engagement des travaux étant constatée à partir de la réception par le gestionnaire du réseau de distribution de la déclaration de commencement des travaux établie par le maître d'ouvrage conformément à l'article 16 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession
- et la date d'achèvement est antérieure au 31 décembre de l'année (n+3), la date d'achèvement des travaux étant constatée à partir de la réception par le gestionnaire du réseau de distribution de l'ensemble des justificatifs de paiement des travaux, sauf cas particulier motivé par le Sigeif (litige, arrêt de chantier, ...) et avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Par ailleurs, les Parties conviennent que les longueurs de réseau aérien basse tension en fils nus résorbées chaque année dans le cadre de l'exécution du ou des programmes annuels de travaux « article 8 » seront prises en compte par le gestionnaire de réseau pour le calcul de l'objectif correspondant, mentionné au schéma directeur des investissements décrit à l'annexe 2-A au cahier des charges de concession.

## 6.2 Modalités de suivi du programme des travaux

Les Parties réalisent tous les ans, au cours du premier trimestre de chaque année et de façon concertée :

- un bilan de l'exécution des programmes travaux « article 8 » en cours, en mentionnant pour chaque opération, son état d'avancement (travaux engagés, travaux non engagés, travaux achevés), le montant total HT des travaux (prévisionnels ou définitifs selon l'état d'avancement),
- un point sur la consommation des contributions annuelles « article 8 » correspondantes.

## 6.3 Modalités de suivi des opérations

L'autorité concédante s'engage, pour chaque opération réalisée sous sa maîtrise d'ouvrage, à informer le gestionnaire du réseau de distribution de son déroulement, en particulier par la transmission de la déclaration de commencement de travaux.

Dès la fin du chantier, l'autorité concédante établit un bilan général des dépenses qui mentionne le coût total des travaux, la participation du gestionnaire du réseau de distribution, ainsi que le montant éligible à l'assiette de part R2 de la redevance de concession et l'année

de versement concernée. Ce bilan, accompagné de l'attestation du paiement des travaux, est transmis au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à indiquer à l'autorité concédante le montant des travaux éligibles à sa participation au titre de l'article 8, ainsi que le montant éligible à l'assiette de part R2 de la redevance de concession et l'année de versement concernée, au plus tard deux mois après réception du bilan général des dépenses en lui retournant ce document complété et signé.

Les ouvrages remis par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution sont valorisés et mis en immobilisation par ce dernier. Pour chaque opération ayant donné lieu à un bilan général des dépenses, la valeur immobilisée est communiquée à l'autorité concédante, dans la mesure du possible lorsque ce bilan lui est retourné dans les conditions prévues au paragraphe précédent.

## Article VII. Suivi de la Convention

Le Directeur général du Sigeif pour l'autorité concédante et le Directeur territorial en Hauts-de-Seine pour le gestionnaire de réseau de distribution sont chargés du suivi de la Convention et en seront les correspondants pour toute question y afférente.

## Article VIII. Enregistrement

La Convention ne fera l'objet d'aucun enregistrement. Si toutefois l'une des Parties souhaitait son enregistrement, elle en supporterait seule les frais.

## Article IX. Règlement des différends

Les Parties s'engagent à rechercher un règlement à l'amiable de tout différend résultant de la Convention.

A défaut de règlement amiable dans un délai raisonnable, le litige est porté, à la diligence de l'une ou l'autre Partie, devant le tribunal compétent.

## Article X. Durée de la Convention, prorogation et revoyure

### 10.1 Durée

La Convention prendra effet au 1<sup>er</sup> janvier 2020 pour une période de 4 ans.

### 10.2 Prorogation de la Convention

Nonobstant les dispositions prévues au 10.03, la Convention est prorogée à la demande de l'autorité concédante, pour une durée de 4 ans, aux mêmes conditions, sans excéder la durée du contrat de concession signé le \_\_\_\_\_, si au 31 mai précédant le terme de la Convention, les Parties constatent, sur le territoire de la concession, la réalisation des conditions cumulatives suivantes :

- le linéaire d'aérien fils nus déposé représente plus d'un tiers du linéaire aérien BT intégré dans l'environnement par l'autorité concédante lors des quatre dernières années ;

- les engagements définis à la Convention sont respectés.

Ce constat est établi en Commission de suivi, telle que définie à l'article 18 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Une fois approuvé ce constat partagé, la Convention est prorogée par voie d'avenant, dans les mêmes conditions, sous réserve notamment de l'évolution éventuelle du périmètre et des caractéristiques de la concession telle que prévue à l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

### 10.3 Clause de revoyure

Les parties conviennent de se rencontrer pour examiner une éventuelle adaptation de la Convention :

- en cas de dispositions législatives ou réglementaires nouvelles applicables au cahier des charges de concession et portant notamment sur l'intégration dans l'environnement des ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité ou instaurant de nouveaux financements pour l'intégration desdits ouvrages dans l'environnement ;
- en cas d'évolution significative du périmètre de la concession, entraînant une évolution des longueurs de réseaux de plus de 10% ;
- si le montant de participation versée par le gestionnaire de réseau de distribution, dépasse de plus de 20%, le plafond fixé au 5.1 (a) au titre de l'année d'entrée en vigueur de la Convention.

