Chambre régionale des comptes
de Basse-Normandie

Réf. : ROD2/GB/MDH/**12-168** ***Bénouville, le 21 mars 2012***

# RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES SUR LA GESTION DU SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIES DE LA MANCHE (MANCHE)

## Années 2006 et suivantes

*Rappel de procédure*

*La chambre a inscrit à son programme l'examen de la gestion du Syndicat départemental d'énergies de la Manche (SDEM) à partir de l'année 2006 qui a été confié à M. Rooz, conseiller. Par lettre en date du 11 mars 2011, le président de la chambre en a informé M. Enguerrand, l'ordonnateur en fonctions. Mme Besnier ayant succédé à M. Enguerrand le 16 mai 2011, une lettre de notification d'ouverture du contrôle lui a été adressée le 30 juin 2011. L'entretien de fin de contrôle a eu lieu le 11 juillet entre Mme Besnier, accompagnée du directeur du syndicat, M. Deboislorey, et le rapporteur. Par lettre du 25 juillet 2011, cet entretien a également été proposé à M. Enguerrand.*

*Lors de ses deux séances du 30 août et du 22 septembre 2011, la chambre a arrêté ses observations provisoires portant sur les années 2006 et suivantes. Celles-ci ont été transmises dans leur intégralité à Mme Besnier et à M. Enguerrand et, pour les parties qui le concernent, à ERDF. Mme Besnier et ERDF ont répondu et, sur sa demande, Mme Besnier a été entendue par la chambre.*

*Après avoir entendu le rapporteur, la chambre a arrêté, le 6 février 2012, le présent rapport d'observations définitives.*

*Le rapport a été communiqué à la présidente du syndicat en fonctions et à son prédécesseur en fonctions au cours de la période examinée. Ce rapport, auquel est jointe la réponse de la présidente en fonctions qui engage sa seule responsabilité, devra être communiqué par la présidente à son assemblée délibérante lors de la plus proche réunion suivant sa réception. Il fera l'objet d'une inscription à l'ordre du jour, sera joint à la convocation adressée à chacun de ses membres et donnera lieu à un débat.*

*Ce rapport sera, ensuite, communicable à toute personne qui en ferait la demande en application des dispositions de la loi n° 78-753 du 17 juillet 1978.*

## Principales observations

Le contrôle de la gestion du syndicat départemental d'énergies de La Manche (SDEM) s'inscrit dans le cadre d'une enquête inter-juridictions financières sur les concessions d'électricité.

La distribution d'électricité est un service public local qui relève de la compétence des communes ou de leurs établissements publics de coopération mais nécessairement géré par Electricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale d'EDF, ou l'un des distributeurs non nationalisés en 1946. Le SDEM et ERDF ont conclu en 1994 un contrat de concession pour une durée de trente ans.

Le SDEM est un syndicat mixte ouvert créé en 1993. Il ne regroupe pas toutes les communes du département. C'est ainsi que les communes les plus importantes (Cherbourg-Octeville, Saint-Lô, Avranches, Équeurdreville-Hainneville et Tourlaville) n'en font pas partie. En avril 2011, il comprenait 57 membres représentant 68% de la population du département.

De ce fait, La Manche est dotée de 16 autorités en charge de l'organisation du réseau de distribution électrique, ce qui est irrégulier au regard des dispositions de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui, par son article 33 (codifié à l'article L. 2224-31-IV du CGCT) a prévu l'instauration, dans un délai qui se terminait fin 2007, d'une autorité organisatrice unique de la distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire départemental.

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité dispose que la maîtrise d'ouvrage des opérations d'électrification est exercée par le concessionnaire mais peut être dévolue au concédant pour certains travaux. A cet égard, la convention de concession précise que le concédant assure la maîtrise d'ouvrage pour le réseau de basse tension, en zone rurale, lorsque les travaux portent sur le renforcement et la sécurisation du réseau et l'effacement des lignes. Depuis 2005, les membres du SDEM lui ont transféré la compétence de maître d'ouvrage des travaux sur le réseau d'électricité.

Ce transfert aurait dû s'accompagner du transfert des ouvrages construits par les membres du syndicat, ce qui n'a pas été le cas. Ces ouvrages ne figurent pas à l'actif du bilan du SDEM.

Par ailleurs, dans le cadre des travaux de mise en souterrain des réseaux électriques et de télécommunications menés en commun par le SDEM et France Télécom, les communes membres remboursent à France Télécom les coûts de câblage et au SDEM les coûts de génie civil relatifs aux travaux sur le réseau électrique. Ces opérations sont régies par l'article L. 2224-35 du CGCT qui s'applique aux collectivités territoriales, aux établissements publics de coopération et aux gestionnaires de réseau. Or, le SDEM, syndicat mixte, n'est ni collectivité territoriale ni établissement public de coopération. Par conséquent, le financement par les communes des opérations de mise en souterrain des réseaux menées conjointement par le SDEM et France Télécom est irrégulier.

Les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du SDEM sont financés à 47 % par le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE)[1], à 31 % par des versements de ses membres et à 17 % par les redevances de concession versées par ERDF au syndicat.

Les ressources de ses membres proviennent notamment de la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE), jusqu'en 2010 taxe locale sur l'électricité (TLE), qui leur est versée par EDF. Ce versement est irrégulier, l'article 23 de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, réservant la perception de cette taxe à l'autorité organisatrice. Toutefois, un système transitoire a été mis en place autorisant la perception par les collectivités territoriales et les EPCI de la TCFE en 2011 s'ils la percevaient en 2010. Par délibération du 19 septembre 2011, le syndicat a décidé de mettre fin au versement de la TCFE à ses membres à compter du 1er janvier 2012.

S'agissant de la qualité de l'électricité, elle est mesurée par la tenue de la tension et la continuité de l'alimentation électrique.

Selon l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité sont fixés par les cahiers des charges des concessions. Ceux qui sont stipulés par l'article 13 du cahier des charges de la convention conclue en 1994 entre le SDEM et ERDF, doivent être redéfinis. En effet, ils ne sont plus cohérents avec les objectifs du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007, dit « décret qualité ». Un accord-cadre conclu en 2007 entre la FNCCR[2] et EDF définit un nouveau modèle de cahier des charges prenant en compte ce décret. La chambre estime que les parties à la convention doivent passer un avenant à la convention de concession pour adopter le nouveau cahier des charges.

La tenue de la tension est mesurée par le taux de « clients mal alimentés »[3] (CMA). La responsabilité de la tenue de cet indicateur sur la concession est imputable essentiellement au SDEM en tant que maître d'ouvrage des travaux de renforcement des réseaux basse tension. L'arrêté du 18 février 2010 pris en application du « décret qualité » fixe comme objectif un plafond de 3 %. Les résultats de la concession du SDEM sont inférieurs au plafond, en zone rurale comme en zone urbaine, et meilleurs que la moyenne nationale.

La continuité de l'alimentation est mesurée par la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur du réseau de basse tension. Cet indicateur se subdivise en deux sous-critères, selon que les événements exceptionnels tels que les tempêtes, sont pris en compte (critère hors événement exceptionnel : BHIX) ou non (critère toutes causes confondues : TTC). Il relève essentiellement de la responsabilité d'ERDF en tant que maître d'ouvrage des investissements sur la moyenne tension (HTA). Les résultats de la concession de La Manche, mesurés par le critère BHIX, le plus significatif, sont deux fois moins favorables que la moyenne française. Face à ce constat, les moyens d'action du concédant vis-à-vis du concessionnaire sont assez réduits. C'est ainsi que les sanctions légales demeurent théoriques, faute de promulgation du décret d'application de l'article 21-1-II de la loi du 21 février 2000 relatif aux sanctions prévues lorsque le niveau de qualité prévu n'est pas atteint.

[1] FACE : Le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ) est un organisme placé sous l'autorité du ministre chargé de l'énergie, financé par les contributions des distributeurs d'électricité et chargé d'apporter une aide financière aux maîtres d'ouvrage des réseaux des communes sous régime d'électrification rurale.

[2] FNCCR : La Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies regroupent les collectivités organisatrices des services locaux, notamment dans les domaines de l'énergie, de l'eau et de l'assainissement.

[3] Un utilisateur est dit « *mal alimenté* » lorsque la tension qu'il reçoit s'éloigne de plus ou moins 10 % par rapport à sa valeur de référence (220 V en basse tension) sur une base de 10 minutes.

S’agissant du contrôle de la concession par le concédant, les obligations de compte rendu par le concessionnaire prévues par le cahier des charges de 1994 sont particulièrement vagues. Un protocole d’accord relatif aux indicateurs « fourniture et acheminement » à produire dans le compte rendu d’activité de contrôle (CRAC) a été signé le 26 mars 2009 entre la FNCCR, ERDF et EDF. Ce protocole doit être transposé dans le contrat de concession.

Le contrôle de la valorisation de l’actif de la concession par le concessionnaire est partiel. ERDF comptabilise les travaux réalisés par le concédant selon les coûts qu’il aurait supportés si lui-même avait été maître d’ouvrage. Depuis mars 2010, le SDEM est informé de la valorisation par des ouvrages sous sa maîtrise d’ouvrage. Pour 2010, l’écart de valorisation est de 6,7%. En outre, les ouvrages situés en zone d’électrification rurale remis par le SDEM ne sont amortis ni par le concessionnaire, ni par le concédant. De plus, ERDF ne provisionne le renouvellement de ces ouvrages qu’à hauteur de 20 %. Enfin, une part importante des biens, estimée à 17 % de l’actif de la concession, constituée d’ouvrages non identifiés physiquement ni localisés sur le territoire de la concession, est comptabilisée comme biens de la concession sur la base d’une clé de répartition appliquée à la valeur de ces ouvrages au bilan d’ERDF.

# Sommaire

**CHAPITRE I : Les suites du précédent contrôle** **6**

**CHAPITRE II : La gouvernance du syndicat** **6**

**1** Présentation du SDEM 6
**2** Le cadre juridique et contractuel 8
2.1. Le cadre juridique 8
2.2. Le cadre contractuel 10
3. L'exercice de la maîtrise d'ouvrage publique par les autorités organisatrices de La Manche 11

**CHAPITRE III : La situation financière** **12**

**1** La fiabilité des comptes 12
1.1 Le respect des obligations d'information financière 12
1.2 Les imputations comptables 12
1.3 Les autres contrôles 13
**2** La situation financière du SDEM 13
2.1 Les opérations de mise en souterrain des réseaux menées en commun avec France Télécom 13
2.2 La section de fonctionnement 15
2.3 La section d'investissement 16
2.4 Les résultats financiers 21

**CHAPITRE IV : la qualité de l'électricité distribuée sur le territoire de la concession** **22**

**1** La définition des objectifs en matière de qualité de service 22
**2** Des objectifs obsolètes 22
**3** Les résultats 24
3.1 Tenue de la tension sur le réseau de basse tension 24
3.2 Continuité de l'alimentation : des résultats médiocres 24

**CHAPITRE V : le contrôle de la concession par le concédant** **22**

**1** Un cadre peu contraignant 26
**2** La mise en œuvre du contrôle de la concession par le concédant 27
2.1 Le tableau de bord de la concession 27
2.2 La fiabilité des inventaires tenus par le concessionnaire 27
2.3 La valorisation et l'immobilisation des ouvrages par le concessionnaire 28
**3** L'actif de la concession 28
3.1 L'évolution de l'actif sur la période contrôlée 28
3.2 Une valorisation difficile à contrôler 29
3.3 Les droits du concédant 30
3.4 Le « ticket de sortie » 31
3.5 Les comptes de la concession non significatifs 31

**RECOMMANDATIONS** **33**

**Annexe 1 : Le partage de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et le concédant** **34**

**Annexe 2 : Les critères d'attribution du FACE** **35**

Le contrôle du syndicat départemental d'énergies de La Manche (SDEM) s'inscrit dans le cadre d'une enquête inter-juridictions sur les concessions de distribution d'électricité.

