

**PROTOCOLE D'ACCORD**

**SUR LA PERIODE TARIFAIRE 2014-2017**

**« RENFORCER LES RELATIONS ENTRE LES AUTORITES  
CONCEDANTES ET LE CONCESSIONNAIRE ERDF AU SERVICE DE LA  
QUALITE DU SERVICE CONCEDE »**

**PROGRAMMATION ET COORDINATION DES INVESTISSEMENTS  
EVOLUTION DE LA REDEVANCE DE CONCESSION  
ECHANGE DE DONNEES FINANCIERES, PATRIMONIALES ET  
CARTOGRAPHIQUES**

La FNCCR et ERDF expriment leur attachement au modèle concessionnaire français, à la fois national/régulé et local/concessif. Elles affirment la volonté de le rénover en intégrant l'évolution du contexte tarifaire et sur la base des recommandations exprimées par la Cour des Comptes dans son rapport annuel 2013. La qualité des relations entre l'autorité organisatrice et le concessionnaire est essentielle à l'efficacité du service public concédé. Le présent protocole d'accord entre la FNCCR et ERDF définit plusieurs engagements réciproques et marque une première étape dans ce travail de rénovation.

La FNCCR soutiendra le déploiement de ce protocole d'accord auprès des autorités organisatrices et encouragera celles-ci à traduire par voie d'avenant dans les contrats de concession les dispositions dudit protocole.

\*

**(1)** La FNCCR et ERDF souhaitent faire progresser la programmation et la coordination des investissements réalisés sur les réseaux publics de distribution d'électricité par le concessionnaire et les autorités organisatrices dans un souci d'amélioration de la qualité et d'optimisation des ressources concourant au financement de la distribution.

Elles souhaitent notamment porter une attention particulière aux investissements d'amélioration de la qualité dans les territoires dont les résultats en matière de qualité sont les plus en écart par rapport à la moyenne observée dans l'ensemble de la zone de desserte d'ERDF.

**(2)** La FNCCR et ERDF souhaitent également adapter la redevance de concession afin de :

- maîtriser l'évolution financière de celle-ci, tout en préservant l'incitation au regroupement du pouvoir concédant des autorités organisatrices ;
- parvenir à une meilleure affectation des moyens octroyés par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), qui sont acquittés par les consommateurs.

**(3)** La FNCCR et ERDF souhaitent par ailleurs engager une démarche d'amélioration continue de la précision des données patrimoniales et des éléments d'exploitation de la concession transmises par le concessionnaire à l'autorité organisatrice, en privilégiant les solutions pragmatiques.

**(4)** La FNCCR et ERDF soulignent l'utilité de partenariats locaux plus étroits entre les autorités organisatrices et le concessionnaire sur les échanges de données cartographiques. ERDF propose d'enrichir les données qu'elle communique en moyenne échelle et de faciliter l'accès des autorités organisatrices à la cartographie à grande échelle, avec les compléments exposés dans le présent protocole.

**(5)** La FNCCR et ERDF s'engagent à poursuivre de manière soutenue leurs travaux sur 2013-2014, afin de rechercher une approche commune du modèle économique de la distribution et des évolutions à apporter au dispositif contractuel de la concession pour la mission de développement, d'exploitation et de maintenance des réseaux de distribution.

**(6)** La FNCCR et ERDF conviennent que les dispositions du présent protocole s'appliqueront sous réserve de la signature d'avenants aux contrats en cours selon les modalités définies au paragraphe 6.

**Au regard des objectifs précités, la FNCCR et ERDF sont convenues de ce qui suit.**

\*\*\*

## **1. Programmation et coordination des investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité**

L'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dite « loi NOME », prévoit un processus de concertation au niveau local en matière d'investissement sur les réseaux de distribution. Le troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose ainsi que : *« chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités organisatrices précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux [...]. 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 ».*

La FNCCR et ERDF ont engagé une démarche commune afin de guider les autorités organisatrices du service public de la distribution d'électricité et les directions territoriales d'ERDF, dans la mise en œuvre des conférences départementales relatives à la programmation des investissements sur les réseaux publics de distribution. Un protocole national d'accord entre la FNCCR et ERDF intitulé « Mise en place des conférences départementales » a été signé le 11 mai 2011. Ce protocole s'est inscrit dans une vision partagée des objectifs qu'il a été proposé aux autorités organisatrices et aux représentants territoriaux d'ERDF d'assigner à ces conférences, à savoir tendre à une meilleure sécurisation des réseaux et, par voie de conséquence, une amélioration de la qualité de l'alimentation électrique. La poursuite de ces objectifs, et plus encore la perspective de les atteindre, suppose avant tout un dialogue renforcé, constructif et s'inscrivant dans la durée, entre l'autorité organisatrice et le gestionnaire des réseaux publics de distribution.

La préparation des conférences départementales sur les investissements a été l'occasion de partager entre autorités organisatrices et concessionnaire un diagnostic détaillé sur les réseaux et d'échanger sur leurs priorités d'investissements respectives.

Autorités organisatrices et concessionnaire ont ainsi exposé en conférence départementale leurs investissements prévisionnels respectifs à N+1. Le programme prévisionnel d'investissements sur la concession est jusqu'à présent la juxtaposition des deux programmes du concédant et du concessionnaire correspondant à un cycle court, qui est difficilement compatible avec une coordination des investissements.

La FNCCR et ERDF souhaitent consolider ce dispositif dans la durée et s'engagent sur le principe de programmes communs de développement et de modernisation des réseaux pluriannuels et indicatifs, par concession, étroitement concertés entre le concessionnaire et l'autorité organisatrice, dans le respect de l'article L.2224-31 du CGCT, en ayant pour objectif de faire progresser la coordination de leurs politiques d'investissement. Le bilan du programme, au terme des quatre ans, sera effectué en concertation par l'autorité organisatrice et le concessionnaire.

Le programme d'investissements a vocation à s'inscrire dans une durée en cohérence avec la période tarifaire, soit 4 années, jusqu'en 2017, en respectant les principes du modèle national péréqué.

### 1.1 Renforcer le dispositif des conférences départementales sur les investissements

La FNCCR et ERDF conviennent :

- d'adresser un courrier cosigné par leur président respectif aux ministres concernés, afin de leur demander de parachever le dispositif instauré par l'article 21 de la loi NOME, notamment en réunissant dans les plus brefs délais les acteurs locaux concernés sur les territoires départementaux où les conférences ne se sont pas encore tenues, en soulignant l'importance de la préparation préalable et concertée de ces conférences afin qu'elles constituent dans les faits une évolution vers une meilleure coordination des politiques d'investissement ;
- de promouvoir une meilleure convergence sur les priorités et les programmes d'investissements, en cohérence avec la démarche d'élaboration de programmes communs de développement et de modernisation des réseaux exposée ci-dessous.