Fait à Paris, en trois exemplaires, le \_\_\_\_\_

Pour l'autorité concédante,  
Le Président du SIGEIF,

Pour le gestionnaire du réseau de distribution,  
La Directrice régionale Enedis  
Île-de-France Ouest,

**M. Jean-Jacques GUILLET**  
Maire de Chaville

**Mme. Karine REVCOLEVSCHI**

ANNEXE N° 19-28

OBJET :

Convention relative à la cartographie à moyenne  
échelle des ouvrages des réseaux publics de  
distribution de la concession du Sigeif

---

LE COMITÉ,

Vu le Code Général des Collectivités Territoriales et notamment son article L. 2224-31 en application duquel le Sigeif assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue à Enedis conformément à la loi et au contrat de concession,

Vu le cahier des charges annexé à la convention de concession conclue entre le Sigeif et Enedis et notamment son article 45 relatif à la cartographie du réseau et précisant que, s'agissant de la cartographie à moyenne échelle, une convention spécifique peut définir les modalités des échanges réciproques de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux,

Considérant que le Sigeif et Enedis entendent ainsi fixer d'un commun accord les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle,

Considérant que seuls les délégués représentant les collectivités ayant transféré la compétence d'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente prenant part au vote,

À l'unanimité,

DÉLIBÈRE :

Article 1<sup>er</sup> : - Approuve la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution de la concession du Sigeif.

Article 2 : - Autorise le Président à signer la convention ainsi qu'à prendre toute décision nécessaire à son application.

---

**Convention entre l'autorité concédante et le Gestionnaire de Réseau  
relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux  
publics de distribution de la concession du SIGEIF**

**ENTRE**

• Le Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Electricité en Ile-de-France (SIGEIF), autorité organisatrice du service public du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur le territoire de la concession du SIGEIF, domicilié 64 bis, rue de Monceau à Paris 8ème, représenté par Monsieur Jean-Jacques GUILLET, agissant en qualité de Président, et dûment habilité à cette fin, en vertu de la délibération n° \_\_\_\_\_ du comité en date du \_\_\_\_\_.

**désigné ci-après « l'Autorité Concédante »,**

**D'UNE PART,**

**ET**

• Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à Directoire et à Conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Madame Karine REVCOLEVSCHI, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le \_\_\_\_\_ par M. Philippe MONLOUBOU, faisant élection de domicile au 1-3, rue Stephenson, 78180, Montigny-le-Bretonneux,

**désignée ci-après « le Gestionnaire de Réseau », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité**

**D'AUTRE PART,**

**ou individuellement désignés « la Partie », et ensemble « les Parties ».**



## **IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :**

### **PREAMBULE**

L'Autorité Concédante assure le contrôle du bon accomplissement de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité dévolue au Gestionnaire de Réseau conformément à la loi et au contrat de concession.

Le Gestionnaire de Réseau est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, il établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la réglementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges du contrat de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Gestionnaire de Réseau le \_\_\_\_\_.

Par ailleurs, dans le cadre des compétences que l'Autorité Concédante peut être amenée à exercer conformément à ce que prévoit la loi et dans le cadre défini par le contrat de concession, celle-ci transmet au Gestionnaire de Réseau une cartographie des ouvrages qu'elle a réalisés et remis au Gestionnaire de Réseau afin d'être incorporés au réseau concédé en vue de leur exploitation.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités d'échanges de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

### **ARTICLE 1<sup>er</sup> – OBJET DE LA CONVENTION**

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières des échanges de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, en application de l'article 45 du cahier des charges du contrat de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Gestionnaire de Réseau.

### **ARTICLE 2 – PROCESSUS D'ETABLISSEMENT DES PLANS A MOYENNE ECHELLE**

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution d'électricité étant du ressort du Gestionnaire de Réseau, celui-ci spécifie les caractéristiques, précisées en annexe, de la représentation des ouvrages du réseau qui lui sont concédés.

Ces caractéristiques constituent la référence pour les Parties dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Le Gestionnaire de Réseau s'engage à informer préalablement l'Autorité Concédante des modifications qui seraient apportées à ces caractéristiques et affecteraient les conditions d'exécution de la Convention.

Les plans des ouvrages du réseau à moyenne échelle sont établis à l'échelle 1/ 2000ème.

La représentation des ouvrages du réseau comporte, *a minima*, les données des dossiers établis au titre de l'article R. 323-25 du Code de l'énergie.

Le Gestionnaire de Réseau et l'Autorité Concédante ou, le cas échéant, les entreprises qui ont été chargées de réaliser les travaux, établissent des plans définitifs les plus précis possibles après travaux.

☞ Le « plan définitif » désigne le plan après travaux : en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géoréférencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN....).

Afin que le Gestionnaire de Réseau puisse assurer la mise à jour des bases de données technique et comptable dont il assure la gestion, l'Autorité Concédante remet au Gestionnaire de Réseau :

- le PGO (Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits) avant la déclaration de conformité préalable à la remise d'ouvrage (avec la PME : Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage).
- la documentation décrite en annexe 1 après la phase de réalisation des travaux, dans un délai de 2 mois.