La distribution d'électricité est un service public local qui relève de la compétence des communes, parfois des départements, ou de leurs établissements publics de coopération. Toutefois, son mode de gestion n'est pas libre. Les réseaux de distribution d'électricité sont, en effet, obligatoirement gérés, soit par ERDF (95,2 % des clients), soit par les entreprises locales de distribution (ELD) - il s'agit des distributeurs non nationalisés en 1946, couvrant 5 % des clients -. Dans la quasi-totalité des cas, à l'exception des communes possédant une entreprise locale de distribution, les réseaux sont gérés sous le régime de la concession.

L'enquête porte sur les relations entre les autorités concédantes et les concessionnaires gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, dans le cas de La Manche, entre le SDEM et ERDF.

## CHAPITRE I : Les suites du précédent contrôle

Le rapport de la chambre du 31 mai 2007 portait sur la période 2001-2006.

La chambre avait constaté que le transfert, à compter du 1er avril 2005, de la maîtrise d'ouvrage de travaux des adhérents du SDEM au syndicat répondait à ses précédentes observations.

Elle avait également relevé l'importance des restes à réaliser et suggérait la mise en place d'un système d'autorisations de programmes et de crédits de paiement (AP/CP). Cette recommandation n'a toutefois pu être mise en œuvre qu'à partir du budget primitif 2011. En effet, jusqu'en 2010, le syndicat était régi par la comptabilité M1-M5-M7 qui n'autorisait pas le recours au système des AP/CP. Cette comptabilité ayant été supprimée à compter du 1er janvier 2011 par l'ordonnance n° 2009-1400 du 17 novembre 2009, le SDEM a alors pu opter pour la comptabilité M14 applicable aux communes et aux établissements publics communaux et intercommunaux à caractère administratif qui autorise le recours aux AP/CP.

## CHAPITRE II : La gouvernance du syndicat

### 1 Présentation du SDEM

Le SDEM est un syndicat mixte ouvert créé par arrêté préfectoral du 29 septembre 1993 sous le nom de Syndicat de l'électricité du département de La Manche pour une durée illimitée. Par délibération du 14 décembre 2004, le comité syndical a décidé de changer son nom en Syndicat départemental d'énergies de La Manche.

Le SDEM ne regroupe pas l'ensemble des communes du département. De nombreuses communes et notamment les plus importantes, ne sont pas membres du syndicat. Il en est ainsi des villes et syndicats intercommunaux d'électrification (SIE) suivants : Cherbourg-Octeville, Tourlaville, Equeurdreville-Hainneville, Saint-Lô, Avranches, Agon-Coutainville, Bretteville-en-Saire, Bricquebec, Digosville, La Glacerie, Querqueville, Torigni-sur-Vire, Valognes. Une commune du département, Guilberville, a même adhéré au syndicat départemental d'électrification du Calvados (SDEC).

En avril 2011, le SDEM comprend 57 membres : le conseil général, neuf communautés de communes et 24 communes isolées, représentant 336 000 habitants sur un total de 493 000, soit 68 % de la population du département. Toutefois, le SDEM regroupe 96 % de la population rurale[4] du département. Seul le SIE de Bricquebec n'en fait pas partie.

Le département de La Manche est doté de 16 autorités organisatrices de la distribution (AOD), ce qui n'est pas conforme aux dispositions de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, dont l'article 33, codifié à l'article L. 2224-31-IV du CGCT[5], a prévu l'instauration d'une autorité organisatrice unique de la distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire départemental. En l'absence d'une telle autorité, le même article fixe au préfet un délai qui se terminait à la fin de 2007 pour engager la procédure de création. Ce texte prévoit, en outre, qu'à défaut d'autorité organisatrice unique, la qualité de l'électricité doit être évaluée par l'ensemble des autorités organisatrices du département[6].

Bien que le délai fixé soit largement dépassé, force est de constater que les villes les plus importantes du département n'ont toujours pas adhéré au SDEM et qu'aucune conférence rassemblant l'ensemble des autorités organisatrices n'a été organisée.

La rédaction de l'article L. 2224-31 du CGCT a été complétée par l'article 69 de la loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités territoriales afin de mettre en cohérence le dispositif de regroupement des Autorités organisatrices de la distribution (AOD) avec les objectifs de la loi. L'article L. 2224-31 modifiée dispose que le représentant de l'Etat peut, à compter de la publication du schéma départemental de coopération intercommunale prévu au L. 5210-11 du CGCT, ou au plus tard au 1er janvier 2012, engager les processus de création d'un syndicat unique en proposant, avant la fin 2012, la modification du périmètre du SDEM.

Le syndicat travaille depuis décembre 2006 à regrouper les AOD du département. Il estime que cette démarche a porté ses fruits car cinq collectivités ont rejoint le SDEM.

Vis-à-vis de ses adhérents, le SDEM est le concédant unique de la concession du réseau de distribution d'électricité : lui seul passe les actes relatifs à la concession du service public de distribution de l'électricité avec Electricité de France (EDF), perçoit les redevances de concession et contrôle le réseau de distribution électrique.

Il exerce aussi la compétence obligatoire d'autorité organisatrice unique du réseau de distribution d'électricité pour ses membres. A ce titre, il s'assure du bon accomplissement des missions de service public.

Comme indiqué plus haut, ses membres lui ont transféré, par délibération du 17 mars 2004 du comité syndical, la maîtrise d'ouvrage des travaux, à compter du 1er avril 2005.

Par modification du 6 mars 2009 de ses statuts, a été ajoutée à sa compétence obligatoire d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité une compétence optionnelle de maîtrise d'ouvrage, sur demande expresse de ses membres, des travaux de premier établissement et d'extension des réseaux d'éclairage public. Le syndicat pourra en outre assurer des missions de

[4] La circulaire interministérielle agriculture/industrie du 22 avril 1971 définit les communes rurales comme celles qui ne comportent aucune agglomération d'au moins 2 000 habitants et qui ne font pas partie d'une agglomération multicommunale d'au moins 5 000 habitants.

[5] Code générale des collectivités territoriales

[6] Article 33 de la loi de 2006 : « […] *A défaut d'autorité organisatrice unique sur le territoire départemental, l'évaluation de la qualité de l'électricité réalisée en application de l'article 21-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée est transmise par le ou les gestionnaires de réseaux publics concernés à une conférence, lorsque celle-ci a été constituée entre l'ensemble des autorités organisatrices du département dans les conditions prévues par l'article L. 5221-2. »*

coordonateur de maîtrise d'ouvrage dans les conditions prévues par la loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'œuvre privée dite loi MOP ainsi que de coordonateur de groupement de commandes dans les conditions prévues par l'article 8 du code des marchés publics.

Le SDEM est administré par un comité syndical de 91 membres qui élit un bureau de 18 membres.

Ses effectifs en avril 2011 sont de douze personnes. Jusqu'en 2005, le contrôle de la concession était assuré par un service du conseil général pour le compte du syndicat. En 2005, les membres de ce service, au nombre de huit, ont été mis à disposition du syndicat par le conseil général. Ils ont été intégrés en 2010 au sein du personnel du SDEM.

Fin 2010, ERDF dessert 193 666 clients répartis ainsi :

| | **Nombre** | **%** |
|---|---|---|
| Basse tension (BT) | 193 220 | 99,8% |
| *dont puissance souscrite ≤ 36 kVA[7] (tarif bleu[8])* | *191 911* | *99,1%* |
| *puissance souscrite > 36 kVA et ≤ 250 kVA (tarif jaune)* | *1 309* | *0,7%* |
| Moyenne tension (HTA): puissance > 250 kVA (tarif vert) | 446 | 0,2% |
| **Total** | **193 666** | **100,0%** |

97 % des clients ont opté pour le tarif réglementé de vente.

A cet égard, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dite loi NOME pérennise les tarifs réglementés pour les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels. Ils seront fixés à partir du 31 décembre 2015 au plus tard par la commission de régulation de l'énergie (CRE) et non plus par les ministres de l'énergie et de l'écologie. Les tarifs jaunes et verts disparaissent à cette date.

## 2. Le cadre juridique et contractuel

### *2.1. Le cadre juridique*

#### *2.1.1. L'industrie électrique*

Sous l'effet du droit communautaire, l'industrie électrique est, aujourd'hui, organisée en quatre grands secteurs d'activité : production, transport, distribution et fourniture d'électricité.

Les producteurs d'électricité disposent de la liberté d'établissement : toute entreprise publique ou privée peut exploiter des installations de production d'électricité. Actuellement, trois principaux acteurs assurent 95 % de la production d'électricité en France : EDF, la Compagnie nationale du Rhône (CNR) et Endesa France.

Le transport de l'électricité consiste en l'acheminement de l'électricité depuis les lieux de production jusqu'au réseau de distribution, au moyen de l'ensemble des liaisons du réseau métropolitain continental et de ses interconnexions, dont la tension est supérieure ou égale à 63 KV[9]. Cette activité est le fait de RTE (Réseau de transport d'électricité), filiale d'EDF.

[7] kVA : millier de voltampères. Le voltampère mesure la puissance électrique maximale d'une installation tandis que le watt (W) meure la puissance moyenne.
[8] Pour les clients ayant opté pour le tarif règlementé de vente.
[9] KV : Kilovolt ou millier de volts

La distribution d'électricité consiste en l'acheminement de l'électricité entre le réseau de transport et les consommateurs. Le réseau public de distribution d'électricité est constitué par les ouvrages de tension inférieure à 50 KV situés sur le territoire de l'autorité organisatrice de la distribution d'électricité et par les ouvrages de tension supérieure existant, sur le territoire métropolitain continental, à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, lorsqu'ils ne sont pas exploités par EDF en qualité de gestionnaire du réseau public de transport. Ce réseau public a pour vocation de desservir les consommateurs en moyenne (entre 50 et 20 KV) et basse (entre 230 et 400 V) tensions.

La fourniture d'électricité consiste en la vente de l'électricité aux consommateurs. Cette activité est ouverte à la concurrence depuis 2000. Elle est assurée, soit par EDF et, marginalement, les distributeurs non nationalisés, soit par les fournisseurs « alternatifs » (GDF Suez, Direct Energie, Electrobel, Compagnie générale du Rhône).

*2.1.2. Le régime du service public de la distribution d'électricité*

Le service public de la distribution d'électricité a été marqué par un recours généralisé à la concession, consacré par la loi du 15 janvier 1906[10] et, depuis la loi de nationalisation du 6 avril 1946, par le quasi monopole d'un concessionnaire, d'abord EDF, ensuite, depuis le 1er janvier 2008, ERDF, né de la scission d'EDF et filiale à 100 % de cette entreprise.

En raison du monopole confié à ERDF, les concessions de distribution d'électricité ne sont pas soumises au régime de droit commun des délégations de service public (DSP). Le régime spécifique de la concession de distribution d'électricité est organisé par les dispositions de l'article L. 2224-31 du CGCT. Toutefois, cet article ne comporte pas la totalité des dispositions légales ayant une incidence sur ce régime. Il en est ainsi des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité qui ne sont pas fixés par accord entre concessionnaire et concédant mais par l'Etat.

