

Distribution publique de l'électricité



Rapport de la mission de contrôle

au titre de l'année 2013



web

Le mot du Président

Toute collectivité qui délègue un service public à une entreprise privée, doit contrôler cette délégation. Le SIEM remplit annuellement cette mission. Cependant, ce rapport n'est pas similaire aux précédents. Cette différence ne se retrouve pas dans les données qui se rapportent toujours à l'année N-2, mais dans leur analyse financière. Le SIEM a signé en 2014 et 2015 deux avenants au cahier des charges de concession qui modifient considérablement le contrat de concession. Les données que nous avons reçues pour cette mission de contrôle correspondent à la période 2013 et ne tiennent pas compte bien sûr de ces changements. Il nous semble inutile de vous donner des études financières qui n'ont plus d'intérêt puisque si nous interrompions le contrat de concession aujourd'hui ce sont les nouvelles règles issues des avenants qui seraient utilisées.

Nous sommes à huit ans du renouvellement de la concession, vingt-deux ans se sont écoulés depuis la signature du Cahier des Charges de Concession (CCC). Beaucoup de choses ont été modifiées. Un chapitre de ce rapport reprend toutes les évolutions relatives au CCC. Les données de 2013 représentent vingt ans de travaux conjoints, autorité concédante et concessionnaire, sur le territoire marnais. Je ne peux pas vous donner une évolution du patrimoine de la concession. Les chiffres de 1993 sont quelques peu inexistant. Mais je peux vous dire que nous sommes parvenus avec l'aide d'ERDF bien sûr, à établir un inventaire physique du patrimoine localisé¹ tel qu'on le retrouve dans nos communes marnaises. Une grande tâche nous attend dans les années à venir avec la localisation des ouvrages dits non localisés (transformateurs et compteurs). Il ne faut jamais oublier que le patrimoine concédé appartient aux communes et que c'est au SIEM de s'assurer de la sincérité des inventaires techniques et comptables.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce rapport de contrôle.

Le Président du SIEM

Pascal DESAUTELS

¹ Réseaux HTA et BT, postes de transformation

SOMMAIRE

LE MOT DU PRESIDENT

I – LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE

- | | | |
|-----------------------------------|----|---|
| 1 – L'électricité | P. | 6 |
| 2 – La distribution d'électricité | P. | 6 |
| 3 – Les contrats de concession | P. | 7 |

II – LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE DANS LA MARNE

- | | | |
|--|----|----|
| 1 – La concession | P. | 8 |
| 2 – Le contrat de concession SIEM – ERDF | P. | 9 |
| 2 – Le concessionnaire | P. | 12 |
| 3 – Le compte rendu d'activité (CRAC) | P. | 14 |

III – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

- | | | |
|--|----|----|
| 1 – L'infrastructure électrique | P. | 18 |
| 2 – Le réseau haute tension de type A (HTA) | P. | 19 |
| 3 – Les postes de transformation HTA/BT | P. | 20 |
| 4 – Le réseau basse tension (BT) | P. | 21 |
| 5 – L'âge des ouvrages | P. | 22 |
| 6 – La fiabilité des données concessionnaire | P. | 23 |

IV – LES INVESTISSEMENTS ET L'ENTRETIEN DES OUVRAGES

- | | | |
|--|----|----|
| 1 – Les investissements d'ERDF en 2013 | P. | 24 |
| 2 – L'entretien des ouvrages | P. | 26 |

V - LA QUALITE DE FOURNITURE

1 – Le critère B	P. 28
2 – Le réseau HTA	P. 30
3 – Le réseau BT	P. 40
4 – Les contraintes électriques	P. 46
5 – Le décret qualité	P. 51

VI - LES USAGERS DE LA CONCESSION

1 – Le nombre d'usagers	P. 52
2 – Les tarifs réglementés	P. 52
3 – Les raccordements des usagers	P. 53
4 – La satisfaction des usagers	P. 54
5 – Les usagers en difficulté	P. 55
6 – Les producteurs d'énergie	P. 56

VII - LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – La comptabilité des immobilisations en concession	P. 58
2 – La valeur financière du patrimoine	P. 61
3 – Le financement du patrimoine	P. 63