### ARTICLE 3 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Gestionnaire de Réseau remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

#### 3.1 Nature des données communiquées par le Gestionnaire de Réseau

Les données communiquées par le Gestionnaire de Réseau au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

Les données portent sur les types d'ouvrages suivants :

- poste source,
- poste de distribution publique,
- armoire HTA,
- appareil de coupure aérien HTA,
- tronçon aérien HTA,
- tronçon souterrain HTA,
- tronçon aérien BT,
- tronçon souterrain BT.

La nature des données fournies est précisée en annexe 2 de la Convention.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géo-référencés pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

#### 3.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Gestionnaire de Réseau

Les données sont fournies au format SHAPE (*par défaut*).

La saisie des métadonnées devra être conforme au standard en vigueur décrit en annexe 2.

☞ *Format à préciser en fonction de la demande de l'Autorité Concédante étant entendu que les formats autres que SHAPE ne comportent pas de données attributaires.*

*Les données mentionnées au 3.1 sont communiquées par le Gestionnaire de Réseau sans fond de plan (hors format PDF).*

Les données sont transmises par CD-ROM, clé USB ou tout autre moyen adapté, dès lors qu'il convient aux Parties, tel que des plateformes de téléchargement (serveurs FTP).

Le Gestionnaire de Réseau fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, à des dates convenues d'un commun accord entre les Parties, ou à défaut, au 30 juin et au 31 décembre de chaque année.

*☞ Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA). Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.*

### **3.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Gestionnaire de Réseau**

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Gestionnaire de Réseau d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Gestionnaire de Réseau et l'implantation réelle des ouvrages concédés, le Gestionnaire de Réseau examine le bien-fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Gestionnaire de Réseau fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques mises à jour.

*☞ Par défaut un total d'écarts en valeur absolue supérieur à 1 km est considéré comme significatif.*

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Gestionnaire de Réseau sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

#### **ARTICLE 4 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAU**

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Gestionnaire de Réseau à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Gestionnaire de Réseau :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
  - le niveau de tension (HTA, BT),
  - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
  - la section du conducteur,
  - la nature du conducteur,
  - la date de construction (si disponible).
- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;
- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;
- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité Concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Gestionnaire de Réseau a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Gestionnaire de Réseau pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.

Le Gestionnaire de Réseau fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Gestionnaire de Réseau de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Gestionnaire de Réseau fait de même vis-à-vis de l'Autorité Concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Gestionnaire de Réseau pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus de trois mois, acter la caducité de la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

## **ARTICLE 5 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES**

### **5.1 Utilisation des plans et données cartographiques**

Chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés énoncés à l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Gestionnaire de Réseau : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

### **5.2 Prestataires**

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recouru à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 3 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 5.1 du présent article.

## **ARTICLE 6 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES**

L'Autorité Concédante reconnaît être informée des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L. 111-73, L. 111-81 et R. 111-26 à R. 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Gestionnaire de Réseau qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le Gestionnaire de Réseau :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

## **ARTICLE 7 – RESPONSABILITE**

### **7.1 Utilisation des plans et données cartographiques**

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

### **7.2 Exclusion de responsabilité**

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

## **ARTICLE 8 – REGLEMENT DES DIFFERENDS**

Les Parties s'engagent à rechercher un règlement à l'amiable de tout différend résultant de la Convention. A défaut de règlement amiable dans un délai raisonnable, le différend sera inscrit à l'ordre du jour de la prochaine réunion de la commission de suivi du cahier des charges. Si le désaccord persiste et avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation mentionnée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine, pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, le différend est porté, à la diligence de l'une ou l'autre Partie, devant le tribunal compétent.

## **ARTICLE 9 – DUREE DE LA CONVENTION ET RENOUVELLEMENT**

### **9.1 Durée**

La Convention prendra effet au 1er janvier 2020 pour une période de 4 ans.

### **9.2 Renouvellement de la Convention**

La Convention est renouvelée tous les 4 ans, au moment du renouvellement du programme pluriannuel de travaux décrit à l'annexe 2 du cahier des charges de concession, en tenant compte des adaptations résultant des articles 8 et 9.3.

### 9.3 Clauses de réexamen de la convention

Les Parties conviennent de se rencontrer, si nécessaire, une fois par an afin d'effectuer un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

Elles conviennent également de se rencontrer pour examiner une éventuelle adaptation de la Convention en cas de dispositions législatives ou réglementaires nouvelles applicables au cahier des charges de concession et portant notamment sur les données relatives au réseau public de distribution.

### ARTICLE 10 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et les annexes font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Fait à Paris, en deux exemplaires, le

Pour l'autorité concédante,

Le Président du SIGEIF,

M. Jean-Jacques GUILLET  
Maire de Chaville

Pour le gestionnaire du réseau de distribution,

La Directrice régionale  
Enedis  
Île-de-France Ouest

Mme. Karine REVCOLEVSCHI

## **Annexe 1 : Documentation remise par l'autorité concédante**

**La documentation mentionnée à l'article 2 est composée des pièces ci-après :**

- page de garde
- plan(s) de situation
- schéma(s) électrique(s) et repérage des ouvrages
- plan de découpage des folios
- mise à jour du tableau des terres avec les valeurs réelles mesurées après travaux
- mise à jour du tableau des conducteurs, quantités posées et déposées ou abandonnées mises à jour en cas de modification du tracé après la phase de réalisation des travaux
- mise à jour du tableau de traçabilité des accessoires complété avec les références ; marques des accessoires ainsi que le nom de l'opérateur
- Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits.