*2.1.3. Le régime juridique de la maîtrise d'ouvrage*

L'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 dispose que la maîtrise d'ouvrage des travaux est exercée par le concessionnaire :

« *II. - ...un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel est notamment chargé, dans le cadre des cahiers des charges de concession :*
*1° De définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution ;*
*2° D'assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;* […]*»*

Toutefois, l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz dispose que les collectivités locales concédantes peuvent assurer cette maîtrise d'ouvrage pour « les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution ».

Cette faculté est utilisée par les collectivités locales pour réaliser des ouvrages en zone rurale sur le réseau de basse tension, avec le concours financier de l'Etat par l'intermédiaire du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et des concessionnaires.

[10] Loi modifiée du 15 janvier 1906 : « *la concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, soit par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'Etat dans les autres cas* »

Dans les communes urbaines, c'est le concessionnaire qui assure la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux et qui finance la construction, l'entretien et le renouvellement des ouvrages nécessaires à l'exploitation du service public qui lui est confié par la collectivité.

Par ailleurs, le concessionnaire est en charge dans tous les cas (régime urbain ou rural) de l'exploitation et de la maintenance du réseau.

### *2.2. Le cadre contractuel*

Le contrat de concession pour le service public de distribution de l'électricité dans La Manche a été signé le 25 avril 1994, avec effet au 1er mai 1994 pour une durée de trente ans. Il a été modifié par quatre avenants au cahier des charges.

Le périmètre de la concession est défini par l'article 2 du contrat: « *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 63 000 volts qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements […]* ».

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEM et ERDF est fixée par les articles 9 et 10 du cahier des charges et l'article 5 de l'annexe 1 au cahier des charges selon trois critères: la catégorie de travaux, la catégorie de communes et la catégorie d'installations (voir annexe 1).

Le concessionnaire ERDF verse au concédant, le SDEM, deux types de participation, la redevance de concession, elle-même décomposée en redevance de fonctionnement et redevance d'investissement, et la participation au financement de travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de l'environnement.

La redevance de concession est due par le concessionnaire « *en contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrés dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la présente concession* » (article 4 du cahier des charges). L'article 2.1 de l'annexe 1 précise que « *la redevance annuelle de concession* […] *a pour objet de faire financer par le prix du service rendu aux usagers, et non par l'impôt :*

- *d'une part des frais entraînés, pour l'autorité concédante, par l'exercice du pouvoir concédant,*
- *d'autre part, une partie des dépenses effectuées par celle-ci sur les réseaux électriques* […] *»*

Les deux parts sont respectivement désignées par les termes de R1 et R2.

La redevance R1 de fonctionnement est calculée suivant une formule dont les paramètres principaux portent sur les longueurs concédées du réseau moyenne et basse tensions et sur les populations des communes urbaines et rurales.

La redevance R2 d'investissement de l'année N correspond à la différence entre les dépenses d'équipement effectuées par les collectivités en année N-2 et le produit des taxes locales sur l'électricité qu'elles ont perçu en année N.

ERDF verse en outre une participation au financement de travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages de l'environnement. Une convention passée en janvier 2008 entre le SDEM et ERDF fixe la participation financière du concessionnaire à 40 % du coût des travaux HT. Cette participation est plafonnée. Le plafond est le résultat du produit de 62 € par kilomètre de lignes par

la longueur totale du réseau de lignes de basse et moyenne tensions au 31 décembre de l'année N-1. Il est augmenté de 10 % si le programme comprend au moins 50 % de travaux de sécurisation. Pour chacune des années de 2008 à 2010, la participation d'ERDF est égale au montant du plafond ainsi abondé, soit 921 000 € en 2008, 917 000 € en 2009 et 912 000 € en 2010.

## 3. L'exercice de la maîtrise d'ouvrage publique par les autorités organisatrices de La Manche

L'exercice de la maîtrise d'ouvrage à une maille inférieure à celle du département pourrait poser un problème de régularité au regard du droit communautaire.

En effet, par un arrêt du 5 octobre 2000 (affaire C-16/98) relatif à des marchés passés par des syndicats primaires d'électricité de Vendée, la Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE)[11] a jugé que les marchés de travaux passés par ces syndicats sont irréguliers car ils aboutissent à scinder artificiellement un ouvrage, le réseau électrique, et donc à scinder un marché public, contrevenant ainsi aux dispositions de la directive 93/38/CEE du 14 juin 1993 portant coordination des procédures de passation des marchés de l'eau, de l'énergie, des transports et des télécommunications.

Cet arrêt est fondé sur le motif suivant :

« *Il convient de constater à cet égard que, même si, pour des raisons d'ordre administratif, les syndicats intercommunaux de la Vendée ont la responsabilité des réseaux de distribution d'électricité à basse tension sur le territoire des communes qui en font partie, cet élément ne saurait, pour les motifs indiqués aux points 43 et 45 du présent arrêt, être déterminant, dès lors que ces réseaux sont interconnectables et que, considérés dans leur ensemble, ils remplissent une même fonction économique et technique, qui consiste en l'acheminement et la vente aux consommateurs du département de la Vendée de l'énergie électrique produite et fournie par l'Électricité de France.*

*Il convient donc d'accueillir ce grief de la Commission et de constater que les marchés en matière d'électrification font partie d'un ouvrage unique qui a été scindé artificiellement. Dès lors, la République française a manqué aux obligations qui lui incombent en vertu de l'article 14, paragraphes 10, premier alinéa, et 13, de la directive*[12] *».*

L'invalidation des marchés passés par les syndicats primaires est donc justifiée par le fait que, pris individuellement, chaque marché n'atteint pas le seuil communautaire alors que, concernant un même ouvrage, ce qui est le cas, selon la CJCE, s'agissant du réseau de distribution électrique à la maille départementale, ces marchés devraient faire l'objet d'un seul marché porté par un seul pouvoir adjudicataire, avec publication de l'avis d'appel public à la concurrence au JOUE dès lors que le seuil européen applicable aux marchés de travaux est dépassé[13].

Ce jugement pourrait fragiliser la régularité juridique des marchés par le SDEM et les quinze autres autorités organisatrices du département de La Manche.

Toutefois, comme indiqué plus haut, le SDEM regroupe la totalité des communes et syndicats ruraux, à l'exception du syndicat intercommunal d'électrification (SIE) de Bricquebec. S'agissant des communes urbaines, la maîtrise d'ouvrage de leurs travaux relève de la compétence d'ERDF.

---

[11] Devenue Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) depuis l'entrée en vigueur en 2010 du traité de Lisbonne

[12] « *On entend par ouvrage le résultat d'un ensemble de travaux de bâtiment ou de génie civil destiné à remplir par lui-même une fonction économique et technique* »

[13] Source : M. Facon, chef du service juridique de la FNCCR ;

# CHAPITRE III : La situation financière

## 1. La fiabilité des comptes

### *1.1 Le respect des obligations d'information financière*

La section d'investissement du compte administratif 2009 ne distingue pas les opérations pour compte de tiers alors que les maquettes figurant en annexe de l'instruction n° NOR/INT/B/98/00051/C du 27 février 1998, applicable sur la période, ainsi que celle relative au compte administratif tenu en M14 prévoient de les individualiser.

Même si le montant total des 43 opérations est faible (193 219 €) la chambre invite l'ordonnateur à se conformer à cette obligation.

### *1.2 Les imputations comptables*

#### *1.2.1 La comptabilisation et l'amortissement des immobilisations corporelles*

La valeur nette de l'actif immobilisé en 2010 est de 68,9 M€[14] en 2010, en croissance de 62 % par rapport à 2008. Les ouvrages du réseau d'électricité réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant représentent 99,7 % de ce montant (68,7 M€).

L'actif immobilisé du SDEM :

| *En milliers d'€* | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|
| Immobilisations incorporelles (c/20) | 12 | 14 | 24 |
| Immobilisations corporelles (c/21) dont | 42 399 | 55 058 | 68 870 |
| *Réseaux électrification (c/21354)* | *42 311* | *54 922* | *68 699* |
| *Autres immobilisations corporelles* | *88* | *136* | *171* |
| **Total actif immobilisé** | **42 411** | **55 072** | **68 894** |

*Source : comptes de gestion*

Ces ouvrages sont comptabilisés au compte 21 *« Immobilisations corporelles ».* Etant remis gratuitement par le SDEM au concessionnaire dans le cadre de la convention de concession, ils devraient figurer au bilan du concédant au compte 241 *« Immobilisations mises en concession ou en affermage ».*

#### *1.2.2 Le recensement et le suivi des immobilisations incorporelles et corporelles*

Le SDEM est, à compter du 1er avril 2005, date à laquelle ses membres lui ont transféré la compétence de maître d'ouvrage, propriétaire des ouvrages réalisés avant cette date comme le précise l'article 3.1 des statuts : *« le syndicat est propriétaire des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité situés sur son territoire dont il a été maître d'ouvrage, des biens de retour des gestions déléguées ainsi que des ouvrages remis en toute propriété à l'autorité concédante par un tiers ».*

Ces ouvrages ne sont toujours pas comptabilisés à l'actif du bilan du SDEM. La chambre prend acte de l'engagement du syndicat de procéder à cette comptabilisation en 2012.

[14] M : million

*1.2.3 Les autres imputations*

Les redevances du concessionnaire ont été comptabilisées par le SDEM comme des subventions, au compte 7478 *« dotations et subventions – Autres organismes (dont organisme consulaire)»* en 2006 et au compte 7478228 *« Participations d'autres personnes de droit privé »* de 2007 à 2009. Elles auraient dû être considérées comme des redevances et donc, en M1-M5-M7, figurer au compte 751 « *« Redevances pour concessions, brevets .... »* et en M14, à partir du 1er janvier 2011, au compte 757 *« Redevances versées par les fermiers et concessionnaires* ».

Du personnel et des moyens matériels ont été mis à disposition du syndicat par le conseil général de la Manche jusqu'à la fin de 2010 sur le fondement d'une convention. Le remboursement par le SDEM était considéré comme un remboursement de frais et donc imputé sur le compte 6287 *« Remboursements de frais »*, alors que les dépenses de personnel mis à disposition auraient dû être comptabilisées au compte 6218 *« Autre personnel extérieur ».*

***1.3 Les autres contrôles***

La chambre a contrôlé également le rattachement des charges et des produits à l'exercice, la comptabilité d'engagement, les produits constatés d'avance, les dépenses et les recettes à classer ou à régulariser, les charges à répartir, les reprises sur subventions et les reports de charges.

S'agissant du rattachement des produits et des charges, les contrôles opérés ont fait apparaître quelques anomalies mineures.

La comptabilité d'engagement est tenue depuis 2007.

Quant aux autres imputations, les contrôles étaient sans objet.

**En conclusion**, la chambre rappelle que la sincérité et l'image fidèle des comptes nécessitent une connaissance suffisamment précise de la situation patrimoniale de l'entité concernée et invite le syndicat à améliorer son dispositif en la matière.

## 2. La situation financière du SDEM

***2.1 Les opérations de mise en souterrain des réseaux menées en commun avec France Télécom***

L'évolution de la section de fonctionnement de 2006 à 2010 :

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | Evolution moyenne annuelle |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Produits de gestion | 2 977 | 3 135 | 3 841 | 5 020 | 4 454 | 10,6% |
| Charges de gestion | 1 087 | 1 068 | 1 606 | 2 273 | 2 833 | 27,1% |
| Résultat de gestion | 1 890 | 2 067 | 2 235 | 2 747 | 1 621 | -3,8% |

Les opérations menées en commun avec France Télécom à partir de 2007 pour la mise en souterrain des réseaux aériens, électriques pour le SDEM, de télécommunications pour France Télécom, établis sur supports communs expliquent la plus grand partie de la forte augmentation des produits et charges de gestion durant la période 2006-2010.