Cette convergence portera sur :

- i) **un diagnostic partagé.** Celui-ci présentera notamment les éléments relatifs à la qualité de l'électricité distribuée sur la concession concernée, la performance des réseaux et leur comportement, les points de vulnérabilité et les zones de développement potentielles.
- ii) **les priorités concertées entre l'autorité organisatrice et le concessionnaire ;** issues du programme commun de développement et de modernisation des réseaux, ces priorités portent sur des catégories d'ouvrage ou sur des zones géographiques de la concession.
- iii) **la programmation et la coordination des investissements,** incluant non seulement les investissements sur les ouvrages concédés mais aussi ceux relatifs aux postes sources alimentant la concession concernée ainsi que les opérations de maintenance préventive ayant un impact fort sur la qualité (en éliminant pour ces dernières, toute confusion possible avec les opérations d'investissement).

Seront ainsi distingués :

- D'une part,
  - ✓ les investissements pour l'amélioration du patrimoine :

- la performance du réseau dont : les besoins en renouvellement et renforcement, la modernisation des ouvrages, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les moyens d'exploitation ;
  - les exigences environnementales, les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers,
  - ✓ les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs,
  - ✓ les investissements de logistique (dont immobilier),
  - et d'autre part, les opérations de maintenance significatives.
- iv) **le bilan annuel des investissements**, élaboré par l'autorité organisatrice conformément à la loi, notamment à partir du compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux établi par le concessionnaire.

## **1.2 Compléter le dispositif des conférences départementales sur les investissements par des programmes communs de développement et de modernisation des réseaux, pluriannuels et prévisionnels**

Pour créer les conditions d'une coordination des maîtrises d'ouvrage, ERDF et la FNCCR proposent l'élaboration de programmes communs de développement et de modernisation des réseaux, prévisionnels, non valorisés, calés sur une période tarifaire, soit 4 années. Sur la période du présent protocole, ces programmes concerneront les principales concessions (syndicats interdépartementaux, départementaux ou équivalents, et villes de taille significative).

Sur chacun des territoires concernés, ce programme couvrira les investissements futurs, prévisionnels, des deux maîtres d'ouvrage sur la zone de desserte d'ERDF (hors ELD), dans le cadre de la répartition de la maîtrise d'ouvrage organisée dans le cahier des charges de concession. L'autorité organisatrice et le concessionnaire coordonneront leurs efforts sur les zones identifiées comme prioritaires.

Ce programme (cf. détail à l'annexe 1) distinguera :

- la phase d'orientations générales,
- le diagnostic,
- la détermination des priorités d'investissement sur 4 ans,
- l'identification des principaux chantiers correspondants, au moins sur les trois premières années.

Une valorisation financière à N+1 du programme commun de développement et de modernisation des réseaux (précisant les montants prévisionnels selon les finalités exposées au 1.1-iii) et les montants bruts (tous financements confondus) des

principaux chantiers localisés<sup>1</sup>) interviendra lors de sa déclinaison à l'occasion de chaque conférence NOME, en cohérence avec le niveau tarifaire.

Ce programme est élaboré conjointement par l'autorité organisatrice et ERDF. Il est indicatif, dans la mesure où il est fonction des ressources financières mobilisables par ERDF et par les autorités organisatrices. Si l'autorité organisatrice le souhaite, le programme sera présenté à son organe délibérant en précisant son caractère indicatif.

Un nouveau programme est établi tous les 4 ans, à partir du bilan du programme précédent, en exploitant notamment les bilans annuels effectués par les autorités organisatrices prévus par la loi.

Une actualisation pourra avoir lieu également à mi-période tarifaire, en fonction de contraintes externes (écarts à des prévisions de raccordements, modifications réglementaires, gestion d'aléas climatiques, etc.) et des bilans des investissements réalisés sur les deux années écoulées (élaborés par l'autorité organisatrice conformément à la loi, notamment à partir des comptes rendus de la politique d'investissement et de développement des réseaux produits par ERDF).

La FNCCR et ERDF ont décidé d'expérimenter ce dispositif sur quatre concessions choisies d'un commun accord, avec l'assentiment des autorités organisatrices concernées : Ille-et-Vilaine (SDE 35), Marne (SIEM 51), Eure (SIEGE 27), Maine-et-Loire (SIEM 49). La restitution des expérimentations sera effectuée en septembre 2013 pour les deux premières concessions citées. A l'issue, la FNCCR et ERDF élaboreront conjointement des conseils méthodologiques à destination de l'ensemble des autorités organisatrices et des directions territoriales d'ERDF concernées par un programme, pour une mise en œuvre à partir de 2014.

Ces conseils visent à favoriser le rapprochement des points de vue sur la détermination des priorités d'investissement et à améliorer la coordination des travaux.

### **1.3 Suivre et évaluer les programmes communs de développement et de modernisation des réseaux prévisionnels**

Le programme définit des priorités à 4 ans. Ces priorités portent sur :

- des zones localisées dont l'alimentation doit être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux besoins de développement du réseau ;
- des quantités d'ouvrages à renforcer ou à construire pour les besoins de développement du réseau, à sécuriser, à moderniser (éradication d'une technologie incidentogène).

Ces priorités sont décrites et font l'objet d'un chiffrage en volume (non financier). L'objectif du programme est de mettre en œuvre les priorités ainsi définies sur les quatre ans.

---

<sup>1</sup> Chantiers d'un montant (HT) supérieur à 20 000 euros

Le suivi et l'évaluation du programme sont organisés de la façon suivante :

Pour chacune des priorités, sont définis :

- un indicateur de suivi de réalisation de la priorité,
- un indicateur d'évaluation de l'efficacité.

Les indicateurs de suivi et d'évaluation sont présentés à l'annexe 1 pour les priorités les plus courantes, et pourront être ajustés ou complétés à partir des expérimentations citées supra au point 1.2, par accord entre les signataires du protocole.

Les indicateurs associés à d'autres priorités, spécifiques à un territoire, sont définies localement par les parties.

La réalisation et l'efficacité du programme sont appréciées dans le bilan établi en concertation entre l'autorité organisatrice et le concessionnaire.

#### **1.4 Consentir sur la période du protocole un effort exceptionnel d'investissement sur les territoires en écart significatif en matière de qualité par rapport à des territoires comparables**

La FNCCR et ERDF conviennent de la nécessité d'élaborer des programmes communs de développement et de modernisation renforcés sur des territoires en écart significatif de qualité par rapport à des territoires comparables.

Ces programmes comporteront un calendrier d'amélioration de la qualité, concerté localement, sans dégrader la qualité de l'électricité sur les autres territoires. Ces programmes mobiliseront les maîtrises d'ouvrage de l'autorité organisatrice et d'ERDF.

Ils concerneront six territoires à dominante rurale ou urbaine, déterminés en référence à leur éloignement par rapport aux performances de l'ensemble des départements desservis par ERDF. Cet écart sera apprécié sur la base de critères et d'indicateurs de qualité, et dans la durée, en s'appuyant sur des chroniques de plus de 5 ans, et en identifiant précisément la sensibilité des réseaux aux aléas climatiques.