## Annexe 2 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

### Liste des données cartographiques communiquées par le Gestionnaire de Réseau en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)

#### Poste Source

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

#### Poste électrique : cas des Postes de distribution publique

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Poste
NOM_POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes clients consommateurs et producteurs n'est pas renseigné
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inconnu</li> <li>• Distribution Publique</li> <li>• Client HTA</li> <li>• Distribution Publique - Client HTA</li> <li>• Répartition</li> <li>• Production</li> <li>• Transformation HTA/HTA</li> <li>• DP - Client HTA - Production</li> <li>• Client HTA – Production</li> <li>• DP – Production</li> </ul>
T_DE_POSTE	Type du poste : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inconnu</li> <li>• CH - Cabine Haute</li> <li>• CB - Cabine Basse</li> <li>• IM - En Immeuble</li> <li>• EN - En Terre</li> <li>• CC - Cabine De Chantier</li> <li>• UC - Urbain Compact</li> <li>• RC - Rural Compact</li> <li>• UP - Urbain Portable (PAC)</li> <li>• RS - Rural poste socle</li> <li>• DI - Divers</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SA - Poste Au Sol Simplifié de Type A</li> <li>• SB - Poste Au Sol Simplifié de Type B</li> <li>• H6 - Poteau H61</li> <li>• PO - Poteau non H61</li> <li>• CS - Poste Rural Compact Simplifié</li> <li>• IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement</li> </ul>
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT <ul style="list-style-type: none"> <li>• Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs</li> </ul>
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biogaz</li> <li>- Biomasse</li> <li>- Cogénération</li> <li>- Dispatchable</li> <li>- Déchets ménagers et assimilés</li> <li>- Eolien</li> <li>- Freinage régénératif</li> <li>- Géothermie</li> <li>- Hydraulique</li> <li>- Inconnu</li> <li>- Photovoltaïque</li> <li>- Pile à combustible</li> <li>- Thermique fossile</li> </ul>
NB PROD BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biogaz</li> <li>- Biomasse</li> <li>- Cogénération</li> <li>- Dispatchable</li> <li>- Déchets ménagers et assimilés</li> <li>- Eolien</li> <li>- Freinage régénératif</li> <li>- Géothermie</li> <li>- Hydraulique</li> <li>- Inconnu</li> <li>- Photovoltaïque</li> <li>- Pile à combustible</li> <li>- Thermique fossile</li> </ul>
PBT INF 36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT SUP 36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI INF 36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI SUP 36	Nombre de client > à 36 kva
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Armoire HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM ARMOIRE	Nom de l'armoire
LIBELLE_CO	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
TYPE	<b>Type d'armoire :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Manuelle</li> <li>• Manuelle à 3 interrupteurs</li> <li>• Manuelle avec dérivation</li> <li>• Télécommandée</li> <li>• Télécommandée à 3 interrupteurs</li> <li>• Manuelle à 4 interrupteurs</li> <li>• Télécommandée à 4 interrupteurs</li> </ul>
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Appareil de coupure aérien HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO
LIBELLE_CO	
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme
TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Remontée aérosouterraine BT**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS BT	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Remontée aérosouterraine HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE GDO	Code Gdo de la remontée Aérosouterraine HTA
RAS HTA	Oui
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune

CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm2
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Quand Tronçon Aérien HTA traité PDV = PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
TENSION	Niveau de tension (en KV)

### Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm2
TECHNOLOGIE	Type de câble (Exemple : Synthétique, HN-23 S26)
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
TENSION	Niveau de tension (en KV)

### Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm2
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
NATURE_METAL	AM, AL, CU
SECTION_PHASE	En mm2
TECHNOLOGIE	Type de câble
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)

Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)

### Dipôle Source BT

La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans SIG, elle est évaluée avec la date de construction.

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Dipole Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur
P_CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1946 et 1969)
P_1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P_1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source
P_NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976 )
P_AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U_MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE_TENS	Chute de tension totale
P_MAX_ADM_T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG_TOT_D	Longueur Totale du Départ
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

### Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ
P de PC	Pourcentage de câble avec isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
Nom_Commun	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Jonction HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code Gdo de la jonction HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Connexion HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code Gdo de la connexion HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Postes électriques : cas des Postes de Répartition**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

**Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
Libelle_Co	Nom de la commune
Code_insee	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L.332-15 du code de l'urbanisme, avec les éléments suivants :

**Raccordement aérien BT**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de	AM, AL, CU
Section_f	En mm2
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