L'évolution de la section de fonctionnement de 2006 à 2010 après retrait des produits et des charges liés aux opérations communes avec France Télécom :

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | Evolution moyenne annuelle |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Produits de gestion | 2 977 | 3 109 | 3 332 | 4 000 | 3 150 | 1,4% |
| Charges de gestion | 1 087 | 1 042 | 1 097 | 1 253 | 1 529 | 8,9% |
| Résultat de gestion | 1 890 | 2 067 | 2 235 | 2 747 | 1 621 | -3,8% |

Bilan pour le SDEM des opérations communes avec France Télécom :

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Produits** | | | | | |
| Participation des communes | 0 | 26 | 509 | 1 020 | 1 304 |
| **Charges** | | | | | |
| Travaux de génie civil | 0 | 26 | 509 | 1 020 | 1 304 |

Ces opérations sont régies par l'article L. 2224-35 du CGCT (code général des collectivités territoriales) qui permet à « *une collectivité territoriale,* (à) *un établissement public de coopération compétent pour la distribution publique d'électricité, ou* (à) *un gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité »* de prendre l'initiative d'une mise en souterrain des ouvrages électriques et de télécommunications dans une tranchée commune.

L'établissement public assure le financement des travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité. L'opérateur de télécommunications en fait de même pour le sien. En revanche, la tranchée étant commune aux deux réseaux, les coûts de terrassement font l'objet d'un partage entre la collectivité territoriale et l'opérateur. Une convention a été passée à ce sujet le 19 février 2007 entre le SDEM et France Télécom. Elle a été modifiée par un avenant passé le 24 septembre 2009, à la suite de la publication d'un arrêté modifiant la proportion des coûts de terrassement payés par chacune des parties.

Dans le cadre de ces travaux communs, les travaux de génie civil sont pris en charge par le SDEM. Celui-ci les refacture aux communes concernées par l'opération. Préalablement au démarrage des travaux, une délibération relative au financement des dépenses de génie civil est votée par le conseil municipal.

Par ailleurs, les travaux de câblage sont payés par France Télécom qui en refacture 82 % aux communes concernées. Celles-ci votent préalablement au mandatement une délibération autorisant le maire à signer une convention avec France Télécom relative au câblage des tranchées.

La chambre considère que le remboursement par les communes au SDEM des travaux de génie civil et le paiement par ces communes à France Télécom des dépenses de câblage pourraient être irréguliers.

En effet, l'article L. 2224-35 du CGCT concerne exclusivement les collectivités territoriales, les établissements publics de coopération et les gestionnaires de réseaux. Syndicat mixte, le SDEM n'est ni une collectivité territoriale, ni un gestionnaire de réseaux qui est dans le cas d'espèce ERDF, ni un établissement public de coopération dont la définition est donnée par l'article L5210-1-1 A du CGCT : « *Forment la catégorie des établissements publics de coopération intercommunale les syndicats de communes, les communautés de communes, les communautés urbaines, les communautés d'agglomération, les syndicats d'agglomération nouvelle et les métropoles ».*

La chambre recommande au SDEM qu'il soit mis fin au paiement par les communes à France Télécom des dépenses relatives aux travaux de câblage dont lui-même est redevable et au remboursement par ces communes au syndicat des coûts de génie civil qu'il a supportés.

### *2.2 La section de fonctionnement*

Les comptes retraités (voir ci-après) indiquent une progression des charges de gestion beaucoup plus rapide que celle des produits sur la période 2006-2010 (+8,9 % par an pour les premières contre 1,4 % pour les seconds). En dépit de ce constat, le résultat de gestion demeure fin 2010 très élevé puisqu'il représente plus de la moitié des produits (51 %).

#### *2.2.1 Les produits de gestion*

Les produits de gestion se composent des versements d'ERDF et de la contribution statutaire du conseil général.

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **Evolution moyenne annuelle** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Versements ERDF | 2 607 | 2 723 | 2 937 | 3 592 | 2 733 | 1,2% |
| *Reprises de branchements* | *490* | *428* | | | | |
| *Participations diverses* | | | | *14* | | |
| *R1* | *412* | *448* | *459* | *477* | *486* | |
| *R2* | *1 284* | *1 203* | *1 556* | *2 184* | *1 335* | |
| *Intégration des ouvrages dans l'environnement* | *421* | *644* | *922* | *917* | *912* | |
| Contribution statutaire du conseil général | 370 | 386 | 395 | 408 | 417 | 3,0% |
| Contribution statutaire des communes | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| **Total** | **2 977** | **3 109** | **3 332** | **4 000** | **3 150** | **1,4%** |

Les versements d'ERDF ont représenté 87 % des produits contre 13 % pour la contribution statutaire du conseil général.

#### *2.2.2 Les charges de gestion*

Les charges de gestion se composent des charges de personnels, de reversements aux adhérents d'une partie de la redevance d'investissement (R2) versée par ERDF et des autres charges.

La chambre a retraité les comptes de charges pour tenir compte des erreurs d'imputation (cf. la 1.2.3 « autres imputations » dans la partie relative à la fiabilité de comptes).

Evolution des comptes de charges retraités

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **Evolution moyenne annuelle** | **Comptes 2010 en %** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Charges de personnel | 289 | 352 | 417 | 456 | 438 | 10,9% | 29% |
| Autres charges | 121 | 132 | 160 | 210 | 493 | 42,1% | 32% |
| ***S/total charges de structure*** | ***410*** | ***484*** | ***577*** | ***666*** | ***931*** | ***22,8%*** | **61%** |
| **Reversements aux adhérents des redevances R2** | **677** | **558** | **520** | **587** | **598** | **-3,1%** | **39%** |
| **Total** | **1 087** | **1 042** | **1 097** | **1 253** | **1 529** | **8,9%** | **100%** |

Ainsi retraitées, les charges du syndicat se composent à 61 % de charges de structure et à 39 % de reversements aux adhérents.

L'augmentation des charges de structure, en moyenne annuelle de 23 % sur la période, est liée à l'extension de la prise de compétence de la maîtrise d'ouvrage par le SDEM sur la période.

L'article 6 des statuts stipule que le financement de ces charges est ainsi réparti entre les adhérents du syndicat :

- le conseil général pour un montant annuel de 368 350 €, valeur 2005, réévalué en fonction de l'indice ingénierie,
- le solde ventilé entre les autres adhérents au prorata de leur population.

Or, bien que la contribution du conseil général ait été constamment inférieure au montant des charges de structure, la contribution des autres adhérents a toujours été nulle.

Le financement des charges de structure du syndicat par ses adhérents

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|
| Charges de structure | 410 | 484 | 577 | 666 | 931 |
| Contribution statutaire du conseil général | 370 | 386 | 395 | 408 | 417 |
| Contribution statutaire des autres adhérents | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Charges de structure non financées par les adhérents | 40 | 98 | 182 | 258 | 514 |
| Redevance de fonctionnement R1 | 412 | 448 | 459 | 477 | 486 |

Par ailleurs, l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges de la convention de concession stipule que les *« frais entraînés, pour l'autorité concédante, par l'exercice du pouvoir concédant »* sont financés par la redevance de fonctionnement, dite R1.

Les statuts du syndicat ne sont donc pas cohérents avec la convention de concession. La chambre invite donc le syndicat à les modifier.

### *2.3 La section d'investissement*

Les données relatives aux investissements portent sur les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'organisme concerné.

#### *2.3.1 Les investissements sous maîtrise d'ouvrage du SDEM*

Entre 2006 et 2010, les dépenses d'équipement sous maîtrise d'ouvrage du SDEM ont crû de 23 %, soit un taux moyen annuel de 5 %. Les données sont difficiles à interpréter en raison des modifications du périmètre de la concession durant la période.

Evolution des dépenses d'équipement de 2006 à 2010

| *En milliers d'euros TTC* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **Variation** | **Evolution moyenne annuelle** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dépenses d'équipement SDEM | 13 475 | 14 965 | 16 122 | 15 123 | 16 521 | 23% | 5% |

Les dépenses d'équipement ont porté en priorité sur l'amélioration esthétique (39 % des dépenses) et le renforcement du réseau (36 %).

Ventilation des dépenses d'équipement par finalité

| *En milliers d'euros TTC* | **2009** | **2010** | **2010 en %** |
|---|---|---|---|
| Amélioration esthétique (ou effacement) | 5 041 | 6 487 | 39% |
| Renforcement | 5 689 | 5 891 | 36% |
| Extension | 2 777 | 2 457 | 15% |
| Sécurisation[15] | 1 560 | 1 642 | 10% |
| Autres | 57 | 45 | 0% |
| **Total** | **15 123** | **16 521** | **100%** |

La chambre a contrôlé les marchés de travaux aériens et souterrains sur les réseaux électriques. Les vérifications relatives aux procédures de dévolution n'ont pas révélé d'anomalies. Les contrôles de l'exécution par sondage des factures font apparaître le respect des clauses des marchés et une correcte liquidation des révisions de prix.

*2.3.2 Les investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF*

L'évolution des dépenses d'investissement sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF ne peut être établie qu'à partir de 2008. Jusqu'en 2006, les investissements étaient présentés à la maille du département et non à celle de la concession. En 2008, ERDF a modifié sa présentation des dépenses par finalité.

Par ailleurs, le concessionnaire intègre dans ses investissements les dépenses financées par lui concernant les investissements réalisés à fin d'intégration des réseaux dans l'environnement au titre de l'article 8 du cahier des charges. En 2010, elles s'élevaient à 912 000 €. Or, ces travaux, même si une part est financée par ERDF, relèvent de la maîtrise d'ouvrage du SDEM et sont à juste titre comptabilisés pour la totalité des dépenses comme investissements du concédant. La chambre a donc retiré des investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF les dépenses effectuées sous maîtrise d'ouvrage du SDEM.

L'évolution des dépenses d'équipement sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF par finalité de 2008 à 2010 retraitées

| *En milliers d'euros TTC* | **2008** | **2009** | **2010** | **Variation 2009-2010** |
|---|---|---|---|---|
| Développement/ raccordements | 6 230 | 5 759 | 7 401 | 29% |
| Renforcement | 657 | 665 | 1 060 | 59% |
| Sécurité- environnement | 820 | 1 306 | 3 193 | 144% |
| Qualité de la desserte | 3 178 | 3 986 | 3 899 | -2% |
| **Total** | **10 885** | **11 716** | **15 553** | **33%** |

Entre 2008 et 2010, les investissements sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF ont crû de 33%, soit un rythme très élevé, bien supérieurs à l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

La présentation de ses investissements par ERDF n'est pas conforme aux stipulations du cahier des charges. L'article 3.2 relatif au contrôle et compte rendu annuel stipule que « le concessionnaire présentera … un compte rendu d'activité, faisant apparaître les indications suivantes : *[…]*

- *Au titre des travaux neufs :*

- *Les extensions, renforcements, branchements et renouvellement ainsi qu'une synthèse des conditions économiques de leur réalisation.*

*[…] »*

[15] Sécurisation : remplacement des fils nus par des lignes en souterrain ou par du câble torsadé et éradication des fils nus de faible section (fils de section inférieure à 22 mm²) afin de lutter contre la fragilité du réseau de distribution,

Le compte-rendu d'activité de contrôle d'ERDF (CRAC) pour l'année 2010 ventile les investissements sur les biens en concession selon les rubriques suivantes[16] : raccordement, renforcement des réseaux, sécurité-environnement-obligations réglementaires-qualité de la desserte. Des indications prévues par l'article 3.2, seule celle relative au renforcement est communiquée. Ni les extensions ni les branchements ni le renouvellement figurent au CRAC. Ils sont regroupés dans une rubrique « raccordements ». La ventilation opérée par ERDF dans le CRAC pour 2010 n'est donc pas conforme aux stipulations du cahier des charges.