Les critères et indicateurs retenus à ce stade sont les suivants :

1. le nombre d'années (entre 2007 et 2012) pour lesquelles le critère B « hors événement exceptionnel » (HIX), hors RTE et hors travaux est dans les plus élevés ;
2. le nombre d'années (entre 2007 et 2012) pour lesquelles le département est en dépassement du seuil du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif au niveau de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sur le volet de la continuité d'alimentation (sur la zone de desserte d'ERDF) ;
3. le nombre d'années (entre 2007 et 2012) pour lesquelles la composante « événements exceptionnels » du critère B est supérieure à 10 min ;

#### 4. la longueur de réseaux HTA et BT à risques.

Des indicateurs complémentaires pourront être pris en compte, par exemple le temps moyen de coupure sur incident « hors événement exceptionnel » pour la période considérée (2007-2012).

Ces indicateurs pourront être appréciés le cas échéant sur le territoire de la concession hors grande agglomération, afin de tenir compte de la dispersion de la qualité entre ladite agglomération et le reste du territoire.

Pour les territoires à dominante urbaine, outre la valeur du critère B constatée entre 2007 et 2012, seront en particulier considérés les ouvrages et réseaux souterrains HTA et BT présentant des taux de défaillance élevés et une proportion importante de câbles HTA et BT de technologie ancienne (câbles en papier imprégné en particulier).

## 2. Orientations relatives à la redevance de concession

La FNCCR et ERDF conviennent de la nécessité d'une approche globale et cohérente portant sur les investissements et la qualité sur les réseaux, la redevance de concession des contrats en cours, et le périmètre des charges couvertes par le TURPE.

Dans le cadre du présent protocole, les parties conviennent d'un lissage des redevances de concession dues par le concessionnaire, tout en maintenant un signal incitatif au regroupement du pouvoir concédant à l'échelle pertinente.

### 2.1 Une redevance lissée sur la moyenne des années précédentes

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice N est déterminé comme suit.

Il est d'abord procédé à un calcul de part R2 au titre de l'exercice N, selon la formule en vigueur dans les contrats de concession à la date de signature du protocole, c'est-à-dire notamment sur la base de dépenses éligibles mandatées par la collectivité concédante l'année pénultième (N-2).

Le montant de la part R2 s'entend comme incluant la part de la prime de départementalisation qui lui est affectée par l'autorité organisatrice, sans préjudice des dispositions prévues au 2.2.

Il est ensuite calculé la moyenne cumulée des montants suivants :

- Parts R2 versées pour les exercices 2010 à 2013 inclus
- Parts R2 calculées pour chaque période annuelle, de 2014 à l'année (N) incluse

Le montant de la part R2 à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice N est égal à cette moyenne, soit :

Somme  $[R2_{\text{versée pour 2010}} + R2_{\text{versée pour 2011}} + R2_{\text{versée pour 2012}} + R2_{\text{versée pour 2013}} + R2_{\text{calculée pour 2014}} + \dots + R2_{\text{calculée pour année (N)}}] / [\text{Nombre d'années de 2010 à l'année (N)}]$

A titre d'exemple, le montant de la part R2 à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice 2016 est égal à la moyenne des montants suivants :

- Part R2 qui a été versée par le concessionnaire au titre de 2010
- Part R2 qui a été versée par le concessionnaire au titre de 2011
- Part R2 qui a été versée par le concessionnaire au titre de 2012
- Part R2 qui a été versée par le concessionnaire au titre de 2013
- Part R2 calculée au titre de l'exercice 2014, selon la formule de calcul en vigueur à la date de signature du protocole
- Part R2 calculée au titre de l'exercice 2015, selon la formule de calcul en vigueur à la date de signature du protocole
- Part R2 calculée au titre de l'exercice 2016, selon la formule de calcul en vigueur à la date de signature du protocole

La part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire reste calculée selon la formule de calcul en vigueur dans les contrats de concession à la date de signature du présent protocole.

Pour les concessions concernées, la prime de départementalisation est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2 ainsi calculées, sans modification de la répartition en vigueur à la date de signature du présent protocole.

Le modèle d'avenant au contrat de concession prévu au paragraphe 6 du présent protocole proposera une rédaction ajustée de l'article 2 « Redevance de concession » de l'annexe 1 du cahier des charges.

## **2.2 Un signal lié au regroupement intercommunal**

En cas de changement du périmètre de la concession (intégration de communes ou d'EPCI), l'augmentation de la part R2 de la redevance de concession calculée au titre de l'année (N) est liée à la variation du facteur  $(1 + P_C/P_D) \times (0,005 \times D + 0,125)$  ainsi qu'à l'application de la prime de départementalisation.

Le concessionnaire et l'autorité organisatrice se rapprocheront pour renégocier les modalités de calcul des redevances de concession lorsque la part R2 calculée, hors affectation de l'éventuelle prime de départementalisation, sera supérieure à 1,5 fois la part R2 calculée au titre de l'année précédant la première extension du périmètre de la concession à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014. Le résultat de cette négociation est pris en compte dans le calcul de la moyenne prévue au 2.1.

Dans le cas d'une départementalisation, pour le seul premier exercice (c'est-à-dire l'exercice pour lequel au 1<sup>er</sup> janvier, le périmètre de la concession défini dans le contrat regroupe l'ensemble des communes desservies par ERDF dans le département), la part de la prime de départementalisation affectée à la part R2 de la redevance est ajoutée à la moyenne cumulée.

## **2.3 Modalités de mise en œuvre et de révision du nouveau dispositif**

Les dispositions décrites au point 2.1 sont applicables à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, c'est-à-dire pour la redevance due au titre de l'exercice 2014 et jusqu'au 31 décembre 2017 (c'est-à-dire pour la redevance due au titre de l'exercice 2017).

Les parties pourront convenir d'une évolution de la formule de calcul de la redevance d'ici 2017, pour tenir compte des éventuelles modifications du cadre législatif et réglementaire affectant la distribution publique d'électricité. En tout état de cause, les parties conviendront des modalités de calcul de la redevance de concession applicables à compter de l'exercice 2018, première année de la période tarifaire suivante.

### **3. Données financières et patrimoniales de la concession**

La FNCCR et ERDF conviennent de la nécessité de poursuivre dans les prochaines années la démarche d'amélioration continue de la précision des données financières (3.1) et patrimoniales (3.2) de la concession transmises par le concessionnaire à l'autorité organisatrice. Elles privilégient les solutions les plus pragmatiques qui permettront des améliorations à un coût raisonnable pour le consommateur qui s'acquitte du tarif qui couvre les charges du gestionnaire de réseau, et à des échéances déterminées ci-dessous.

#### **3.1 Evolution de la présentation des données financières produites dans les CRAC**

Afin de répondre au souhait des autorités organisatrices, ERDF transmettra les éléments d'exploitation, dans la mesure du possible à la maille de la concession, en tenant compte des particularités physiques, économiques et juridiques de la distribution publique d'électricité (non soumise aux articles L. 1411-1 à -11 du code général des collectivités territoriales), et sans préjudice d'une évolution légale, réglementaire ou résultant d'un arrêt de principe du Conseil d'Etat et en préservant le principe d'une solidarité entre les territoires.