CONCLUSION	P. 65
-------------------	-------

I – Le secteur de l'électricité

1.1. L'électricité

L'utilisation de l'électricité commence à la fin du XIXème et au début du XXème siècle avec l'électrification des tramways, des métros et des chemins de fer par de petites compagnies électriques qui s'installent dans les villes. Elles y créent des centrales électriques et des petits réseaux locaux. Le besoin d'entraide entre ces compagnies les oblige à utiliser les mêmes références techniques. L'interconnexion des réseaux débute. La consommation d'électricité se développe parallèlement aux évolutions industrielles et technologiques. Elle est indispensable aux sociétés modernes. Aujourd'hui, « *Rien ne se perd, rien ne se crée sans elle, tout se transforme avec elle* ». L'électricité est un bien de 1^{ère} nécessité.

Le secteur de l'électricité comprend quatre activités. La production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité aux clients finals. La production est ouverte à la concurrence mais est essentiellement assurée par Electricité de France (EDF). Le transport est confié à une filiale d'EDF, Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Elle a le monopole de ce service et elle est propriétaire des ouvrages de transport, notamment les réseaux très haute tension. L'exploitation des réseaux de distribution est un service public local concédé par les collectivités territoriales ou leurs groupements qui sont propriétaires des réseaux. La fourniture d'électricité au consommateur final a été ouverte progressivement à la concurrence par les lois des années 2000. Les clients aux tarifs réglementés de vente sont toujours gérés par EDF.

1.2. La distribution d'électricité

Depuis **la loi du 5 avril 1884**, l'organisation du service public de la distribution de l'électricité est de la compétence des communes. **La loi du 15 juin 1906 leur reconnaît la propriété des réseaux en moyenne tension (HTA) et Basse Tension (BT).**

La loi du 8 avril 1946 nationalise les entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité. C'est la naissance d'EDF. L'établissement public est créé pour assurer le service public de l'électricité. Les régies et les entreprises locales de distribution (ELD), existantes à cette date, subsistent. **Les communes sont confortées dans leur rôle d'organisateur du service public de la distribution d'électricité.**

La loi du 10 février 2000 confirme EDF et les ELD comme gestionnaires des réseaux publics de distribution. Elle définit leurs missions. Ils sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux publics de distribution électrique. Ils ont l'obligation d'assurer à tous les utilisateurs, un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. C'est avec cette loi, qu'apparaît l'ouverture progressive à la concurrence pour la fourniture d'énergie. La Commission de Régulation de l'énergie (CRE) est créée².

La loi du 7 décembre 2006 décide la séparation juridique des activités de fourniture et de distribution pour toutes les entreprises ayant plus de 100 000 clients.

Le 1^{er} janvier 2008, la SA ERDF, filiale à 100 % d'EDF voit le jour. EDF garde la production et la fourniture d'électricité. ERDF devient le gestionnaire des réseaux de distribution. Les biens, droits et obligations liés à l'activité de distribution notamment les contrats de concession sont transférés à ERDF.

² La CRE est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

1.3. Les contrats de concession

Le service public de la distribution d'électricité est essentiellement géré en France sous le régime juridique de la concession. Celle-ci est une des formes de contrat de la délégation de service public (DSP). Elle permet à une personne morale de droit public de confier la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé dont la rémunération est liée au résultat d'exploitation du service.

Article L 2224-31 du Code Général des Collectivités Locales (CGCT):

« Sans préjudice des dispositions de [l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz](#), les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de [l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie](#) et de [l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée](#), négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. ».

Les autorités concédantes signent les contrats de concession et délèguent l'administration du service public de la distribution d'électricité à un gestionnaire de réseaux. Le choix du gestionnaire est imposé par la loi. L'article L 111-52 du code de l'énergie précise que les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont respectivement la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD).

Les cahiers des charges de concession fixent les conditions et règles d'utilisation du réseau de distribution électrique. En contrepartie de cette utilisation, le gestionnaire de réseaux, dénommé concessionnaire, verse une redevance à l'autorité concédante et se rémunère auprès des abonnés (TURPE – Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité). Il assure l'acheminement et la distribution de l'électricité, l'entretien et le renouvellement du réseau pour permettre la continuité et la qualité de l'énergie distribuée.