La chambre invite le syndicat à veiller au respect par ERDF du cahier des charges.

### *2.3.3 La coordination des investissements réalisés par le SDEM et par ERDF*

#### *2.3.3.1 Des stipulations relatives à la communication par ERDF de ses plans d'investissements non respectées*

La coordination des investissements entre le SDEM et ERDF est assurée par l'article 14 de l'annexe 1 du cahier des charges qui stipule que *« chaque année, avant le 31 décembre, le concessionnaire fournira à l'autorité concédante les programmes d'investissements HT ou BT, les programmes de maintenance du réseau concédé et les contrats d'élagages, projetés pour l'année à venir…».*

Ces informations ne sont pas communiquées par ERDF au syndicat en dépit des demandes réitérées tous les ans, la dernière datant du 24 décembre 2010. ERDF affirmant n'avoir jamais reçu ce courrier, la chambre lui en a communiqué une copie ainsi que l'accusé de réception du document signé par lui.

ERDF ajoute qu'il a transmis en novembre 2011 son programme de travaux pour 2012. Le SDEM estime cependant que la communication est incomplète, le programme ne comportant, selon lui, aucune information sur les travaux relatifs au réseau de basse tension, aux travaux de maintenance et aux opérations d'élagage.

#### *2.3.3.2 Une concertation à organiser entre les parties à la convention de concession*

L'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, fait obligation au concessionnaire d'engager une concertation avec le concédant sur son programme prévisionnel d'investissement. Elle 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*».

Une circulaire en préparation devrait préciser les modalités définitives d'organisation des conférences départementales et les données qui seront communiquées par les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux. L'objectif de ces conférences est de parvenir à dégager des priorités d'investissements sur le territoire concerné, au service de la sécurité et de la qualité. En l'absence de cette circulaire, cette conférence ne s'est pas encore tenue.

[16] CRAC 2010 : page 24

Par ailleurs, le syndicat souhaite préalablement à la tenue de ces conférences discuter des conséquences de la modification des modalités d'évaluation de la qualité du réseau par ERDF. En effet, ERDF a modifié la modélisation du réseau permettant d'identifier et de dénombrer les clients mal alimentés (CMA) dans son système d'information pour tenir compte des dispositions du décret qualité du 24 décembre 2007 et de son arrêté d'application et afin de mettre à jour des données devenues obsolètes. Cette modification a provoqué une forte amélioration des indicateurs de tenue de la tension en 2010, le nombre de clients mal alimentés passant de 3 318 en 2009 à 2 036 en 2010 (-39%).

Evolution des indicateurs des tenues de la tension

| | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|
| Nombre de clients mal alimentés | 3 222 | 3 299 | 4 076 | 3 318 | 2 036 |
| Taux de clients mal alimentés | NC | 1,90% | 2,20% | 1,80% | 1,10% |

Or, plus la qualité est faible, plus les subventions versées par le FACE sont importantes. Le SDEM estime que cette diminution du nombre de CMA, résultant d'une modification de la modélisation du réseau par ERDF, ne devrait pas entraîner une baisse des subventions. Le problème soulevé par le syndicat met en évidence l'absence de lien entre le niveau des subventions et le respect des engagements qui pourraient être imposés aux maîtres d'ouvrage en matière de qualité du réseau.

### *2.3.4 Le financement des dépenses d'investissement du SDEM*

Fin 2010, les investissements du syndicat se sont élevés à 16,5 M€ TTC (13,8 M€ HT). 45 % des investissements du SDEM sont financés par le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE), 31 % par ses adhérents et 17% par le syndicat lui-même.

Les subventions du FACE sont versées au SDEM, le maître d'ouvrage des travaux.

Les ressources des adhérents proviennent de la taxe locale sur l'électricité (TLE) qui leur est versée par EDF et de la redevance d'investissement R2 reversée par le SDEM.

Le financement en provenance du SDEM se compose principalement des redevances de concession versées par ERDF, de la contribution aux coûts de raccordement payée par ses membres pour les extensions et par les usagers pour les branchements et de la part couverte par le tarif (PCT) correspondant à une réfaction des coûts de raccordement de 33 % financée par ERDF.

Le financement des investissements du SDEM de 2006 à 2010

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **2010 en % TTC** | **2010 en % HT** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Dépenses d'équipement TTC** | **13 475** | **14 965** | **16 122** | **15 123** | **16 521** | **100%** | **120%** |
| Restitution de TVA par le concessionnaire | 2 203 | 2 446 | 2 638 | 2 459 | 2 700 | 16,3% | 19,5% |
| Subventions FACE | 4 578 | 4 956 | 6 116 | 6 413 | 6 167 | 37,3% | 44,6% |
| Reversement des adhérents : (1) | 6 204 | 6 004 | 6 082 | 4 605 | 4 234 | 25,6% | 30,6% |
| Contribution aux coûts de raccordement : (3) | | | | | 883 | 5,3% | 6,4% |
| Part couverte par le tarif (PCT) : (4) | | | | | 158 | 1,0% | 1,1% |
| Subventions d'investissement : (5) | | | | | 70 | 0,4% | 0,5% |
| Versement SDEM | 490 | 1 559 | 1 286 | 1 646 | 2 309 | 14,0% | 16,7% |
| **Total des financements** | **13 475** | **14 965** | **16 122** | **15 123** | **16 521** | **100,0%** | **119,5%** |

*2.3.4.1 Le financement par la taxe locale sur l'électricité (TLE)*

Depuis le 1er janvier 2011, la TLE a été remplacée par la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) à la suite de l'entrée en vigueur de la loi NOME. L'article 23 de la loi modifiant l'article L. 2333-2 du CGCT dispose qu'« *il est institué, au profit des communes ou, selon le cas, au profit des établissements publics de coopération intercommunale ou des départements qui leur sont substitués au titre de leur compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité visée à l'article L. 2224-31, une taxe communale sur la consommation finale d'électricité, relevant du code NC 2716 de la nomenclature douanière* ».

Par un arrêt du 31 mai 2011, Syndicat intercommunal d'électrification rurale (SIER) de la région d'Argenton-sur-Creuse c/Syndicat départemental d'énergies de l'Indre (SDEI), la Cour administrative d'appel (CAA) de Bordeaux a annulé quatre titres exécutoires émis par le SIER d'Argenton-sur-Creuse à l'encontre du SDEI en vue de percevoir la taxe locale sur l'électricité qu'il estime lui être due et qui ne lui a pas été reversée par le SDEI. L'arrêt est motivé par le fait que seule l'autorité organisatrice, en l'occurrence le SDEI, est habilitée à percevoir la TLE de la part d'EDF et donc que le SIER d'Argenton-sur-Creuse n'était pas en droit d'émettre ces titres.

Un système transitoire a été mis en place pour 2011 permettant à l'ensemble des collectivités territoriales et des EPCI qui percevaient en 2010 l'ancienne taxe sur l'électricité, de continuer à la percevoir en 2011 dans les mêmes conditions afin de ne pas créer de rupture brutale dans les ressources de ces collectivités qui n'étaient plus AOD mais continuaient néanmoins à percevoir la taxe.

Cette situation n'a plus vocation à s'appliquer en 2012 et à compter du 1er janvier c'est le SDEM qui peut seul percevoir la TCFE. Une délibération a été prise en ce sens par le syndicat le 19 septembre 2011.

Par ailleurs, la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 modifiant l'article L. 5212-24 du CGCT précise que les autorités organisatrices de la distribution (AOD) peuvent reverser une partie de la TCFE à leurs membres au titre de fonds de concours pour financer une opération, à la condition que ce mode de financement n'excède pas les trois quarts du coût hors taxes de l'opération concernée. Ceci suppose que la collectivité bénéficiaire du fonds de concours conduise effectivement l'opération et qu'elle en ait la maîtrise d'ouvrage, ce quine saurait être le cas des travaux d'électrification du réseau basse tension dont la maîtrise d'ouvrage est réservée au SDEM.

*2.3.4.2 Le reversement par le syndicat de la redevance d'investissement (R2) à ses membres*

Comme indiqué plus haut, l'article 4 du cahier des charges stipule que la redevance d'investissement est due par le concessionnaire « en contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la présente concession… ».

Le budget 2011 du syndicat indique que celui-ci perçoit au titre de R2 d'ERDF 1,3 M€ et en reverse 470 000 €, soit le tiers, à ses adhérents.

| *En milliers d'euros* | **2008** | **2009** | **2010** | **2011** |
|---|---|---|---|---|
| Produit de la redevance R2 | 1239 | 1745 | 1769 | 1336 |
| Reversement aux adhérents de la redevance R2 | 520 | 587 | 598 | 470 |
| **% reversé** | **42%** | **34%** | **34%** | **35%** |

*Source : comptes de gestion*

66 000 € ont été reversés aux communes urbaines et 404 000 aux communes rurales pour des travaux d'éclairage public.

Ces reversements sont motivés par le fait que le cahier des charges de la concession prévoit le versement, par ERDF au SDEM d'une redevance de concession au titre des travaux d'éclairage public alors que ce sont les communes qui en sont les maîtres d'ouvrage.

La chambre estime que la clause du cahier des charges prévoyant ce versement aux AOD pour des travaux, dont elles ne sont pas maîtres d'ouvrage, ne repose sur aucune justification.

### *2.4 Les résultats financiers*

Sur la période 2006-2010, la capacité d'autofinancement[17] du SDEM est très élevée. Le montant cumulé est de 10,6 M€, ce qui représente 55 % des produits de gestion.

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **Total** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Capacité d'autofinancement | 1 896 | 2 086 | 2 259 | 2 755 | 1 642 | 10 638 |
| Restitution de TVA par le concessionnaire | 2 203 | 2 446 | 2 638 | 2 459 | 2 700 | 12 446 |
| Autres recettes propres d'investissement | 10 782 | 10 960 | 12 198 | 11 018 | 11 512 | 56 470 |
| **Total recettes propres d'investissement** | **14 881** | **15 492** | **17 095** | **16 232** | **15 854** | **79 554** |
| | | | | | | |
| **Dépenses d'équipement** | **13 475** | **14 965** | **16 122** | **15 126** | **16 521** | **76 209** |
| | | | | | | |
| **Capacité de financement** | **1 406** | **527** | **973** | **1 106** | **-667** | |

Les recettes propres d'investissement dépassant chaque année les dépenses d'équipement, à l'exception de 2010, le SDEM a accumulé sur la période une capacité de financement[18] de 3,3 M€.

Il en résulte un fonds de roulement[19] et une trésorerie très importants. La trésorerie est déposée au compte du Trésor, conformément à la réglementation.

| *En milliers d'euros* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** |
|---|---|---|---|---|---|
| Fonds de roulement | 6 061 | 528 | 977 | 1 112 | -522 |
| Trésorerie | 5 748 | 5 914 | 6 170 | 7 711 | 6 133 |

Afin d'améliorer l'adéquation entre les ressources d'investissement et les réalisations, ce qui permettrait de réduire la capacité de financement et donc la trésorerie du syndicat, la chambre recommande l'élaboration d'un plan pluriannuel d'investissements (PPI) coordonné avec celui d'ERDF dans le cadre de la conférence départementale prévue par l'article 21 de la loi NOME. Le PPI exposerait les objectifs du syndicat en matière de qualité en partant des recettes prévisionnelles d'investissement et d'un état des lieux du réseau électrique. Il devra être assorti d'un programme opérationnel de travaux et d'un calendrier prévisionnel.