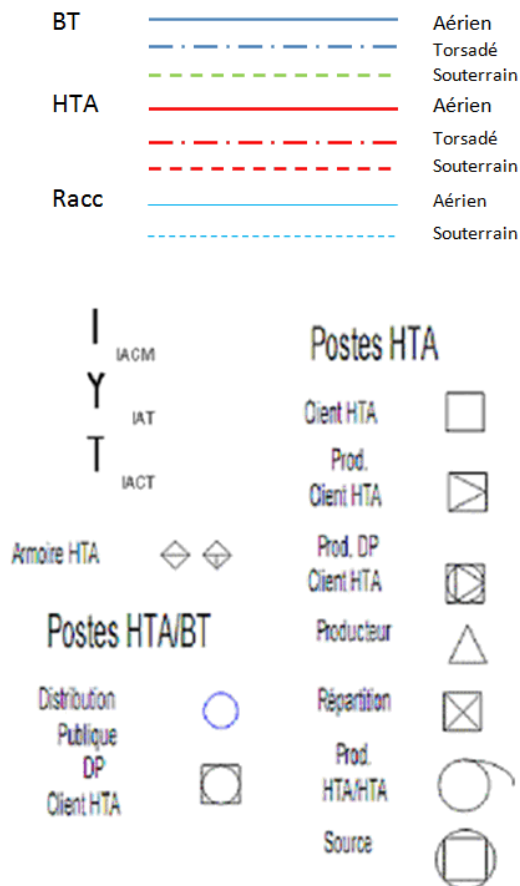
**Raccordement souterrain BT**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Date_de_co	Date de construction
Longueur_s	Longueur électrique (en mètre)
Nature_de	AM, AL, CU
Section_f	En mm2
Nom_Commune	Nom(s) de la (des) commune(s)
Code_insee	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession

## Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Gestionnaire de Réseau dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



## Représentation des métadonnées de distribution d'électricité à moyenne échelle :

SIGEIF  
Modèle 2019

Saisie des métadonnées d'une données géographique

Description	
Intitulu de la ressource :	<input type="text"/> <b>Nom de la couche avec l'intitulé et l'année correspondante</b> Exemple : POSTE_REPARTITION_2017
Référence temporelle	<input type="text"/> jj/mm/aaaa
Etendue temporelle : (début)	<input type="text"/> jj/mm/aaaa
(fin)	<input type="text"/> jj/mm/aaaa
Contact(s)	
Responsable de la ressource	Organisme : <input type="text"/> Adresse : <input type="text"/> Ville : <input type="text"/> Code postal : <input type="text"/> e-mail : <input type="text"/> rôle : <input type="text"/>
Informations complémentaires sur la ressource	
Référentiel de coordonnées :	<input type="text"/> <b>Description du ou des référentiels de coordonnées utilisés dans la ressource</b>
Recalagage réalisé	<input type="checkbox"/> Oui <input type="checkbox"/> Non <b>Recalagage du réseau réalisé</b>



### **Annexe 3 : Acte d'engagement**

#### CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU GESTIONNAIRE DE RESEAU ENEDIS PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis \_\_\_\_\_

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis)  
\_\_\_\_\_ (adresse)

**Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)**

à : ... (Nom du prestataire)  
\_\_\_\_\_ (adresse)

**Ci-après désigné : « le prestataire »**

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : ENEDIS) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à \_\_\_\_\_, le \_\_\_\_\_

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

**L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.**

ANNEXE N° 19-29

OBJET :

Convention particulière relative à l'accompagnement  
de la mobilité électrique (MOBE)

---

LE COMITÉ,

Vu le Code général des collectivités territoriales et notamment son article L. 2224-37 en application duquel les communes peuvent transférer la compétence relative aux infrastructures de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31 du même Code,

Vu les statuts du Sigeif et notamment leur article 2.04 relatif à l'exercice par le Syndicat de cette compétence,

Vu l'article 19 du cahier des charges 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 prévoyant qu'Enedis réponde aux demandes de porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité,

Considérant que, à ce titre, Enedis peut notamment proposer au Sigeif :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique,

Considérant que, pour le déploiement d'infrastructures de recharge de véhicules électriques, Enedis et le Sigeif souhaitent développer une relation partenariale et que l'article 15.4 de l'annexe 1 au cahier des charges précise à ce titre qu'Enedis effectue notamment une analyse de tous les projets de mobilité électrique ayant un impact sur le réseau ainsi que toutes les études nécessaires aux raccordements d'infrastructures de recharge de véhicules électriques, en fonction de la localisation de chaque site identifié et de la puissance des raccordements demandés,

Considérant que ce même article 15.4 prévoit qu'une convention précise en particulier les modalités d'intervention d'Enedis dans le cadre des analyses d'impact ainsi que les conditions dans lesquelles le Sigeif est informé du suivi et du bon déroulement des raccordements,

Considérant que le réseau public de distribution a vocation à s'adapter et à faciliter l'essor des nouveaux usages de consommation, tels que la mobilité électrique, et que le Sigeif et Enedis entendent ainsi définir les modalités d'accompagnement par Enedis du projet d'installation de bornes de recharge au regard des enjeux liés à l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité,

- 20

Seuls les délégués représentant les collectivités ayant transféré la compétence d'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente prenant part au vote,

À l'unanimité,

DÉLIBÈRE :

Article 1<sup>er</sup> : - Approuve la convention particulière relative à l'accompagnement de la mobilité électrique.

Article 2 : - Autorise le Président à signer la convention ainsi qu'à prendre toute décision nécessaire à son application.