La fourniture d'électricité pour les tarifs réglementés de vente (TRV), la maîtrise de l'énergie et la lutte contre l'exclusion relèvent du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution. L'article L 121-5 du code de l'énergie énonce que ces missions de service public incombent à EDF ou aux ELD. *Cet article précise aussi que « Les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité mentionnées à l'article L. 121-4 sont les autorités organisatrices du service public de la fourniture d'électricité aux clients raccordés à un réseau de distribution qui bénéficient des tarifs réglementés de vente mentionnés à l'article L.337-1 ou de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité ».*

Le contrôle de concession

En contrepartie de cette délégation du service public à une entreprise privée, les autorités concédantes doivent obligatoirement vérifier que celle-ci remplit bien la mission de service public qui consiste à :

- Distribuer l'énergie à tous les usagers raccordés au réseau de distribution de l'électricité,
- Raccorder à ce réseau tous ceux qui en font la demande,
- Fournir l'électricité aux clients régulés aux tarifs réglementés de vente (TRV),
- Proposer le Tarif de 1ère nécessité (TPN) aux personnes en situation de précarité,
- Enregistrer les mouvements du patrimoine dans les inventaires techniques et comptables.

Le concessionnaire doit annuellement fournir un compte rendu d'activité (CRAC) à l'autorité concédante avant le 30 juin de l'année N+1 compléter de plusieurs fichiers.

II – La distribution d'électricité dans la MARNE

2.1. La concession

Les 620 communes du département de la MARNE ont délégué leur compétence d'autorité organisatrice de la distribution électrique (AODE) au Syndicat Intercommunal d'Energies de la MARNE (SIEM)



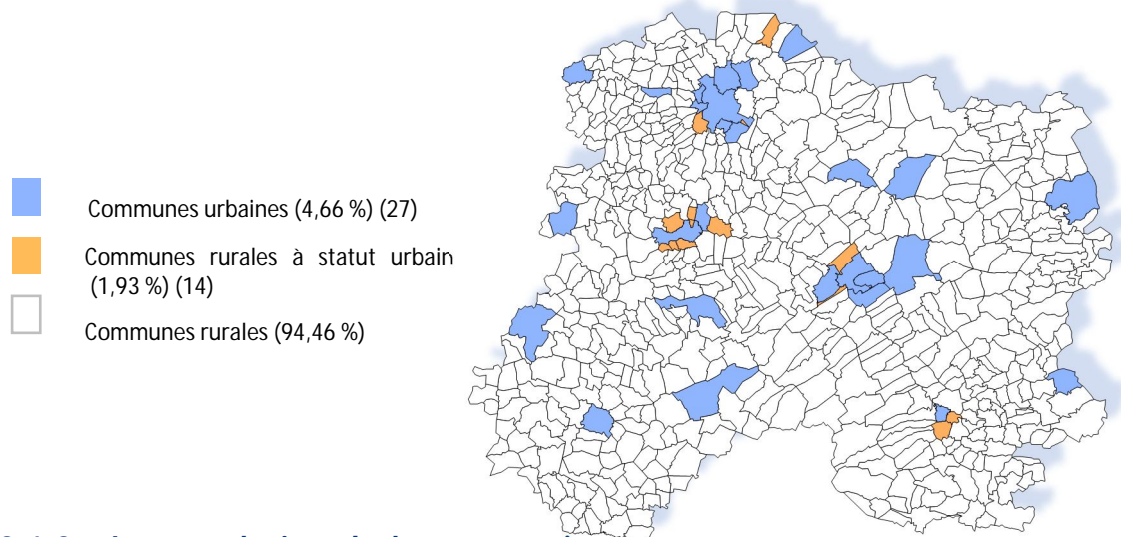
Les fichiers transmis par le concessionnaire conformément à l'article L 2224-31 du CGCT sont incomplets. Avant 2012, Les données financières relatives à la commune de CUISLES manquent ou plus exactement elles sont amalgamées aux biens de la commune de CHATILLON. Ces deux communes avaient fusionnées avant de se séparer en 2006.