[17] La capacité d'autofinancement correspond à l'ensemble des ressources financières générées par les opérations de gestion et disponibles pour financer les investissements et rembourser les dettes.
[18] La capacité de financement est le solde positif entre les recettes propres d'investissement et les dépenses d'équipement. Lorsque le solde est négatif, on parle de besoin de financement.
[19] Le fonds de roulement est la partie des capitaux permanents (capitaux propres et dettes à plus d'un an) qui excédent le montant des immobilisations.

# CHAPITRE IV : la qualité de l'électricité distribuée sur le territoire de la concession

## 1 La définition des objectifs en matière de qualité de service

La notion de qualité recouvre la continuité de l'alimentation électrique et la tenue globale de la tension.

La continuité de l'alimentation sur le territoire d'une concession est évaluée par :

- le temps, exprimé en minutes, pendant lequel un client alimenté en basse tension est en moyenne privé d'électricité quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux, incident fortuit…) ;
- le nombre de clients basse tension ayant subi des coupures, ceux ayant subi des coupures supérieures à trois heures dans l'année, et ayant subi plus de six coupures longues (supérieures ou égales à trois minutes).

S'agissant de la tenue de la tension, un client est considéré « mal alimenté » lorsque la tension à son point de livraison sort de la plage de variation admise (+/- 10 %) par rapport à la tension nominale. En basse tension, la tension nominale est de 230 volts pour les branchements monophasés et de 400 volts pour les branchements triphasés. La tension admissible pour les branchements monophasés est donc comprise entre 207 volts et 253 volts.

## 2 Des objectifs à redéfinir

L'article 13 du cahier des charges stipule les objectifs suivants concernant :

***La tenue de la tension :***

- dans les communes urbaines, aucun usager ne doit subir de chutes de tension supérieures à 11 % en basse tension et à 7,5 % en HTA, au plus tard le 1er janvier 1996,

- en zone rurale, les chutes de tension doivent être limitées à 7,5 % en HTA et à 11 % en basse tension au plus tard le 1er janvier 1996.

***La continuité de l'alimentation :***

- aucun client ne subira plus de huit coupures longues (supérieures à une minute) dues aux réseaux HTA et BT,
- aucun client basse tension ne subira plus de 35 coupures brèves dues au réseau HTA (entre une seconde et une minute).

Le décret qualité de 2007 a défini de nouveaux indicateurs et objectifs de qualité.

***En matière de tenue de la tension***, un utilisateur est dit « mal alimenté » lorsque la tension qu'il reçoit s'éloigne de plus ou moins 10 % par rapport à sa valeur de référence sur une base de 10 minutes. En basse tension, la tension nominale est de 220 V pour les branchements monophasés, les plus fréquents, et de 380 volts pour les branchements triphasés. L'objectif fixé par l'arrêté du 18 février 2010 est un plafond de 3 % de clients mal alimentés. Il ne s'agit plus de s'assurer qu'aucun usager ne subisse une dégradation importante de la tension de l'électricité qui lui est fournie, quelle que soit sa localisation.

***S'agissant de la continuité de l'alimentation***, l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié définit un « client mal alimenté » (CMA) par les seuils suivants :

| Zones | Nombre de coupures longues (4) par année | Nombre de coupures brèves (5) par année | Durée cumulée annuelle des coupures longues |
|---|---|---|---|
| Zone A (1) | 4 | 12 | 6 heures |
| Zone B (2) | 5 | 20 | 10 heures |
| Zone de base (3) | 7 | 40 | 20 heures |

*(1) Communes des agglomérations de plus de 100 000 habitants ;*
*(2) Communes des agglomérations dont la population est comprise entre 10 000 et 100 000 habitants ;*
*(3) Autres communes ;*
*(4) Coupures longues : coupures dont la durée est supérieure ou égal à trois minutes ;*
*(5) Coupures brèves : coupures dont la durée est inférieure à trois minutes.*

Une coupure longue est définie par une durée supérieure à trois minutes et non plus une minute. La coupure brève est donc inférieure à trois minutes et non plus à une minute.

L'objectif est un plafond de 5 % de clients mal alimentés, et non plus 0 client subissant plus de huit coupures longues ou plus de 35 coupures brèves.

Un accord-cadre conclu entre la FNCCR et EDF en 2007 a défini un nouveau modèle de cahier des charges afin de prendre en compte le nouveau contexte réglementaire. Selon cet accord-cadre, l'article 14 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 prévoit que la nouvelle convention s'applique d'elle-même sans qu'il soit nécessaire de conclure d'avenant entre les parties au contrat de concession.

Selon la chambre, cet article ne concerne que la création d'un nouveau service et nullement que les changements du cadre législatif ou réglementaire. En effet, il stipule que *« la création d'un service mentionné à l'article 13 n'emporte par elle-même aucune modification des contrats de concession en cours mentionnés aux I et III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales… »*. L'article 13 auquel il renvoie prévoit que *« Lorsqu'une entreprise d'électricité ou de gaz exploite, sur le territoire métropolitain, un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle constitue en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités. ».* Par conséquent, l'adoption du cahier des charges modèle 2007 devrait donner lieu à la conclusion d'un avenant entre les parties au contrat.

Cette analyse est aussi celle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui écrit[20] *« À ce titre, le nouveau modèle de cahier des charges acté par l'accord-cadre du 5 juillet 2007 entre la FNCCR et EDF a aménagé le modèle de 1992 afin de prendre en compte ces modifications législatives intervenues depuis 1992 et les projets réglementaires en cours de préparation. Le nouveau modèle de cahier des charges ne s'applique pas de droit et nécessite la signature d'un avenant entre la collectivité concédante et le gestionnaire de réseaux. Ce modèle peut être aménagé par les parties prenantes au contrat ».*

Par ailleurs, l'article 21 du décret du 24 décembre 2007 prévoit la possibilité pour les parties au contrat de négocier des objectifs plus contraignants que ceux qui sont prévus au plan national par le décret qualité[21].

[20] Source : CRE - rapport sur la qualité de l'électricité (octobre 2010), page 55
[21] Article 21 : « Sans préjudice des dispositions de l'article 13, les contrats de concession de la distribution d'électricité peuvent contenir des dispositions plus contraignantes que celles fixées par le présent décret sous réserve d'avoir préalablement recueilli, pour ce qui concerne ces gestionnaires, l'avis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et, le cas échéant, du

ERDF considère que la négociation d'objectifs locaux est incompatible avec le système actuel de régulation caractérisé par un cadre tarifaire national et la fixation d'objectifs nationaux par la CRE accompagnés d'un système de bonus-malus.

Le syndicat estime, quant à lui, que la définition et la fixation des objectifs en matière de qualité doivent être revues au niveau national par une négociation entre ERDF et la FNCCR.

## 3 Les résultats

### *3.1 Tenue de la tension sur le réseau de basse tension*

La tenue de la tension sur le réseau basse tension en zone rurale relève essentiellement de la responsabilité du SDEM en sa qualité de maître d'ouvrage des travaux de renforcement des réseaux basse tension, même si, au sens des textes législatifs et réglementaires, le responsable de la qualité du service est ERDF. Les résultats sont satisfaisants.

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Nombre de clients mal alimentés | 3 222 | 3 299 | 4 076 | 3 318 | 2 036 |
| Taux de clients mal alimentés | NC | 1,90% | 2,20% | 1,80% | 1,10% |

*Source : CRAC ERDF*

Le taux de clients mal alimentés est, sur la période contrôlée, inférieur au plafond de 3 % fixé par l'arrêté du 18 février 2010.

Comme indiqué plus haut, le résultat de 2010 n'est pas comparable aux précédents, ERDF ayant modifié, en raison du changement du contexte réglementaire notamment, la modélisation du réseau permettant d'identifier et de dénombrer les clients mal alimentés (CMA) dans son système d'information.

Le résultat de 2009 est inférieur au taux plafond, que ce soit en zone rurale comme en zone urbaine, et meilleur que la moyenne des concessions contrôlées par le cabinet AEC.

| | SDEM 2009 | Concession AEC 2008 |
|---|---|---|
| Taux de clients mal alimentés du SDEM | 1,80% | 2,10% |
| - en zone rurale | 2,20% | 2,90% |
| - en zone urbaine | 0,60% | 1,00% |

*Source : rapport AEC décembre 2010 ; synthèse du tableau de bord de concession 2009*

### *3.2 Continuité de l'alimentation : des résultats de la concession à améliorer*

Les investissements sur la moyenne tension (HTA), dont la maîtrise d'ouvrage relève de la compétence d'ERDF, représentent la composante essentielle de l'amélioration de la continuité de l'alimentation[22].

gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité situé en amont. Les niveaux de qualité contractuellement fixés sont établis en se fondant sur les règles de l'art communément admises par la profession ainsi que sur une évaluation de la qualité de l'électricité constatée sur le réseau public de distribution d'électricité concerné. »

[22] Sources : CRAC 2010 d'ERDF et rapport de la mission parlementaire sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité d'avril 2011

Le principal indicateur est la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur raccordé en basse tension. Il est appelé critère B. Il se subdivise, selon la prise en compte ou non des événements exceptionnels, en « critère B toutes causes confondues » (B TCC) et en « critère hors événements exceptionnels » (B HIX).

Le résultat national du critère B hors événements exceptionnels est pris en compte par la CRE[23] pour moduler la rémunération d'ERDF.

ERDF, conformément à la proposition de la CRE du 26 février 2009, définit comme « événements exceptionnels », les incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans.[24].

Le CRAC 2010 indique les résultats suivants :

Durée moyenne de coupure par client BT

| *En mn* | **2010** |
|---|---|
| Critère B HIX | 181 |
| Critère B TCC | 201 |

ERDF explique la différence entre le résultat du critère B HIX et celui du critère B TCC par les événements exceptionnels que constituent les chutes de neige de janvier et décembre 2010 et un « épisode venteux » de mars 2010[25]. Selon le CRAC communiqué par ERDF pour l'année 2010, les incidents du 9 janvier, du 31 mars et du 19 décembre 2010 ont provoqué des coupures respectivement chez 10 500, 6 900 et 9 600 clients, ce qui ne correspond pas au critère de 100 000 clients habitant des territoires contigus. ERDF n'a pas justifié du caractère exceptionnel de ces événements dans le CRAC.

Même en considérant que ces événements sont exceptionnels, les résultats de la concession du SDEM sont peu favorables.

Les résultats du SDEM en matière de critère B HIX

| *En mn* | **2006** | **2007** | **2008** | **2009** | **2010** | **moyenne période** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Critère B HIX SDEM Manche | 119 | 131 | 194 | 168 | 181 | 159 |
| Critère B HIX Moyenne France | 72 | 66 | 76 | 85 | 84 | 77 |
| Rapport SDEM/ France | 1,7 | 2,0 | 2,6 | 2,0 | 2,2 | 2,1 |

*Source : CRAC d'ERDF pour le SDEM, rapport d'information sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité pour la moyenne France*

Sur la période 2006-2010, les résultats de la concession du SDEM sont deux fois plus dégradés que ceux de la moyenne nationale que la mission parlementaire sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité considérait pourtant comme non satisfaisants.