---

**Convention particulière relative  
à l'accompagnement de la Mobilité Electrique  
Analyse de l'impact sur le réseau électrique d'un projet  
d'installation de bornes de recharge de véhicules électriques**

\*\*\*\*\*

**Entre les soussignés :**

- **Le Syndicat Intercommunal pour le Gaz et l'Electricité en Ile-de-France** (Sigeif), dont le siège est situé au 64 bis, rue de Monceau, Paris 8ème, représenté par Monsieur Jean-Jacques GUILLET, Président du Sigeif, dûment habilité à l'effet des présentes par délibération du Comité d'administration n° \_\_\_\_\_ en date du 16 septembre 2019,

**ci-après désigné « Sigeif » ou « le porteur de projet » ,**

**d'une part,**

**Et**

- **Enedis**, Société Anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles, 92079 Paris La Défense, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Madame Karine REVCOLEVSCHI, Directrice régionale Île-de-France Ouest, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie par le Directoire et le Président du Directoire, faisant élection de domicile au 1-3, rue Stephenson, 78180 Montigny-le-Bretonneux,

**ci-après désignée « Enedis » ,**

**d'autre part,**

**Ou ensemble désignées « les Parties ».**

## Sommaire

<b><u>PREAMBULE</u></b>	<b>3</b>
<b><u>ARTICLE 1. DÉFINITIONS</u></b>	<b>3</b>
<b><u>ARTICLE 2. OBJET DE LA CONVENTION</u></b>	<b>3</b>
<b><u>ARTICLE 3. ENGAGEMENTS DES PARTIES</u></b>	<b>4</b>
<b>3.1 ENGAGEMENTS DU PORTEUR DE PROJET</b>	<b>4</b>
<b>3.2 ENGAGEMENTS D'ENEDIS</b>	<b>4</b>
<b>3.3 IMPACT SUR LE RESEAU</b>	<b>4</b>
A) ANALYSE D'IMPACT RESEAU	4
B) PROPOSITION DE ZONES DE LOCALISATION ALTERNATIVES	5
C) INTERLOCUTEURS PRIVILEGES « RACCORDEMENTS ET MISE EN SERVICE »	5
<b><u>ARTICLE 4. MODALITÉS DE MISE EN OEUVRE ET DE SUIVI</u></b>	<b>5</b>
<b><u>ARTICLE 5. MODALITÉS FINANCIERES</u></b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 6. DURÉE DE LA CONVENTION</u></b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 7. CONFIDENTIALITÉ</u></b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 8. RESPONSABILITÉS ET ASSURANCES</u></b>	<b>6</b>
<b>8.1 RESPONSABILITES DES PARTIES</b>	<b>6</b>
<b>8.2 ASSURANCES ET GARANTIES</b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 9. LITIGES</u></b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 10. RÉSILIATION</u></b>	<b>6</b>
<b><u>ARTICLE 11. INTÉGRALITÉ ET MODIFICATION DE LA CONVENTION</u></b>	<b>7</b>
<b><u>ARTICLE 12. REPRÉSENTATION DES PARTIES</u></b>	<b>7</b>

## PREAMBULE

Enedis, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, a pour mission, au titre de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, « d'assurer dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires » (4°), l'accès au réseau public de distribution d'électricité (RPD), et doit, à cette fin, « fournir aux utilisateurs des réseaux, les informations nécessaires à un accès efficace » (5°) au RPD.

Dans ce cadre, Enedis accompagne, tout porteur de projet en matière de mobilité électrique en réalisant à sa demande, une première estimation générale des impacts de son projet sur le réseau public de distribution basse tension (BT).

Le Sigeif a pour projet d'installer des bornes de recharge pour les véhicules électriques sur le territoire des communes lui ayant délégué leur compétence « installation et exploitation d'infrastructures de recharge de véhicules électriques » telle que mentionnée à l'article 2.04 de ses statuts.

Sur certains points à raccorder, plusieurs hypothèses de puissance sont envisagées. Il souhaite donc disposer d'informations lui permettant de faciliter et confirmer sa décision d'investissement en obtenant une première estimation des contraintes liées aux capacités des réseaux de distribution d'électricité, au regard notamment des travaux qui s'avéreraient nécessaires (renforcement, extension, déplacement d'ouvrage, ...).

Le Sigeif et Enedis conviennent par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), des modalités d'accompagnement par Enedis du projet d'installation de bornes de recharge au regard des enjeux liés à l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité.

**CECI ETANT PREALABLEMENT EXPOSE, IL A ETE CONVENU CE QUI SUIT.**

## ARTICLE 1. DÉFINITIONS

Les termes et expressions, dont la première lettre est en capitale, auront la signification qui leur est donnée en page de présentation des Parties, dans le préambule ou ci-dessous.

« Annexe » désigne une annexe de la Convention.

« Article » désigne un article de la Convention.

« Réseau Public de Distribution d'Électricité » ou « RPD » désigne l'ensemble des ouvrages affectés à la distribution publique d'électricité, dans les limites et conditions précisées par la loi et les cahiers des charges des contrats de concession de distribution électrique, gérés par Enedis sur sa zone de desserte exclusive (conformément à l'alinéa 3 IV de l'article L. 2234-31 du CGCT).

« Station de recharge » ou « Station » désigne un emplacement de stationnement permettant la charge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Une Station regroupe une borne ou un ensemble de bornes de recharge gérées par un même opérateur et alimentées depuis un même point de livraison raccordé au RPD.

## ARTICLE 2. OBJET DE LA CONVENTION

La Convention définit les conditions dans lesquelles à la demande du Porteur de projet, Enedis effectue une analyse de l'impact sur le RPD BT, des raccordements qu'il envisage, en fonction de la localisation de chaque site identifié et de la puissance des raccordements demandée.