2.1.1. Le statut des communes de la MARNE

Pour l'INSEE, les communes sont dites rurales ou urbaines selon leur nombre d'habitants, supérieur ou inférieur à 2000. La notion de ruralité est différente dans le cadre de la distribution publique d'électricité. Les communes sont dites rurales, urbaines ou rurales à statut urbain. Cette notion de ruralité électrique concerne les AODES dans quatre domaines ; la maîtrise d'ouvrages des travaux, les recettes du FACE³, la perception de la TCCFE⁴ et l'enregistrement comptables par ERDF des ouvrages concédés. Le décret n°2014-496 du 16 mai 2014 a modifié la ruralité électrique en durcissant les possibilités pour une commune rurale d'avoir un statut urbain. Le Préfet de Champagne-Ardenne a établi un arrêté en ce sens. Le SIEM et ERDF ont signé un avenant au Cahier des Charges de Concession (voir avenant n°10 – Page 11)

Le statut des communes au sens de la distribution publique d'électricité au 1^{er} janvier 2015 :

- 579 communes rurales,
- 41 communes urbaines dont 12 communes rurales au sens de l'INSEE.



2.1.2. La population de la concession

La population marnaise s'élève à 566 571 habitants (recensement INSEE de la population 2012), répartie, au sens de la distribution publique d'électricité, en :

- 374 340 habitants urbains,
- 194 410 habitants ruraux.

³ CAS FACE : Compte d'Affectation Spéciale du Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification Rurale

⁴ Taxe Communale sur les Consommations Finales d'Electricité

2.2. Le contrat de concession SIEM-ERDF-EDF

Le 27 mai 1993, le SIEM a signé avec EDF un contrat de concession pour une durée de 30 ans. Le Cahier des Charges de Concession (CCC), conforme au modèle national établi par la FNCCR⁵, reprend les règles et obligations des deux signataires de cet accord. Il décrit les catégories d'ouvrages composant le patrimoine concédé et les services aux usagers, tant leur droit à obtenir un contrat d'abonnement que leur participation aux travaux. Il traite du contrôle de la mission de service public par l'autorité concédante. Il fixe la durée et les modalités du terme de la concession notamment l'affectation de l'excédent des provisions pour renouvellement des ouvrages concédés.

Une part importante de ce CCC est consacrée aux instructions relatives aux travaux sur les ouvrages de la concession. Les deux maîtres d'ouvrages des travaux sont uniquement le SIEM et ERDF. Pour les financements, le SIEM et ERDF ont leurs finances propres issues pour le premier de la taxe sur l'électricité (TCCFE) et pour le second, du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de l'électricité (TURPE⁶). Ces deux ressources sont alimentées par le consommateur final d'électricité.

Par ailleurs, le SIEM et ERDF perçoivent des participations financières des particuliers, des professionnels ou des collectivités souhaitant une extension ou étant dans l'obligation d'un renforcement de réseau pour alimenter une maison ou un bâtiment. Ces quotes-parts sont établies forfaitairement, d'après un barème national, suivant les travaux à réaliser (branchement, extension avec branchement inférieur 36 kVA ou extension et branchement compris entre 36 kVA et 250 kVA).

Le SIEM perçoit aussi du concessionnaire pour l'utilisation des réseaux de distribution, deux redevances :

- la R1, redevance de fonctionnement, basée sur la durée, le périmètre, la population et les réseaux électriques de la concession,
- la R2, redevance d'investissement reposant essentiellement sur les travaux d'effacement, de renforcement et d'extension de réseaux, réalisés par le SIEM à l'année N-2. Le montant de ces travaux, déduit des aides perçues (subvention, participations des tiers), entrent dans le calcul de cette redevance. Plus le syndicat investit sur le réseau, plus la redevance est élevée.

Ces redevances ne sont pas affectées. L'autorité concédante peut utiliser ces montants comme bon lui semble, dans les travaux sur les réseaux électriques ou dans d'autres compétences du syndicat avec pour cette option, une moindre redevance R2 deux ans plus tard.

2.2.1. Les modifications du cahier des charges de concession

Au cours des années, des avenants sont venus compléter le CCC. Plusieurs de ces actes modifiaient le périmètre de la concession par l'adhésion au SIEM de plusieurs communes pour arriver en 2008 à une concession regroupant toutes les communes du département.