Malgré des résultats peu favorables en 2006, la qualité n'a cessé de se détériorer relativement à la moyenne nationale : le rapport entre le temps de coupure de la concession du SDEM et celui de la France est passé de 1,7 en 2006 à 2,2 en 2010. Entre 2009 et 2010, la durée des coupures a encore augmenté de 8 % alors qu'elle diminuait de 1% au plan national.

| *En mn* | **2009** | **2010** |
|---|---|---|
| Critère B HIX SDEM Manche | 168 | 181 |
| Var Critère B HIX SDEM Manche N vs N-1 | | 8% |
| Critère B HIX Moyenne France | 85 | 84 |
| Var Critère B HIX Moyenne France N vs N-1 | | -1% |

Source : ERDF

[23] Commission de régulation de l'électricité
[24] Source : CRAC 2010
[25] Source : CRAC 2010 p.19

ERDF écrit que, de manière générale, il *« investit deux fois plus par habitant en milieu rural qu'en milieu urbain »* mais que *« pour autant, la qualité ne peut être la même en raison de la configuration physique (faible densité de population, longueurs de lignes…)* ».

Les sanctions légales à l'encontre du concessionnaire en cas de non-atteinte des objectifs de qualité de service sont purement théoriques. Selon l'article 21-1-III de la loi du 10 février 2000 modifiée, *« Lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint en matière d'interruption d'alimentation imputable aux réseaux publics de distribution, l'autorité organisatrice peut obliger le gestionnaire du réseau public de distribution concerné à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement de la qualité.*

*Un décret en Conseil d'Etat définit les modalités d'application du présent article, notamment les principes généraux de calcul de la somme concernée au présent III, qui tiennent compte de la nature et de l'importance du non respect de la qualité constatée ».*

Ce décret n'a jamais été promulgué.

ERDF rappelle que, « *postérieurement à cette disposition législative, un dispositif de régulation incitative national a été institué par la dernière décision tarifaire. Ce dispositif de régulation incitative se traduit par un bonus/malus en fonction du positionnement d'un indicateur national de qualité de la continuité d'alimentation par rapport à une valeur fixée par le régulateur national (CRE). Il y a une cohérence dans ce dispositif entre une qualité appréciée globalement sur l'ensemble du territoire national de desserte d'ERDF et un tarif unique sur ce même territoire. Le décret « qualité », quant à lui, fixe par ailleurs des objectifs territorialisés ».*

*« En termes de cohérence de politique publique, ERDF s'interroge sur la fixation d'objectifs locaux, sachant que la maîtrise d'ouvrage est partagée et que des objectifs sont également fixés par le régulateur national ».*

## CHAPITRE V : le contrôle de la concession par le concédant

### 1 Un cadre peu contraignant

Le contrôle du concessionnaire par le concédant répond à une obligation légale et contractuelle.

Le pouvoir de contrôle du concessionnaire est affirmé par l'article 15 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie repris à l'article L. 2224-31 du CGCT qui dispose notamment : « […] *Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz* […] ».

Les modalités de contrôle sont fixées par l'article 32 du cahier des charges qui précise notamment que :

- le contrôle s'effectue sur place et sur pièces,
- le concessionnaire présentera chaque année avant le 30 juin un compte rendu d'activité faisant apparaître des indications relatives aux travaux neufs, à l'exploitation, aux relations avec les usagers et aux comptes de la concession.

Ces modalités sont particulièrement vagues. Le concessionnaire n'est soumis à aucune contrainte de compte rendu que ce soit concernant les travaux neufs ou l'exploitation.

Un protocole d'accord relatif aux indicateurs « fourniture et acheminement » à produire dans le CRAC a été signé le 26 mars 2009 entre la FNCCR, ERDF et EDF. Il reprend de manière plus précise les indicateurs devant figurer dans le CRAC. Toutefois, la maille d'exploitation privilégiée par le protocole, pour la fourniture des informations, est celle du centre de distribution et non celle de la concession.

Les signataires prévoient de transposer le protocole dans le modèle révisé du contrat de concession. Il appartiendra aux parties à la convention de concession de modifier par avenant les clauses relatives à la production dans le CRAC des indicateurs « fourniture et acheminement ».

Par ailleurs, ERDF considère que le CRAC est nécessairement élaboré selon un modèle national « *afin de garantir une homogénéité dans l'information délivrée aux autorités concédantes.* ».

## 2 La mise en œuvre du contrôle de la concession par le concédant

Le contrôle de la concession est assuré par sept personnes : cinq chargés d'affaires, le directeur adjoint et le directeur, lui-même assermenté, conformément aux dispositions de l'article L. 2224-31 du CGCT[26].

Ce contrôle est complété par des audits périodiques confiés à un cabinet conseil sur des thèmes fixés par un cahier des charges.

### *2.1 Le tableau de bord de la concession*

Le tableau de bord annuel de la concession établi par le cabinet conseil vise à donner l'image la plus exhaustive de la concession, à évaluer globalement l'état de la concession et les performances du concessionnaire selon les axes suivants :

- les caractéristiques techniques,
- la situation patrimoniale,
- la qualité du réseau de distribution d'électricité,
- la qualité des services rendus aux usagers.

### *2.2 La fiabilité des inventaires tenus par le concessionnaire*

Le contrôle de la fiabilité des inventaires consiste à rapprocher les inventaires technique et comptable afin de faire ressortir les écarts.

L'audit mené par le cabinet AEC sur les données de 2006 fait apparaître des écarts peu importants, que ce soit sur le réseau basse tension (BT) ou moyenne tension (HTA).

---

[26]Article L. 2224-31 du CGCT « *Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.* […]
*Des fonctionnaires et agents parmi ceux qui sont chargés des missions de contrôle visées aux alinéas précédents sont habilités à cet effet par le maire ou par le président de l'établissement public de coopération et assermentés dans les conditions prévues par l'article 43 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée pour les fonctionnaires et agents habilités par le ministre chargé de l'énergie et pour les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités par son président* ».

### *2.3 La valorisation et l'immobilisation des ouvrages par le concessionnaire*

Lorsque le concédant est maître d'ouvrage, ERDF valorise et immobilise les ouvrages qui lui sont remis selon les coûts qu'il aurait supportés s'il avait été maître d'ouvrage. Pour ce faire, un « canevas technique national » a été établi sur la base des coûts moyens constatés pour les travaux dont ERDF est maître d'ouvrage.

Un protocole national élaboré signé le 30 juin 2009 entre ERDF et la FNCCR dit de « Valorisation des remises gratuites » (VRG) mis en place pour la concession début 2010 stipule que le concédant est alerté par ERDF dès que la valorisation s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte suivants :

| Coûts exposés | Seuil |
|---|---|
| Coûts < 10 000 € | +/- 1 000 € |
| 10 000 € ≤Coûts < 80 000 € | +/- 8 % |
| Coûts ≥ 80 000 € | +/-5 % |

Ce protocole ne modifie en rien les modalités de prise en charge des ouvrages par ERDF. Il permet néanmoins d'améliorer l'information entre les parties.

ERDF et le SDEM indiquent qu'en 2010, 430 affaires ont été traitées dans le cadre du protocole avec un écart global de valorisation de -6,7 %, ce qui signifie les coûts valorisés par ERDF sont inférieurs de 6,7% aux coûts supportés par le concédant. Selon ERDF, cet écart est de -3,3% pour 2011.

## 3 L'actif de la concession

### *3.1 L'évolution de l'actif sur la période contrôlée*

L'actif de la concession tel qu'il ressort des CRAC est le suivant :

| *En milliers d'euros* | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Variation |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Valeur brute | 492 396 | 519 077 | 538 814 | 564 961 | 589 447 | 20% |
| Amortissement | 178 322 | 191 482 | 203 913 | 216 259 | 229 669 | 29% |
| Valeur nette comptable | 314 074 | 327 595 | 334 901 | 348 702 | 359 778 | 15% |
| Provisions de renouvellement | 50 950 | 50 606 | 52 600 | 54 562 | 55 720 | 9% |
| Valeur de remplacement | 678 510 | 702 905 | 767 317 | 781 673 | 806 072 | 19% |

Fin 2010, la valeur nette de l'actif de la concession s'élevait à 589 M€ et la valeur de remplacement, c'est-à-dire la valeur de remplacement par un ouvrage de fonctionnalités et de capacité identiques à celui actuellement en exploitation, à 806 M€, en hausse respectivement de 20 % et 19 % sur la période contrôlée.

Les règles comptables applicables aux concessions de distribution d'électricité (comptes du concessionnaire) ont été sensiblement modifiées par les dispositions 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. A compter du 1er janvier 2005, les biens renouvelables donnent lieu à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur brute des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissement des financements du concédant et amortissement des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

### *3.2 Une connaissance impossible de la valeur réelle des biens de la concession*

#### *3.2.1 Les modalités de valorisation des ouvrages par ERDF*

Tout d'abord, comme indiqué plus haut, les travaux réalisés par le SDEM sont pris en charge par ERDF selon une grille qui lui est propre. Cette pratique, conforme aux règles comptables en vigueur, a pour effet, lorsque l'écart de valorisation est négatif, de minorer les amortissements des biens apportés par le concédant, donc les droits potentiels du concédant exigibles en fin de concession.

Par ailleurs, une part importante des biens de la concession est *« non localisable »* car constituée d'ouvrages non identifiés physiquement ni localisés sur le territoire de la concession. Ce sont notamment les branchements, les compteurs et les transformateurs. Au 31 décembre 2010, ils s'élèvent à 98,9 M€, soit 17 % de l'actif de la concession tel que valorisé par ERDF (589,4 M€).

Ces ouvrages sont comptabilisés au patrimoine de la concession sur la base d'une clé de répartition appliquée à la valeur de ces ouvrages au bilan d'ERDF.

#### *3.2.2 Un traitement spécifique des passifs de concession relatifs aux ouvrages situés en zone rurale*

Les règles comptables applicables aux concessions de distribution d'électricité (comptes du concessionnaire) ont été sensiblement modifiées par les dispositions 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.

A compter du 1er janvier 2005, les biens renouvelables donnent lieu à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur brute des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissement des financements du concédant et amortissement des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Or, compte tenu du régime de répartition de la maîtrise d'ouvrage entre communes urbaines et communes rurales, la probabilité qu'un ouvrage ER[27] soit renouvelé par EDF est trop faible pour considérer ces biens comme renouvelables.

ERDF n'amortit donc pas les réseaux BT et postes HTA/BT financés par le concédant en zone rurale. Estimant n'assurer que 20% de la maîtrise d'ouvrage du renouvellement des ouvrages BT en zone d'électrification rurale, il ne provisionne le renouvellement de ces ouvrages qu'à hauteur de 20%.

[27] Ouvrage ER = réseaux BT et postes HTA/BT situés dans les communes relevant du régime de l'Electrification Rurale (ER) ;

Cette pratique est justifiée sur les plans comptable et fiscal. En effet, le concessionnaire ne peut pas comptabiliser des amortissements et des provisions pour renouvellement pour des biens qu'il n'a pas financés et dont le renouvellement est à la charge du concédant.

Toutefois, elle n'est pas conforme à l'article 10 du cahier des charges qui ne fait aucune distinction entre biens financés par le concessionnaire et ceux qui le sont par le concédant : *« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé» et devant faire l'objet d'un renouvellement avant le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées ».* L'article 10 stipule que les amortissements et les provisions que doit passer ERDF concernent l'ensemble des biens concédés.

L'incohérence entre la doctrine fiscale et comptable appliquée par ERDF et les stipulations du cahier des charges aboutit à ce que les ouvrages situés en zone d'électrification rurale ne sont amortis, ni par le concessionnaire, ni par le concédant.

La chambre demande qu'il soit mis fin à cette incohérence.