La Convention précise également les conditions dans lesquelles le Porteur de projet est informé du suivi et du bon déroulement de ses raccordements.

## ARTICLE 3. ENGAGEMENTS DES PARTIES

### 3.1 Engagements du Porteur de projet

Le Porteur de projet s'engage à :

- fournir à Enedis ses projets de Stations sous forme de tableau. Ce tableau comprend les coordonnées GPS des Stations qui sont déjà localisées de façon précise et la ou les puissances de raccordement souhaitées ;
- se prononcer sur les propositions de zones d'implantation alternatives d'Enedis et le cas échéant sur les nouvelles localisations des sites, dans un délai de 4 (quatre) semaines à compter de la réception desdites propositions ;
- mettre à jour la liste des sites, leur localisation et la puissance de raccordement, en accord avec la collectivité locale concernée, sur le territoire de laquelle le projet de Station est lancé. Il communique le tableau mis à jour à Enedis.

A l'issue de l'analyse d'impact réseau, le Porteur de projet effectue ses demandes de raccordement dans le respect de la documentation technique de référence publiée sur le site d'Enedis et des textes réglementaires en vigueur.

### 3.2 Engagements d'Enedis

Enedis s'engage à réaliser les missions qui lui sont confiées au titre de l'Article 3.3 et, à ce titre, à :

- tenir une réunion de lancement du projet, telle que mentionnée à l'Article 4,
- signaler les territoires concernés par le raccordement des Stations mentionnées par le Porteur de projet sur lesquels Enedis n'est pas le gestionnaire de RPD,
- respecter le délai stipulé à l'Article 4 sous réserve des retards qui seraient imputables au Porteur de projet ; et fournir un planning prévisionnel indicatif,
- réaliser des points réguliers avec le Porteur de projet dans le cadre d'un comité de pilotage, dans les conditions fixées par l'Article 4,
- tenir une réunion de présentation des résultats et de clôture du projet, telle que mentionnée à l'Article 4.

### 3.3 Impact sur le réseau

#### a) Analyse d'impact réseau

Pour chaque Station, pour laquelle le Porteur de projet a défini précisément la puissance et la géolocalisation souhaitées (le couple « puissance/coordonnées »), Enedis étudie l'impact sur le réseau public BT, selon les modalités prévues ci-dessous.

Les résultats de l'analyse sont présentés sur la base d'un code couleur (bleu, vert, orange, rouge) correspondant pour le raccordement de chaque Station, aux différents niveaux de contrainte sur le réseau, définis comme suit :

- Le code bleu signifie que le raccordement a lieu en réseau BT existant et ne présente pas de contrainte particulière, ni de besoin de renforcement, ni d'extension.
- Le code vert signifie que le raccordement a lieu en réseau BT existant et ne présente pas de contrainte particulière, ni de besoin de renforcement mais nécessite une extension.
- Le code orange signifie que le raccordement est réalisable, a priori avec des contraintes sur le réseau BT, susceptibles d'engager des dépenses complémentaires. Trois niveaux de contraintes sont identifiés du plus faible au plus fort :
  - Renouvellement du réseau pour des contraintes de tension ou d'intensité ou de protection ;
  - Création d'un départ direct BT ;
  - Mutation du transformateur HTA/BT.
- Le code rouge signifie que le raccordement au RPD présente un fort niveau de contrainte (ex. nécessité de création d'un poste HTA/BT).

Le Porteur du projet prend acte de ce que l'analyse d'impact est réalisée par Enedis au regard de la situation du RPD, des textes législatifs et réglementaires ainsi que des contraintes techniques et administratives existantes au moment de cette réalisation.

Seule l'étude technique réalisée dans le cadre de l'instruction de la demande de raccordement établira l'exhaustivité des travaux à réaliser, leurs coûts et les délais de réalisation.

#### **b) Proposition de zones de localisation alternatives**

Lorsque les caractéristiques techniques du réseau le permettent, Enedis propose, si possible, pour les sites en code couleur vert, orange ou rouge, deux zones d'implantation alternatives dans un rayon de 250 m, permettant l'obtention du code couleur bleu.

Le Porteur du projet est libre de maintenir ses choix de localisation initiaux malgré un code couleur vert, orange ou rouge.

#### **c) Interlocuteurs privilégiés « raccordements et mise en service »**

Enedis s'engage à informer le Porteur de projet sur le processus de raccordement jusqu'à la mise en service. A cette fin, il désigne des interlocuteurs privilégiés (ci-après « Chef de projet ») pour les communes de l'ouest de l'Île-de-France et pour les communes de l'Est de l'Île-de-France. Ces interlocuteurs communiqueront au Porteur de projet :

- les informations globales relatives au déroulement des raccordements jusqu'aux mises en service (étape atteinte dans le cadre du jalonnement du processus, restitution d'un bilan chiffré),
- le suivi des études réalisées dans la cadre de ses demandes de raccordement,
- la date de démarrage et des grandes étapes de réalisation des travaux de raccordement jusqu'à la mise en service pour chaque affaire. Le chef de projet établit un planning prévisionnel indicatif et partagé des différentes étapes du raccordement jusqu'à la mise en service.