D'autres actes ont eu des impacts plus importants dans les relations entre les deux protagonistes notamment :

L'avenant n°4 dont l'objet était l'application de la maîtrise d'ouvrage selon d'une part le caractère urbain ou rural des communes et d'autre part le type des travaux. Le SIEM comptait alors 62 communes urbaines, les autres étaient rurales.

⁵ Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

⁶ Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

Type de travaux	Zone Urbaine		Zone Rurale	
	HTA	BT	HTA	BT
Renforcement de réseau	ERDF	ERDF	ERDF	SIEM
Sécurisation	ERDF	ERDF	ERDF	SIEM
Effacement de réseau	ERDF	SIEM	ERDF	SIEM
Extension	ERDF	ERDF	ERDF	SIEM
Branchement	ERDF	ERDF	ERDF	ERDF*
Déplacement d'ouvrages	ERDF	ERDF	ERDF	ERDF

*Exceptionnellement, SIEM lors de travaux

L'avenant n°7 dit protocole PCT (Part Couverte par le Tarif).

La FNCCR et ERDF ont signé, le 26 juin 2009, le protocole relatif au versement par ERDF de la part couverte par le tarif aux autorités concédantes. Ce dispositif s'applique aux extensions de réseaux. Avant ce protocole, un branchement, comme mentionné page précédente, avec ou sans extension, se décomposait financièrement par une participation immédiate du bénéficiaire du projet et le reste du montant de cette opération, financé par le SIEM, rejoignait les coûts des autres travaux dans le calcul de la redevance R2 versée par le concessionnaire deux ans plus tard.

Le 22 juillet 2009, le SIEM signe ce protocole PCT pour les années 2010, 2011 et 2012. L'objectif avoué de cet avenant était de permettre aux autorités concédantes d'avoir rapidement des liquidités pour réaliser leurs travaux sur le réseau. Sorti du mécanisme de la redevance, le retour sur investissement de ces travaux devait être plus rapide que les deux années de la redevance. Néanmoins, la réalité est un peu différente puisque le retard pris dans les versements des montants dus par le CAS FACE, l'organisme payeur de la PCT, est de 9 mois.



De plus, la PCT n'est plus considérée comme une redevance mais comme un financement du concessionnaire alors même que les liquidités de cette PCT proviennent du TURPE, lui-même perçu de l'utilisateur par ERDF. **Elle devrait donc être assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE.**

L'avenant n°8 a entériné le renouvellement de ce protocole pour 2013, 2014 et 2015.

L'avenant n°9 dit protocole ERDF-FNCCR

Ce protocole a suivi le même chemin que l'avenant n°7. Déjà signé par la FNCCR et ERDF, le 18 septembre 2013, il a été entériné le 30 janvier 2014 par le SIEM.

Ce protocole prévoit principalement pour la période allant de 2014 à 2017 :

- La mise en place de programmes pluriannuels coordonnés d'investissement sur les réseaux de distribution d'électricité, à caractère indicatif, en complément des programmes annuels élaborés par les conférences départementales de programmation des investissements prévues par l'article L 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales,
- Une modification partielle du calcul de la redevance d'investissement « R2 » due par ERDF, conduisant à atténuer l'importance des variations à la hausse ou à la baisse d'une année sur l'autre de cette redevance, de façon à réduire l'importance des aléas financiers pesant sur l'équilibre financier de l'autorité concédante et sur celui du concessionnaire.

- Une amélioration des données comptables, patrimoniales et cartographiques transmises par ERDF aux autorités concédantes notamment l'augmentation des données à la maille de la concession, la localisation des biens non localisés et le rapprochement des inventaires techniques et comptables.

Comme tout accord, ce protocole a des avantages et des inconvénients pour les deux protagonistes. Il est à noter que le SIEM et ERDF ont toujours pris en considération que l'intérêt des usagers, la continuité de fourniture et la réduction des coûts valaient bien une concertation sur les investissements de chacun qui découle chaque année sur des travaux coordonnés.

Le deuxième point est plutôt favorable au concessionnaire. La redevance d'investissement « R2 » est toujours obtenue de la même façon principalement par un calcul sur le cumul des investissements effectués à N-2 toujours déduit des aides perçues. Mais par ce protocole, elle est moyennée avec les années précédentes. Ce dispositif a pour but de minimiser les hausses ou les baisses de redevance. Pour le SIEM, c'est une minoration de sa redevance R2.