### *3.3 Les droits du concédant*

Le compte 229 " Droits du concédant " chez le concessionnaire ERDF enregistre la contrepartie de la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant. Depuis le 1er janvier 2005, les droits du concédant comprennent la valeur nette comptable des biens mis en concession déduction faite des financements du concessionnaire non amortis, comptabilisés en valeur historique, et d'autre part, du cumul des amortissements constitués sur la partie des biens financés par le concédant.

Au 31 décembre 2009, les droits du concédant s'élèvent à 281,4 M€. Les données de 2010 ne sont pas disponibles. Ce montant doit être recalculé en fin de contrat compte tenu de la nécessité de réévaluer les droits du concessionnaire qui correspondent au financement de la valeur nette (après amortissement) des ouvrages apportés par le concessionnaire.

Les droits du concédant en 2009 (en milliers d'€)

| | |
|---|---|
| Valeur nette comptable des biens concédés | 348 702 |
| - Financement concessionnaire non amorti et non réévalué | 127 843 |
| + Amortissement du financement du concédant | 60 506 |
| **= Montant des droits du concédant (4)** | **281 365** |

Source : cabinet AEC

Le rapprochement de ce tableau et de celui relatif à l'actif de la concession permet de déduire l'origine du financement des ouvrages de la concession :

| *en milliers d'euros* | Total 2009 | dont financés par ERDF | dont financés par le SDEM |
|---|---|---|---|
| valeur brute comptable | 564 961 | 283 596 | 281 365 |
| amortissement | 216 259 | 155 753 | 60 506 |
| valeur nette comptable | 348 702 | 127 843 | 220 859 |

Le montant des droits du concédant est peu significatif dans la mesure où les droits du concessionnaire n'ont pas été réévalués et où les biens apportés par le concédant et situés en zone d'électrification rurale ne sont pas amortis et provisionnés seulement à hauteur de 20 %.

Par ailleurs, ERDF affirme que cette provision, calculée au plan national, est ensuite ventilée sur les patrimoines des concessions selon une clé de répartition. Cette affirmation n'est pas corroborée par le CRAC. ERDF, dans le CRAC de 2009, écrit[28] : « *La provision mentionnée*[29] *ne comprend pas la provision pour renouvellement constatée depuis 2005 sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelables avant le terme des concessions, celle-ci étant gérée au niveau national. Son assiette de calcul est égale à 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Ce pourcentage de 20 % correspond au taux moyen de financement de ces ouvrages historiquement observé jusqu'à présent.* »

### *3.4 Le « ticket de sortie »*

Le *« ticket de sortie »* représente la somme que le concédant ou le futur concessionnaire devra payer au concessionnaire sortant afin que ce dernier récupère les dépenses qu'il a engagées sur la durée de la concession. Il est égal :

- à la valeur nette des biens financés par le concessionnaire,
- à l'amortissement de la partie des biens financés par le concédant qui constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant,
- aux provisions non utilisées qui doivent être restituées par le concessionnaire au concédant, conformément aux dispositions de l'article 31 du cahier des charges de la concession.

Le ticket de sortie au 31 décembre 2009 (en milliers d'€)

| | |
|---|---|
| Financement concessionnaire non amorti et non réévalué | 127 843 |
| - Amortissement du financement du concédant | 60 506 |
| - Provisions non utilisées | 54 562 |
| **Ticket de sortie** | **12 775** |

Le montant du ticket de sortie n'a aucune signification pour les mêmes raisons que celui des droits du concédant.

ERDF estime en outre que le calcul d'un « ticket de sortie » est sans fondement pratique dans le contexte législatif et conventionnel actuel et « *qu'en cas d'évolution législative permettant l'ouverture à la concurrence et la reprise de l'activité de distribution par des sociétés publiques locales (SPL), les modalités d'indemnisation seraient assurément modifiées par les pouvoirs publics ».*

### *3.5 Les comptes de la concession non significatifs*

En 2010, les comptes de la concession ont été excédentaires de 1,4 M€, après prise en compte d'une contribution d'équilibre de 5,9 M€. Le département de La Manche bénéficie d'une contribution d'équilibre pour compenser le handicap résultant de la longueur de son réseau de distribution électrique et du caractère disséminé de son habitat.

[28] CRAC 2009 d'ERDF, page 61. Le CRAC pour 2010 ne mentionne pas ce sujet.
[29] Provision constituée pour le renouvellement des ouvrages de la concession (1er paragraphe de la page 61).

Les résultats de la concession en 2009

| **Produits en milliers d'€** | |
|---|---|
| Chiffre d'affaires net | 71 998 |
| Autres produits | 10 007 |
| **Total des produits** | **82 005** |
| Contribution d'équilibre | 5 883 |

| **Charges en milliers d'€** | |
|---|---|
| Consommation de l'exercice en provenance des tiers | 41 922 |
| Impôts Taxes et versements assimilés | 2 770 |
| Charges de personnel | 21 851 |
| Dotations d'exploitation | 17 489 |
| Autres charges | 2 499 |
| **Total des charges** | **86 530** |

| **Résultat en milliers d'€** | **1 358** |
|---|---|

*Source : CRAC 2010*

En raison de la fixation au plan national des tarifs, ERDF est dispensé de l'obligation d'établir un compte de résultat par concession. Si 90 % des produits sont affectés directement à la concession, seules 30 % des charges le sont. Le solde est réparti entre les concessions, au prorata du nombre de kWh facturés ou du nombre de clients.

La situation d'ERDF est différente de celle d'entreprises exploitant une délégation de service public « classique », où, les recettes proviennent d'un tarif fixé au niveau de la concession et où les charges sont locales. Le réseau de distribution d'électricité d'une concession est interconnecté à l'ensemble du territoire géré par ERDF. Selon ERDF, son organisation répond à une optimisation technique et financière au vu de la réalité physique de ce réseau et ne peut donc pas coïncider avec le périmètre concessif qui est celui d'un regroupement de communes.

## RECOMMANDATIONS

**La gouvernance**

- Instituer le SDEM autorité organisatrice unique pour l'ensemble du département de la Manche et lui transférer la totalité de la maîtrise d'ouvrage en zone rurale.

**La fiabilité des comptes**

- Comptabiliser à l'actif du bilan du SDEM les ouvrages qui lui ont été remis par ses membres à l'occasion du transfert de la maîtrise d'ouvrage en 2005.

**La situation financière**

- Mettre fin au remboursement par ses membres des coûts de câblage et de génie civil à la charge du SDEM à l'occasion des travaux de mise en souterrain des réseaux menés conjointement par le syndicat et France Télécom ;
- mettre en cohérence les statuts du syndicat relatifs au financement des charges de structure avec le cahier des charges de la convention de concession ;
- s'assurer par EDF du respect des clauses du cahier des charges concernant la communication de ses programmes de travaux ;
- en vue de la préparation la conférence prévue par la loi du 7 décembre relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), élaborer un plan pluriannuel d'investissement (PPI).

**La qualité de l'électricité**

- Actualiser les stipulations de l'article 13 du cahier des charges relatives aux objectifs de qualité pour la rendre conforme à la version validée par l'accord-cadre de 2007 entre la FNCCR[30] et ERDF ;

**Le contrôle de la concession**

- Transposer le protocole du 26 mars 2009 relatif aux indicateurs à produire dans le CRAC afin de préciser les modalités de compte rendu par le concessionnaire ;
- mettre fin à l'incohérence entre la pratique d'amortissement et de provisionnement des ouvrages d'électrification rurale par ERDF et l'article 10 du cahier des charges de la concession.

[30] Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

## Annexe 1 : Le partage de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et le concédant

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEM et ERDF est fixée par les articles 9 et 10 du cahier des charges et l'article 5 de l'annexe 1 au cahier des charges selon trois critères :

- La catégorie de travaux : renforcement[31], extension[32], branchement[33], déplacement d'ouvrages, alimentation de lotissement, de zone d'aménagement…, effacement[34] du réseau basse tension.
- La catégorie de communes :
  - A - communes relevant du régime urbain de l'électrification ne reversant pas la taxe sur l'électricité au SDEM ou à une autre collectivité adhérente au SDEM ;
  - B - communes relevant du régime urbain de l'électrification dont la taxe sur l'électricité est versée au SDEM ou à une autre collectivité adhérente au SDEM
  - C - communes relevant du régime rural de l'électrification.
- La catégorie d'installations :
  - 1 - financement assuré par une commune ou un groupement de communes
  - 2 - installations liées aux activités agricole, artisanale et communale et desserte des immeubles ayant fait l'objet d'un permis de construire ;
  - 3 - autres installations

| Travaux concernés | Catégorie de communes et d'installations | Maitre d'ouvrage |
|---|---|---|
| Renforcement réseau HTA | toutes | ERDF |
| Renforcement réseau BT | A1 à A3 et B1 à B3 | ERDF |
| | C1 à C3 | SDEM |
| Extension ticket bleu individuel | A1 | SDEM ou ERDF |
| | B1 - C1 - C2 | SDEM |
| | A2 - A3 - B2 - B3 | ERDF |
| Extension ticket jaune | A1 à A3 - B1 à B3 | ERDF |
| | C1 à C3 | SDEM |
| Extension ticket vert | toutes | ERDF |
| Branchement individuel ticket bleu | A1 à A3 - B2 à B3 - C3 | ERDF |
| | B1 - C1 - C2 | ERDF ou SDEM |
| Branchement individuel ticket jaune | toutes | ERDF |
| Lotissement – Zone aménagement artisanale ou industrielle | A2 - A3 - B2 - B3 - C2 - C3 | ERDF |
| | A1 | SDEM ou ERDF |
| | C1 - C1 | SDEM |
| Déplacements d'ouvrages | toutes | ERDF ou SDEM |
| Effacement du réseau BT | A1 à A3 | ERDF ou SDEM |
| | B2 - B3 - C2 - C3 | SDEM |

[31] Renforcement : intervention sur le réseau existant pour adapter sa capacité à la demande ou au besoin des usagers
[32] Extensions : elles sont constituées des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants ;
[33] Branchement : canalisation ou partie de canalisation ayant pour objet d'amener l'électricité à l'intérieur des propriétés desservies
[34] Effacement : passage des réseaux aériens en souterrain ;

## Annexe 2 : Les critères d'attribution du FACE

Les critères d'attribution du FACE sont les suivants[35] :

⇨ **Programme A/B renforcement**

Le FACE a recours à un critère dans lequel entrent pour 80 % le « *coût total de résorption des DMA (départs mal alimentés*) » et pour 20 % le taux d'évolution des puissances souscrites (PS).

**Coût total de résorption pour un département** = longueur totale des DMA * (1/3 * coût national du km aérien + 2:3 * coût national du km souterrain) + nombre de DMA * [1/3 * (coût national pondéré des postes)].

**Taux d'évolution des puissances souscrites** = Somme pour toutes les communes ER (PS cumulées année N - PS cumulées année N-1)* longueur du réseau BT en zone ER)/ Somme (PS cumulées année N-1).

⇨ **Programme sécurisation :**

Deux critères sont utilisés : le kilométrage des lignes BT en fils nus et la densité moyenne de clients sur les départs comportant des fils nus, respectivement pour 70 % et 30 %.

⇨ **Programme effacement**

Ici aussi, le FACE a recours à deux critères pondérés pour 70 % et 30 % : le kilométrage des lignes BT aériennes et le montant des travaux d'amélioration esthétique financés par les maitres d'ouvrage sur leurs fonds propres.

[35] Source : rapport du conseil du FACE 2010.

**REPONSE DE L'ORDONNATRICE**

- Réponse de Mme Nadège Besnier, présidente du Syndicat départemental d'énergies de la Manche, en date du 19 mars 2012.