Ainsi, certaines activités du service public concédé relèvent de périmètres supérieurs à celui de la concession et ne peuvent donner lieu qu'à une affectation par répartition. Il en est ainsi, par exemple, de l'achat des pertes, de la force d'intervention rapide, des postes sources et des frais de structure de niveau régional liés à l'organisation du distributeur, en matière de conduite des réseaux (agences de conduite régionales), d'exploitation et de maintenance, d'ingénierie et de cartographie, de raccordements.

Cette démarche d'amélioration continue s'appuiera à la fois sur :

- la réorganisation territoriale d'ERDF, la mise en œuvre de nouveaux outils d'exploitation, d'équipements ou de systèmes d'information qui constituent autant d'opportunités pour adapter et améliorer la présentation des éléments d'exploitation au périmètre de la concession ;
- le besoin de permanence des méthodes, souhaitée par la majorité des autorités organisatrices et repris par les juridictions financières.

ERDF a lancé plusieurs chantiers afin d'améliorer la précision des éléments d'exploitation, à savoir :

##### **3.1.1 L'utilisation accrue des outils existants**

- cette démarche peut recouvrir la mise à disposition d'éléments comptables supplémentaires (par exemple le détail des comptes les plus significatifs au sein du poste « autres consommations externes »).
- en complément, une liste d'activités au périmètre de la concession pourra être portée à la connaissance de l'autorité organisatrice, telles par exemple

certaines dépenses de maintenance et d'entretien du réseau, constituées à la fois de dépenses « charges de personnel » et « autres charges ».

### **3.1.2 La transformation de l'organisation d'ERDF**

- Les 25 directions régionales nouvellement créées constitueront à terme le nouveau périmètre auquel seront collectées la plupart des informations financières, et à partir duquel seront réparties les charges d'exploitation pour chaque concession. Cette évolution constituera un progrès significatif par rapport à une répartition des charges souvent assurée aujourd'hui à la maille interrégionale (« maille 8 »).

### **3.1.3 L'évolution des systèmes d'information**

- Le déploiement de nouvelles solutions de mobilité pour les techniciens d'ERDF permettra d'améliorer la finesse de la collecte des informations liées aux interventions techniques, par la saisie de la concession.
- Ces informations pourront ainsi progressivement être utilisées dans les éléments financiers d'exploitation des CRAC afin de renforcer leur caractère local.

### **3.1.4 L'évolution des modalités de collecte**

- Pour certains types d'achat relevant directement d'une concession (certains achats de maintenance préventive et curative), ERDF s'organisera pour collecter une information complémentaire dans le système d'information : la donnée concession.
- Il est cependant rappelé que le fait générateur de la majorité des charges d'exploitation se situe à une maille supérieure à la maille de la concession et ne peut être collectée à la maille de la concession.

ERDF souhaite réaliser ces modifications de manière cohérente et groupée et s'engage à les publier au plus tard dans les CRAC relatifs à l'exercice comptable 2015, et partagera périodiquement l'avancement des travaux avec la FNCCR et les autorités organisatrices.

ERDF consultera préalablement la FNCCR et informera les autorités organisatrices en cas de modification apportée à la présentation des données exposées dans les CRAC. ERDF mettra en place un recalage des données antérieures (pro-forma), au moins pour l'année N-1, de manière à permettre les comparaisons inter-exercices, sous réserve de la faisabilité technique de production des pro-forma.

### 3.2 Evolution de l'élaboration et de la présentation des données patrimoniales dans les CRAC

Les ouvrages électriques concédés sont de diverses natures. Sont ainsi distingués le réseau proprement dit, constitué des lignes de moyenne et basse tension et des postes de transformation, ouvrages utilisés pour desservir l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique de distribution publique, et les dispositifs utilisés par un utilisateur unique ou un groupe d'utilisateurs, constitués des branchements, colonnes électriques et dispositifs de comptage.

Les ouvrages de la première catégorie font l'objet d'un suivi technique et comptable commune par commune détaillé et individualisé (à l'exception des transformateurs HTA/BT qui sont aujourd'hui suivis à une maille regroupée en comptabilité).

Les ouvrages de la seconde catégorie ne nécessitent pas, pour les besoins du réseau, un suivi détaillé dans une base technique et, essentiellement du fait de leur nombre, ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans une base patrimoniale (de l'ordre de 20 millions de branchements, 1,8 million de colonnes montantes (dont une proportion importante hors concession) et 34 millions de compteurs). Les valeurs patrimoniales de ces biens sont, par conséquent, regroupées en comptabilité par année de pose et par concession. Ce regroupement est effectué pour les mises en exploitation de chaque année sur la base de clés, dont la précision a été affinée en 2012. L'absence de suivi technique conduit à sortir ces valeurs de l'inventaire en fin de vie comptable de façon automatique.

Environ 72% des actifs concédés font ainsi l'objet d'un inventaire précis, détaillé et valorisé commune par commune, tandis qu'environ 28% font l'objet d'un suivi regroupé et de modalités de gestion spécifiques tenant compte du nombre de ces ouvrages et des coûts unitaires associés.

Dans son rapport public annuel 2013, la Cour des Comptes note : « *La fiabilisation des immobilisations constitue un enjeu central pour le distributeur et pour sa relation avec les autorités concédantes. L'attestation par les commissaires aux comptes de la sincérité des comptes d'ERDF dans lesquels les immobilisations représentent près de 80 % de l'actif démontre la fiabilité globale de la base d'actifs au niveau national. Toutefois, les dispositifs de fiabilisation actuels ne permettent pas de garantir un recensement et une valorisation précise des actifs concédés à la maille d'une concession. Or, comme l'a rappelé le Conseil d'État dans son arrêt Commune de Douai du 21 décembre 2012, le concessionnaire est tenu de communiquer au concédant un inventaire précis des ouvrages de la concession. Une première étape pourrait être la définition concertée d'un seuil de valorisation permettant de concentrer les efforts sur les actifs les plus significatifs de chaque concession.* »

Les quantités d'ouvrages actuellement non localisés montrent la difficulté qu'il y aurait à construire un inventaire localisé et valorisé de ces ouvrages du fait de l'absence, explicitée ci-dessus, d'un système d'information technique. Dès lors, sur le parc de branchements et de colonnes montantes, les coûts d'un éventuel inventaire doivent être examinés, et la recommandation de la Cour des Comptes sur un seuil financier d'inventaire prise en compte.

Cependant, afin de répondre à la demande des autorités organisatrices de disposer d'informations plus précises sur le patrimoine concédé et son évolution, ERDF engage actuellement une démarche d'amélioration dans les modalités de gestion des actifs non localisés, exposés ci-après. ERDF propose de communiquer régulièrement auprès de la FNCCR sur l'avancement de ces chantiers, ainsi que les différentes étapes de ses évolutions.

Cette démarche s'appuie sur les éléments suivants :

- l'exploitation des données techniques rendues disponibles par l'évolution des systèmes d'information,
- des évolutions dans les processus de collecte, accompagnées le cas échéant de la mise en place de nouveaux systèmes de suivi,
- des démarches de contrôle interne et d'inventaire.