Le troisième point a le mérite de supprimer une situation absurde puisque plusieurs catégories d'ouvrages sont dit non localisées et comptabilisées globalement à la région Est ERDF et ramenées à chaque concession au prorata de leurs clients. Normalement, au 1^{er} janvier 2016, tous les transformateurs, branchements et colonnes montantes nouvellement posés devraient être enregistrés géographiquement. Les autres catégories sont en phase d'étude. Le compteur Linky sera, dès son lancement, enregistré à la maille communale.

Ce dernier point est de bon sens. Il devrait permettre à chaque autorité concédante d'avoir un « vrai » inventaire de **son patrimoine**. En revanche, d'un point de vue financier, c'est moins favorable aux autorités concédantes. Les biens non localisés sont considérés comme des biens urbains. Logiquement en étant rattachés à une commune, ces ouvrages deviennent localisés et devraient prendre son statut, rural ou urbain. Seule la valeur des biens urbains financés par le SIEM entre dans les calculs de fin de contrat. Les biens ruraux sont des « remises gratuites ».

L'avenant n°10 dit avenant FACE

Le décret 2014-496 du 16 mai 2014 relatif aux aides à l'électrification rurale redéfinit la ruralité « électrique » pour la faire coïncider à la ruralité « INSEE » où les communes sont rurales si elles ont moins de 2000 habitants ou si elles n'appartiennent pas une unité urbaine de plus 5000 habitants. Un arrêté préfectoral a été établi le 30 septembre 2014, il porte à 39 les communes urbaines au sens de la distribution électrique. Néanmoins, le SIEM et ERDF, d'un commun accord, ont souhaité par cet avenant que les communes de BEZANNES et de BAZANCOURT, bien que rurales, relèvent du régime urbain pour la maîtrise d'ouvrage des travaux

Au 1^{er} janvier 2015, la concession compte 41 communes urbaines au sens de la distribution de l'électricité :

AY CHAMPAGNE,	FRIGNICOURT,	SAINT MEMMIE,
BAZANCOURT,	MAGENTA,	SAINTE MENEHOULD,
BETHENY,	MAREUIL SUR AY,	SARRY,
BEZANNES,	MARDEUIL,	SERMAIZE LES BAINS,
CHALONS EN CHAMPAGNE,	MAROLLES,	SEZANNE,
COMPERTRIX,	MONTMIRAIL,	SUIPPES,
CORMONTREUIL,	MOURMELON LE GRAND,	TAISSY,
COURTISOLS,	MOUSSY,	TINQUEUX,
DORMANS,	MUIZON,	VERTUS,
DIZY,	PIERRY,	VINAY,
EPERNAY,	REIMS,	VITRY LE FRANCOIS,
FAGNIERES,	SAINT BRICE COURCELLES,	WARMERIVILLE,
FERE-CHAMPENOISE	SAINT LEONARD	WITRY LES REIMS,
FISMES,	SAINT MARTIN SUR LE PRE,	

Les 579 autres communes de la MARNE et de la concession sont de statut rural.

2.3. Le concessionnaire

C'est avec EDF que le SIEM a signé son contrat de concession en mai 1993. Les lois des années 2000 relatives aux marchés de l'électricité ont transformé les relations contractuelles ; d'un concessionnaire, on est passé à deux :

- à EDF, la gestion des clients qui ont fait le choix de rester à des tarifs réglementés de vente,
- à ERDF, l'entretien et le développement des réseaux de distribution. Il a repris à son compte les droits et obligations d'EDF pour les réseaux de distribution.

Ils ont chacun une mission de service public à remplir.

2.3.1. EDF

Concessionnaire historique, la S.A. EDF est depuis les lois de libéralisation du marché de l'énergie, chargée de la fourniture et de la commercialisation de l'électricité.

2.3.1.1. Sa mission

Elle doit fournir l'électricité en favorisant la maîtrise de la demande, sur l'ensemble du territoire, aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente (TRV) et raccordés aux réseaux de distribution. La mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés est assurée pour la concession SIEM par la direction commerciale régionale en région EST⁷.