## **ARTICLE 4. MODALITÉS DE MISE EN OEUVRE ET DE SUIVI**

Le délai de réalisation de l'analyse d'impact réseau confiée à Enedis est d'environ 4 (quatre) semaines après chaque envoi de projets d'emplacement de stations par le Porteur de projet. Le nombre de stations à étudier est limité à 50 sites par envoi.

Le délai de réalisation est prolongé en cas de retard du Porteur de projet à fournir les documents ou informations nécessaires à Enedis, selon les conditions fixées à l'Article 3.1.

Pour chaque envoi de projets d'emplacement de Stations par le Porteur de projet, seront tenus :

- une réunion de lancement du projet,
- un comité de pilotage,
- une réunion de présentation des résultats et de clôture de projet.

Les Parties définiront ensemble un tableau de suivi qui permettra de définir pour chaque station :

- sa localisation précise (adresse et points GPS) ;
- la puissance de raccordement souhaitée ;
- le résultat de la première analyse d'impact ;
- les suggestions d'Enedis pour les évaluations « vert, orange, rouge » :
  - proposition (si possible) de localisations alternatives sous forme de zones,
  - puissance de raccordement diminuée ;
- la validation de la localisation retenue par le Porteur de projet ;
- le suivi des différentes étapes jusqu'à la mise en service de la station.



## ARTICLE 5. MODALITÉS FINANCIERES

La mission confiée à Enedis, au titre de la Convention, s'inscrit dans le cadre de l'article L. 322-8 du code de l'énergie et ne donne lieu ainsi à aucune facturation de la part d'Enedis.

## ARTICLE 6. DURÉE DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les parties pour une durée de 2 ans.

## ARTICLE 7. CONFIDENTIALITÉ

Chaque Partie détermine, par tout moyen et à sa convenance, les informations, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles et en informe l'autre Partie. La Partie destinataire d'une information confidentielle ne peut l'utiliser que dans le cadre de l'exécution de la Convention et s'interdit de la communiquer à des tiers sauf accord écrit préalable de l'autre Partie, et sous réserve que ces tiers prennent les mêmes engagements de confidentialité.

La Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre toutes les mesures utiles pour faire respecter la présente obligation de confidentialité par son personnel et les entreprises travaillant pour son compte. Elle prend, en outre, toutes dispositions pratiques pour assurer la protection physique de ces informations, notamment lors de l'archivage de celles-ci.

## ARTICLE 8. RESPONSABILITÉS ET ASSURANCES

### 8.1 Responsabilités des Parties

La responsabilité d'une Partie à l'égard de l'autre Partie liée à l'inexécution de ses obligations conventionnelles, ne pourra être recherchée qu'en cas de manquement, faute ou omission commise dans ou à l'occasion de l'exécution de la Convention.

Le Porteur de projet reste seul responsable de l'utilisation des données qui sont mises à sa disposition dans le cadre de la Convention et des conséquences qui en résultent. A ce titre, il renonce dès à présent à toute action, recours ou procédure à l'encontre d'Enedis.

### 8.2 Assurances et garanties

Chaque Partie s'engage à disposer des assurances nécessaires à la bonne exécution de la Convention.

## ARTICLE 9. LITIGES

En cas de contestation relative à l'interprétation et/ou l'exécution de la Convention, les Parties s'engagent à se rencontrer et à mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour résoudre le différend de façon amiable.

À défaut d'accord amiable, chacune des Parties pourra procéder à la résiliation de la Convention, selon les modalités prévues à l'Article 10 et sans préjudice des stipulations prévues par l'Article 8, ou soumettre le litige au tribunal compétent.

## ARTICLE 10. RÉSILIATION

La Convention peut être résiliée à l'initiative de l'une ou l'autre des Parties pour l'un des motifs suivants :

- Abandon total ou partiel du projet par le Porteur de projet ;
- Manquements graves et répétés de l'une des Parties à ses obligations contractuelles.

## ARTICLE 11. INTÉGRALITÉ ET MODIFICATION DE LA CONVENTION

Les présentes stipulations constituent un tout indissociable, en ce compris les Annexes, insusceptible d'exécution partielle.

La Convention ne peut être modifiée que par avenant écrit et signé par chacune des Parties.

## ARTICLE 12. REPRÉSENTATION DES PARTIES

Les communications qui seront faites entre les Parties, conformément aux obligations prévues par les présentes, se font entre les interlocuteurs désignés ci-après. Tout changement d'interlocuteur, ci-après arrêtés, ou d'élection de domicile de l'une des Parties, devra être porté à la connaissance de l'autre Partie dans les meilleurs délais.

### **L'interlocuteur du porteur du projet pour l'exécution de la Convention est :**

M. Guillaume CHAMPVILLARD

Tél Portable : 06 16 97 90 49

Mail : guillaume.champvillard@sigeif.fr

### **L'interlocuteur d'Enedis pour l'exécution de la Convention**

M. Pierre FALCY

Tél Portable : 06 65 27 51 88

Mail : pierre.falcy@enedis.fr

Fait à Paris, en deux exemplaires originaux dont un exemplaire est remis à chacune des Parties,

Le : \_\_\_\_\_

Pour l'autorité concédante,  
Le Président du SIGEIF,

Pour le gestionnaire du réseau de distribution,  
La Directrice régionale Enedis  
Île-de-France Ouest,

**M. Jean-Jacques GUILLET**  
Maire de Chaville

**Mme Karine REVCOLEVSCHI**