Elle se traduit par les chantiers d'amélioration présentés ci-dessous.

De manière générale, pour les catégories d'ouvrages listées ci-après, en fonction des calendriers respectifs des chantiers associés, ERDF présentera à la FNCCR la ou les nouvelles fiches « immobilisation » correspondantes (désignation, nature, localisation, ETI, régime fiscal, comptable, etc.) ou les aménagements éventuels sur les fiches existantes, dès lors que ces documents seront disponibles. Il sera également précisé le recalage des dates de mises en service.

### ***3.2.1 Vers une localisation des transformateurs HTA/BT en comptabilité à la maille de la commune***

ERDF a lancé en 2012 un chantier d'individualisation et de suivi comptable de l'ensemble des transformateurs HTA/BT (stock et flux) à la maille de la commune, qui s'appuiera sur la base technique de suivi individualisé et localisé des transformateurs.

Il est rappelé que pour une correcte traduction de ces changements en comptabilité, il est nécessaire de bien identifier les différentes natures de mouvements (mutation, ferrailage, transfert, etc.). Il est rappelé également que ces différentes évolutions sont susceptibles de générer des ajustements d'actifs et de passifs pour les différentes concessions.

Les changements de localisation des transformateurs étant à l'initiative à la fois du concessionnaire et des autorités organisatrices, la FNCCR et ERDF conviennent de travailler ensemble à la standardisation des documents justificatifs des mouvements, du rythme de transmission, des modalités d'archivage et du niveau d'information fourni.

La FNCCR et ERDF conviennent également de mettre en place un groupe de travail pour définir les modalités de suivi des flux, ainsi que d'une expérimentation progressive sur des unités régionales pilotes à compter du second semestre 2013, avec l'objectif d'une généralisation au plus tard au 1<sup>er</sup> janvier 2015. A cette échéance, l'objectif est de disposer d'un inventaire localisé et valorisé de l'ensemble des transformateurs HTA/BT à la maille communale.

Dans le cadre de l'expérimentation précitée, ERDF associera deux autorités organisatrices, choisies en accord avec la FNCCR, sur les territoires des unités régionales pilotes en les informant des modalités de mise en œuvre et de l'état d'avancement des travaux. Cette information portera sur les deux points suivants :

- Période d'observation des flux sur le dernier trimestre 2013 : communication d'indicateurs de la qualité d'enregistrement des flux dans SIG (typologie, délais)
- Bascule et entrée dans le nouveau système : communication des impacts relatifs à la bascule, et communication des flux SIG / IRIS post-bascule.

La FNCCR et ERDF conviennent de tenir une réunion sur l'avancement de l'expérimentation début 2014.

### ***3.2.2 Mise en place progressive d'un suivi détaillé des colonnes électriques***

ERDF a lancé le développement d'un système d'information permettant de collecter au fur et à mesure des données techniques sur les nouvelles colonnes mises en exploitation dans les bâtiments collectifs (ou colonnes existantes ayant fait l'objet d'une rénovation et intégrées dans la concession), parmi lesquelles : la localisation exacte, la date de construction, la consistance (nombre d'étages desservis, types de matériels utilisés, etc.).

Il sera possible à terme de présenter à chaque autorité organisatrice le dénombrement des colonnes et leur valorisation associée. Cette évolution sera susceptible de conduire à des ajustements entre concessions, par rapport à la situation actuelle.

Le développement de cet outil étant actuellement en cours, il est convenu d'une réunion de présentation des fonctionnalités fin 2013.

ERDF s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (nouvelles colonnes ou colonnes rénovées et intégrées dans la concession) dans le nouveau système d'information, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Concernant les ouvrages déjà en exploitation et faisant partie de la concession, ERDF réalisera une étude sur les modalités d'un inventaire et d'évaluation des coûts, dont elle présentera à la FNCCR les conclusions au plus tard fin 2014, préalablement à toute décision.

### ***3.2.3 Une ventilation des coûts annuels de branchements par concession de plus en plus précise. Une instruction des modalités de suivi technique et de dénombrement des flux de nouveaux branchements à lancer***

Il est rappelé qu'en ce qui concerne le parc des branchements déjà en exploitation, leur nombre, environ 20 millions, et leurs caractéristiques techniques (branchements souterrains, aéro-souterrains, aériens) rendent très complexe, et d'un coût élevé pour la collectivité, une opération d'inventaire exhaustif.

En complément des évolutions apportées dans les CRAC 2012 à la ventilation des coûts annuels de branchement, ERDF lancera une étude courant 2014 pour définir les besoins et spécifications d'un outil technique qui permettrait de décrire individuellement les flux de nouveaux branchements (dénombrement, caractéristiques techniques, etc.), le coût de mise en place d'un tel outil, ainsi que les modalités de collecte des données associées, et s'engage à communiquer ses conclusions à la FNCCR.

Par ailleurs, une étude est lancée sur les modalités d'un inventaire des branchements et des coûts associés. Le SIEGE (27), le SDEEG (33) et le SIEEEN (58) seront associés à sa mise en œuvre durant le troisième trimestre 2013. ERDF s'engage à communiquer ses conclusions à la FNCCR d'ici fin 2013.

### ***3.2.4 Vers une localisation des dispositifs de comptage à la maille de la commune via le déploiement des compteurs Linky***

Sous réserve de la décision de complète généralisation du dispositif Linky et des modalités de déploiement qui seront retenues, la FNCCR et ERDF conviennent qu'ERDF présentera à la FNCCR les modalités précises qui seront mises en œuvre sur le plan patrimonial dans le cadre de la généralisation de Linky.

Par la suite, ERDF fournira aux autorités organisatrices une information patrimoniale localisée par commune au fil du déploiement des compteurs Linky.

### ***3.2.5 Rapprochement des bases technique et comptable pour les ouvrages suivis de façon individualisée et localisée***

ERDF a lancé un chantier de rapprochement détaillé des bases technique et comptable concession par concession et de résorption des écarts associés (hors écarts temporels liés aux délais de mise à jour des bases), avec un objectif de résorption des écarts les plus significatifs s'agissant des canalisations d'ici fin 2014.

La FNCCR et ERDF conviennent d'un échange régulier sur l'avancement de ce chantier, sachant que des informations individualisées par concession feront l'objet de communications ad-hoc auprès des autorités organisatrices concernées. Un point d'avancement sur le rapprochement des bases et le traitement des écarts les plus significatifs sera effectué en 2014.

En particulier, pour les concessions ayant plus de 1.000 km de réseau HTA, ERDF se fixe comme objectif à fin 2014 une résorption des écarts supérieurs à 2% (à l'échelle de la concession). Pour les concessions ayant plus de 1.000 km de réseau BT, l'objectif est de résorber les écarts supérieurs à 5% d'ici fin 2014 et les écarts supérieurs à 2% d'ici fin 2015. Les écarts pour les concessions ayant moins de 1.000 km de réseau HTA (BT) seront traités dans un second temps.