En outre, le concessionnaire a aussi pour mission la solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion par la prévention. Néanmoins, EDF n'est plus le seul fournisseur à proposer le Tarif de 1^{ère} nécessité (TPN). En effet, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 dite « loi BROTTES » précise que tous les fournisseurs d'électricité peuvent dorénavant proposer le tarif de 1^{ère} nécessité. Cette loi confirme la compétence des autorités organisatrices de la distribution d'énergie pour le contrôle de la bonne application de ce tarif social.

2.3.1.2. Ses moyens

EDF a développé ses relations de proximité avec ses clients. S'appuyant sur le développement des nouvelles technologies et sur l'évolution des comportements (75 % des foyers ont aujourd'hui une connexion à internet), le concessionnaire propose un dispositif multicanal ; d'une part, interne (www.edf.fr) ou la téléphonie mobile et d'autre part, les canaux traditionnels (le téléphone et les accueils physiques).

Les points d'accueil physique EDF sur le territoire de la concession

2 boutiques à REIMS et à CHALONS EN CHAMPAGNE

Les clients y reçoivent informations, conseils pour maîtriser leurs consommations, gérer leurs contrats d'énergie.

2 points services à SEZANNE et à VITRY LE FRANCOIS

Un espace dédié permet l'accès à une documentation et une mise en relation gratuite, via un téléphone mis à disposition, avec un conseiller EDF.

3 points RSP (Relais Services Publics)

Et pour sa mission de solidarité :

Un pôle Solidarité Régional, basé à REIMS, qui accompagne au quotidien les travailleurs sociaux des communes et du Conseil Général dans la gestion des dossiers des clients en difficulté et dans des opérations de Maîtrise de la Demande en Energie.

⁷ La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine

2.3.2. ERDF

Né de la volonté du législateur de séparer les activités de fourniture et de distribution⁸ de l'électricité, ERDF, filiale à 100 % d'EDF, a repris la mission de distribution de l'énergie qui incombait à la signature du contrat à l'opérateur historique.

2.3.2.1. Sa mission

ERDF assure, dans le cadre du cahier des charges de concession, l'exploitation du réseau public de distribution concédé par le SIEM. Pour cela, il définit et met en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux. **Le concessionnaire garantit à chaque usager, quel que soit son fournisseur, un accès transparent, non discriminatoire aux réseaux et une confidentialité des informations commercialement sensibles.** De plus, ERDF a l'obligation d'entretenir et de renouveler le réseau concédé pour distribuer une qualité de fourniture.

ERDF est l'interlocuteur privilégié du SIEM pour les travaux puisque le cahier des charges de concession prévoit une répartition des travaux sur le réseau entre le SIEM et son concessionnaire.

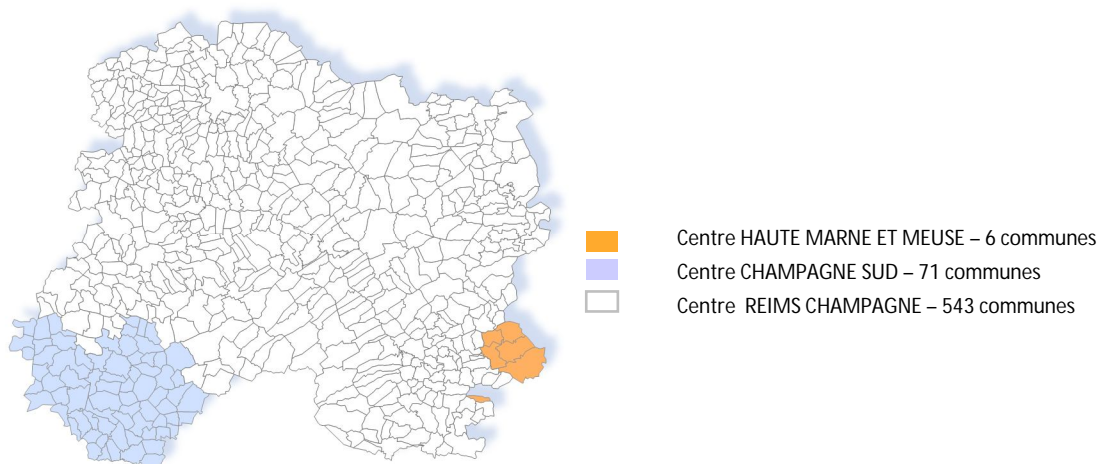
Les conférences départementales

L'article 21 de la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) institue les conférences départementales. Réunis sous l'égide des Préfets, les gestionnaires de réseaux de distribution et les autorités concédantes présentent leurs programmes prévisionnels d'investissement.