ERDF produira un indicateur national de suivi du rapprochement des bases et le communiquera à la FNCCR, deux fois par an, et pour la première année de mise en œuvre du présent protocole, le 31 mars 2014.

Cet indicateur fournira le nombre de concessions (en les identifiant) en écart inférieur à 2% ; entre 2% et 5% ; entre 5% et 10% ; et supérieur à 10%, et en distinguant les concessions en fonction de leur linéaire de réseau : inférieur à 1.000 km ; entre 1.000 et 5.000 km ; entre 5.000 et 10.000 km ; supérieur à 10.000 km.

## **4. Echanges de données cartographiques entre le concessionnaire et l'autorité organisatrice**

### **4.1 Sur la cartographie du réseau à moyenne échelle**

Il est convenu qu'ERDF enrichira les données cartographiques communiquées annuellement aux autorités organisatrices, dans le cadre d'un échange au format informatique SHAPE (standard reconnu), selon un calendrier qui dépendra des développements informatiques éventuellement nécessaires. Cette transmission des données est effectuée à titre gratuit une fois par an en application de l'article 32B du cahier des charges de concession.

Les données supplémentaires visées sont les suivantes :

- les nombres et puissances des transformateurs installés dans les postes HTA/BT,
- la longueur électrique des lignes et canalisations HTA et BT,
- l'identification des remontées aéro-souterraines (RAS),
- l'année de pose (quand disponible) des organes de coupure (armoires HTA et interrupteurs aériens HTA),
- le nom de la commune pour les objets dits ponctuels (postes de distribution, armoires HTA, interrupteurs aériens HTA).

En complément, ERDF informera la FNCCR sur les études qu'elle engage. Ces études portent sur :

- la communication d'un complément sur la télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur des postes HTA/BT,
- la communication du code INSEE pour les objets ponctuels précités et des codes INSEE pour les objets linéaires (tronçons HTA et BT).

Au total, ERDF communiquera (au format SHAPE) les données cartographiques en moyenne échelle listées à l'annexe 2.

Par ailleurs, il est convenu d'aménager les conditions d'utilisation et de diffusion de la cartographie du réseau à moyenne échelle afin de permettre à l'autorité organisatrice de communiquer à des collectivités publiques de son périmètre, pour un usage non commercial, la cartographie du réseau à moyenne échelle transmise par ERDF. Il est entendu que dans ce cadre l'autorité organisatrice informera systématiquement le concessionnaire des communications de la cartographie du réseau à moyenne échelle qu'elle aura effectuées. Le concessionnaire fera de même lorsqu'il aura été sollicité par une collectivité.

La FNCCR et ERDF s'engagent à proposer, dans les trois mois suivant la date de signature du présent protocole, un modèle de convention dont elles recommanderont l'utilisation aux autorités organisatrices et aux directions territoriales d'ERDF, sans préjudice des accords locaux en cours d'exécution.

## **4.2 Sur la cartographie du réseau à grande échelle**

La FNCCR et ERDF souhaitent promouvoir un meilleur partage de la cartographie du réseau à grande échelle, entre l'autorité organisatrice et le concessionnaire, dans le cadre de l'exécution des missions relevant de la concession.

La FNCCR et ERDF conviennent d'élaborer dans les six mois suivant la date de signature du présent protocole un modèle de convention définissant les modalités d'échanges entre l'autorité organisatrice et le concessionnaire portant sur les plans à grande échelle pour les ouvrages réalisés par chacune des parties.

Le modèle de convention organisera les modalités selon lesquelles l'autorité organisatrice et le concessionnaire se mettront réciproquement et gratuitement à disposition, les plans à grande échelle (fonds de plan et réseaux existants, réseaux construits et modifiés par chacun des maîtres d'ouvrages) dont ils disposent sur l'emprise de leurs travaux respectifs, contribuant ainsi à la constitution de la cartographie à grande échelle conforme aux exigences réglementaires..

Par ailleurs, pour compléter ces modalités d'échanges gratuites, ERDF proposera gracieusement aux autorités organisatrices sur leur périmètre de compétences un service de consultation à distance de la cartographie à grande échelle à leur seul usage, avec mise à jour semestrielle.

En complément, ERDF et la FNCCR se concerteront pour enrichir ce service permettant un meilleur partage des informations, en tenant compte des contraintes techniques, de coûts, réglementaires et de confidentialité relatives à ce type d'information.

## **5. Feuille de route complémentaire 2013-2014**

Outre la mise en œuvre des engagements actés par le présent protocole, la FNCCR et ERDF conviennent de poursuivre un dialogue constructif sur l'adaptation du modèle de cahier des charges de concession (5.1) et sur des sujets d'intérêt commun en complément des points abordés dans le présent protocole (5.2).

### **5.1 Travaux d'adaptation du modèle de cahier des charges de concession**

L'ambition commune de la FNCCR et ERDF est de proposer d'ici fin 2014, pour ce qui concerne les missions de développement, d'exploitation et de maintenance des réseaux de distribution, un dispositif contractuel modernisé qui réponde aux enjeux de la distribution publique d'électricité et soit adapté au cadre tarifaire correspondant (les deux parties souhaitent que ce cadre tarifaire permette de maintenir des investissements sur les réseaux à un niveau compatible avec les besoins), ainsi qu'aux lois et règlements ayant affecté la distribution publique d'électricité ces dernières années depuis la dernière mise à jour juridique du modèle national de cahier des charges de concession (juillet 2007). De la même manière pourront être étudiées les adaptations résultant d'évolutions législatives ou réglementaires futures qui auraient trait, le cas échéant, aux activités de réseau de distribution d'électricité.

Ces travaux conjoints concerneront en particulier les éventuelles adaptations à apporter à l'économie concessionnaire et aux contrats ; dans ce cadre, seront notamment examinées les dispositions intéressant les passifs de concession, la provision pour renouvellement, les modalités de fin de contrat et de renouvellement avec le distributeur.

### **5.2 Autres sujets d'intérêt commun**

**5.2.1** Informer préalablement la FNCCR et les autorités organisatrices concernées sur les modalités de la première phase de déploiement des compteurs Linky et assurer une information régulière de l'état d'avancement du déploiement ;

**5.2.2** Dans le cadre du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, proposer conjointement à l'Etat l'inscription dans la réglementation d'une méthode d'évaluation de la tenue globale de la tension reconnue par les différents acteurs, telle qu'elle sera proposée en conclusion des travaux conduits entre la FNCCR et ERDF sous l'égide de l'administration depuis le second semestre 2012 ;

**5.2.3** Etablir de façon concertée un bilan national d'application du Protocole VRG (Valorisation comptable des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage des autorités organisatrices) signé entre la FNCCR et ERDF, qui arrive à échéance le 31 août 2014, en vue de son renouvellement ;

**5.2.4** Accompagner les autorités organisatrices maîtres d'ouvrage d'un projet d'infrastructure de recharge de véhicules électriques, en particulier par des études d'optimisation de l'implantation des points de charge en fonction de la structure des réseaux ;

**5.2.5** Poursuivre le dialogue mené entre la FNCCR et ERDF sur l'utilisation du réseau concédé pour faciliter le développement du très haut débit et l'accueil régulé d'autres équipements sur le réseau dans le cadre de missions de service public (exemple : capteurs de télé-relève d'eau) ;

**5.2.6** Informer les autorités organisatrices et la FNCCR des possibilités de déploiement de l'Espace Collectivités (portail Internet ERDF) auprès des collectivités et des autorités organisatrices pour faciliter notamment les échanges d'informations avec le concessionnaire ;

**5.2.7** Présenter à la FNCCR et aux autorités organisatrices Precariter, outil de cartographie de la précarité énergétique sur les territoires, et ses évolutions, ainsi qu'informer les autorités organisatrices de son déploiement auprès des collectivités de leur territoire.

## **6. Date d'effet et durée du protocole**

Le présent protocole prend effet à compter de sa date de signature pour les seuls engagements prévus au présent article.

Tous les autres engagements visés par le présent protocole prendront effet pour une durée de quatre ans, en cohérence avec la période tarifaire 2014-2017, dès lors que la condition préalable fixée à l'article 6.2 ci-dessous aura été remplie.

### **6.1 Soumission des avenants**

A compter de la date de signature du présent protocole, la FNCCR et ERDF proposeront aux autorités organisatrices un modèle d'avenant visant à traduire dans leur contrat de concession, les dispositions du présent protocole. Ces avenants intégreront un article stipulant que leur entrée en vigueur ne peut survenir que si la condition préalable visée à l'article 6.2 ci-après est remplie.

### **6.2 Condition préalable à l'entrée en vigueur des stipulations du présent protocole hors article 6**

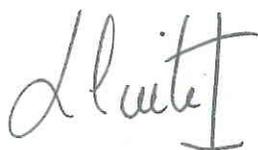
Les stipulations du présent protocole, à l'exception de celles visées à l'article 6, entreront en vigueur lorsque la FNCCR et ERDF auront constaté de façon contradictoire au plus tard le 1er mars 2014 que la somme des parts R2 de redevance de concession associées aux contrats de concession pour lesquels les autorités organisatrices ont signé un avenant conforme au modèle visé à l'article 6.1 ci-dessus représente 90% ou plus du montant total des parts R2 des redevances payées au titre de l'exercice 2012. Le constat sera formalisé entre la FNCCR et ERDF par échange de courriers listant les autorités organisatrices ayant signé avec le concessionnaire l'avenant précité.

Au-delà du 1er mars 2014, si la condition précitée n'est pas remplie, le présent protocole est réputé caduc.

## 7. Modification du protocole

Les parties pourront convenir de mises à jour par voie d'avenant au protocole.

Fait en double exemplaire, à Paris, le 18 septembre 2013



**Xavier PINTAT**  
*Président de la FNCCR*



**Michèle BELLON**  
*Président du Directoire d'ERDF*

## **Liste des annexes**

**Annexe 1** - Description des différents volets du programme commun de développement et de modernisation des réseaux prévisionnel entre l'autorité organisatrice et ERDF

**Annexe 2** – Liste des données cartographiques communiquées par ERDF en moyenne échelle à l'autorité organisatrice

## ***Annexe 1 : Description des différents volets du programme commun de développement et de modernisation des réseaux prévisionnel entre l'autorité organisatrice et ERDF***

### **1°) La phase d'orientations générales**

Dans la phase d'orientations générales, l'autorité organisatrice (AODE) se charge, avec l'appui d'ERDF, de collecter et synthétiser l'ensemble des facteurs et contraintes issus des décisions des collectivités locales ou de leurs groupements qui ont un impact sur l'évolution de la distribution d'électricité notamment :

- la planification et la programmation énergétiques et climatiques (dont le développement des ENR, la MDE, ...) : SRCAE, PCET, ... ;
- les documents d'urbanisme ;
- le contexte économique et social de la concession ;
- l'évolution vers de nouveaux usages (par exemple les infrastructures de recharge pour les véhicules électriques) ;
- l'évolution des autres réseaux d'énergie (distribution de gaz et distribution de chaleur ou de froid) ;
- Le cas échéant, les autres projets influant sur l'évolution de la distribution d'électricité (orientations des autorités organisatrices de la mobilité durable, projets de valorisation énergétique des autorités organisatrices des services publics de traitement des déchets, projets de déploiement de la fibre optique...).

### **2°) L'élaboration d'un diagnostic partagé**

ERDF et l'AODE partageront l'analyse technique du réseau concédé et de son évolution, en s'appuyant sur le diagnostic partagé, ainsi que sur le résultat des contrôles effectués par l'AODE. Cette analyse abordera notamment :

- L'intégration des évolutions de la structure du réseau : renforcements, postes-sources, restructurations, modernisation du réseau dont son automatisation (smart grids), notamment pour la prise en compte du développement des ENR (SRRRER) ;
- Le traitement des besoins du réseau (ex : résorption des fils nus de faible section, insensibilisation des réseaux aux aléas climatiques, remplacement des câbles souterrains de technologie ancienne, prise en compte des incidents liés aux microcoupures, ... ) ;
- Les actions au titre de l'environnement, de la sécurité et de la mise en conformité des ouvrages (en particulier dictées par une nouvelle réglementation).

## 2.1 Le patrimoine concédé

Le diagnostic propose un état des lieux détaillé par catégorie d'ouvrage (i), et un recensement des besoins du réseau (ii).

i) Etat des lieux par catégorie d'ouvrage :

- présentation du réseau desservant la concession ;
- quantitatifs par catégorie d'ouvrage ;
- tranches d'âge par catégorie d'ouvrage ;
- (...)

S'agissant des biens dits non localisés (transformateurs HTA/BT, colonnes montantes, branchements, compteurs, ...), la précision de l'état des lieux sera enrichie des améliorations mentionnées au chapitre « Données financières et patrimoniales de la concession » du présent protocole.

ii) Recensement des besoins du réseau :

- aménagements pour accueillir de nouveaux clients ou producteurs ;
- renouvellement et renforcement des postes-sources (rames, contrôle commande, ...) ;
- développement des automatismes, outils de téléconduite, systèmes d'information ;
- réseaux HTA aériens vulnérables aux aléas climatiques (sécurisation et fiabilisation, y compris des supports, ...) ;
- réseaux souterrains de technologie ancienne ;
- réseaux BT aériens torsadés et nus (sécurisation et fiabilisation, y compris des supports, ...) ;
- réseaux BT souterrain de technologie ancienne.

## 2.2 La performance des réseaux est appréciée sur la base des indicateurs suivants :

- Sur la fiabilité des ouvrages :
  - Taux d'incidents aux 100 km de réseau aérien/souterrain HTA ;
  - Taux d'incidents aux 100 km de réseau aérien/souterrain BT.
  
- Au titre de la continuité d'alimentation :
  - Critère B (dont B travaux, B incidents BT HIX, B incidents HTA HIX ; B RTE) ;
  - Taux de clients de la concession mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation (Décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007<sup>2</sup>), dont :
    - Taux de clients subissant plus de 6 coupures longues dans l'année et fréquence de coupures longues ;
    - Taux de clients subissant plus de 35 coupures brèves dans l'année ;

<sup>2</sup> 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

- Taux de clients subissant plus de 13 heures de coupures longue dans l'année.
- Sur la tenue de la tension (Décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007) :
  - Taux de clients mal alimentés au sens de la tenue de la tension, en distinguant urbain/rural.
- Problèmes particuliers liés aux microcoupures (suivi de cas spécifiques et ponctuels relatifs à certains départs ou à l'alimentation de points de livraison).

Les données ci-dessus seront présentées à la maille de la concession, et à l'exception des taux d'incidents, à une maille communale selon les modalités suivantes :

- La moyenne sur 3 ans ;
- Une présentation en plages de valeur pour une année donnée.

### **3°) Le programme commun de développement et de modernisation des réseaux (détermination des priorités d'investissement sur 4 ans et identification des principaux travaux correspondants)**

Les finalités d'investissement porteront sur les principaux points suivants :

- la qualité de desserte ;
- la préservation et modernisation du patrimoine ;
- la sécurisation au regard des aléas climatiques ;
- l'anticipation du développement des réseaux (zones d'aménagement, SCOT...)
- les évolutions des comportements et des usages (ENR, maîtrise de la demande énergétique, gestion de la pointe électrique,...).

Sur la base de ces orientations, le programme local d'investissement, coordonné entre l'AODE et ERDF, fixera, par accord conjoint des deux parties, de manière précise, des priorités sur 4 ans qui pourront prendre deux formes :

- Listes ou quantités d'ouvrages à traiter (ex : chantiers sur les postes-sources, « top N » des départs HTA à sécuriser ; « x km » des fils nus à résorber ou « n départs BT » à renforcer de façon prioritaire), en recherchant les synergies entre les deux maîtrises d'ouvrage (ex : traitement coordonné de départs HTA et départs BT)
- Identification de secteurs géographiques de la concession dont les réseaux doivent être sécurisés, fiabilisés ou adaptés notamment par l'intervention conjuguée des deux maîtres d'ouvrage (ex : zones en écart qualité à l'intérieur de la concession ou secteurs à enjeu pour l'accueil d'activités ou d'ENR)

Ce programme commun de développement et de modernisation des réseaux présentera de façon distincte les investissements portant sur les postes sources et les moyens mutualisés du concessionnaire.

Le programme sera élargi à des actions de maintenance d'ERDF ayant un impact fort sur la qualité, jugées nécessaires sur la concession (exemple : programme renforcé d'élagage), en assurant une parfaite distinction entre les opérations d'investissement et ces opérations de maintenance.

Comme pour les conférences départementales NOME, les programmes d'investissements d'ERDF et de l'AODE devront être décrits selon des grilles de présentation homogènes dont la FNCCR et ERDF proposeront un modèle.

Des indicateurs de suivi et d'évaluation sont identifiés en regard de chaque priorité d'investissements permettant de mesurer l'impact des actions engagées.

A la date de signature du présent protocole, les indicateurs pour les priorités les plus courantes sont les suivants :

Type de priorité	Indicateur de suivi	Indicateur d'évaluation
Fiabilisation de X km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés
Fiabilisation de X km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)	Nombre de km fiabilisés/an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés
Renforcement de X km réseau BT sur les communes A, B, C,...	Nombre de km renforcés/an	Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,...
Sécurisation de X km réseau BT sur les communes A, B, C,...	Nombre de km sécurisés/an	Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,...
Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, ..., dans les communes A, B, C, ...	Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an	Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, ...

#### **4°) La valorisation financière des programmes à partir de l'articulation du dispositif avec les conférences annuelles (NOME) et avec le cadre tarifaire**

Une valorisation financière à N+1 du programme commun de développement et de modernisation des réseaux (montants prévisionnels par finalité et principaux chantiers) interviendra lors de sa déclinaison à l'occasion de chaque conférence NOME, en privilégiant une forme homogène pour la présentation des investissements des deux maîtres d'ouvrage.

## **Annexe 2 : Liste des données cartographiques communiquées par ERDF en moyenne échelle à l'autorité organisatrice**

Les données ci-après correspondent à une communication au format SHAPE.

### **Poste Source**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Nom	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source

### **Poste de distribution publique**

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Nom	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes clients consommateurs et producteurs n'est pas renseigné
Commune	Nom de la commune A venir sous réserve de faisabilité : code INSEE
Fonction	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>
Type	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><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></ul>
Transformateur	Nombre et puissances (kVA) des transformateurs installés

(s)	Non renseigné pour les postes clients consommateurs et producteurs
Télécommande	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

### Armoire HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Nom de l'armoire	Nom de l'armoire
Commune	Nom de la commune A venir sous réserve de faisabilité : code INSEE
Année de pose	Date de construction (si disponible)
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>

### Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Commune	Nom de la commune A venir sous réserve de faisabilité : code INSEE
Année de pose	Date de construction (si disponible)
Automatisme	ouverture en creux de tension indique un IACT
Télécommande	Présence d'une télécommande (oui/non)

### Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Année de pose	Date de construction (si disponible)
Désignation	Section, matière et technologie du câble <u>Exemples :</u> - T 150 AL : Torsadé, de section 150, en aluminium - 54 AM : « fil nu », de section 54, en almelec

Longueur	Longueur électrique (en mètre)
Commune(s)	A venir sous réserve de faisabilité : code(s) INSEE

### Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Année de pose	Date de construction (si disponible)
Désignation	Section, matière et technologie du câble <u>Exemples :</u> - 150 AL S6: câble, de section 150, en aluminium, technologie : S6 - Synthétique HN-33 S26 - 240 AL SO: câble, de section 240, en aluminium, technologie : SO - Isolation Synthe. UTE C 33-223 Cable 2000
Longueur	Longueur électrique (en mètre)
Commune(s)	A venir sous réserve de faisabilité : code(s) INSEE

### Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Année de pose	Date de construction (si disponible)
Désignation	Section, matière et technologie du câble <u>Exemples :</u> - T 70 AL : Torsadé, de section 70, en aluminium - 3 x 75 CU + 48 CU: « fil nu », 3 conducteurs de phase de section 75, en cuivre + 1 conducteur de neutre de section 48, en cuivre
Type	<ul style="list-style-type: none"> <li>• « aérien » pour aérien nu</li> <li>• « torsadé » pour torsadé</li> </ul>
Longueur	Longueur électrique (en mètre)
Commune(s)	A venir sous réserve de faisabilité : code(s) INSEE

### Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
Année de pose	Date de construction (si disponible)
Désignation	Section, matière et technologie du câble <u>Exemple :</u> - 3 x 240 AL + 95 AL : 3 conducteurs de phase de section 240, en aluminium + 1 conducteur de neutre de section 95, en aluminium
Longueur	Longueur électrique (en mètre)
Commune(s)	A venir sous réserve de faisabilité : code(s) INSEE