Deux réunions se sont tenues en 2013 à la préfecture de la Marne entre ERDF et le SIEM, le 18 janvier 2013 et le 17 décembre 2013

2.3.2.2. Ses moyens

Trois centres ERDF interviennent sur la concession :



ERDF n'a aucun accueil physique sur la concession. Les clients, pour contacter le concessionnaire, ont à leur disposition, internet, www.erdfdistribution.fr ou le téléphone. Des interlocuteurs privilégiés (IP) interviennent auprès des collectivités locales.

L'accueil Raccordement Electricité (ARE) traite les demandes de raccordement au réseau électrique des clients particuliers ou des fournisseurs d'électricité et l'AREPROD, celles des installations de production.

Un accueil « Dépannage Electricité » est joignable 24h sur 24, 7 jours sur 7.

⁸ Article 111-61 du code de l'énergie

2.4. Le Compte Rendu d'Activité (CRAC)

L'article L 2224-31 du CGCT énonce que « chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celles-ci. ».

Le concessionnaire doit notamment communiquer chaque année, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés.

L'article 32 du cahier des charges de concession précise que le compte rendu d'activité du concessionnaire doit contenir des informations relatives aux réseaux, aux travaux neufs, à l'exploitation du réseau dont les incidents, les quantités livrées et les recettes correspondantes ainsi que les consommations des clients aux tarifs réglementés. Doivent aussi figurer sur ce document, des indications sur le degré de satisfaction des usagers et des données financières sur la concession, charges et produits d'exploitation, comptabilité du patrimoine concédé dont l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages concédés.



Le concessionnaire doit présenter, à l'autorité concédante, ce compte rendu dans un délai de six mois suivant l'exercice considéré.

Le CRAC 2013 a été présenté dans les temps à l'autorité concédante.

Le compte rendu d'activité du concessionnaire est le premier élément de la mission de contrôle de l'autorité concédante. L'exemplaire marnais est un modèle national dans lequel sont ajoutées les données chiffrées relatives à la concession. Les données d'exploitation et les indications sur la satisfaction des abonnés ne sont pas souvent à la maille du syndicat mais à une maille régionale ou nationale, adaptées à la concession par des clés de répartition qui ne permettent pas au SIEM d'avoir une image fidèle de sa concession. Cette lacune devrait s'améliorer rapidement puisque le protocole signé en 2014 prévoit une généralisation des données à la maille de la concession

2.4.1. Les éléments financiers d'exploitation

Dans ce compte rendu d'activité, le concessionnaire transmet chaque année les produits et les charges d'exploitation relatifs à l'acheminement d'énergie pour la concession. Les recettes reposent essentiellement sur la distribution d'énergie. Le cahier des charges de concession précise dans son article 32 que « *Le compte-rendu annuel comprendra la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significatives...* ».

Au final, quelques chiffres sont à la maille de la concession, c'est-à-dire qu'ils correspondent aux sommes réellement engagées ou reçues pour la concession. Les autres données sont des données nationales ou régionales soumises à des clés de répartition. ERDF précise dans son compte rendu d'activité que l'enregistrement à des territoires supérieurs à ceux de la concession est dû à l'interconnexion des réseaux, à certaines activités plus spécifiques qui sont exercées sur des périmètres supérieurs à la concession et à une volonté de maîtriser les coûts de gestion.

C'est pourquoi, beaucoup de charges et de produits d'exploitation sont répartis sur la concession au prorata du nombre de clients, des recettes de raccordement, des kWh acheminés, de la longueur du réseau BT....

Cette présentation ne permet pas d'avoir une image financière significative de la concession.

Résultat d'exploitation (en k€)	2011	2012	2013
Recettes d'acheminement	120 547	130 669	134 640
Recettes de raccordements et prestations	6 759	7 927	8 591
Autres recettes	3 368	3 436	3 501
Production stockée et immobilisée	12 005	13 649	15 324
Reprise sur amortissement et provisions	5 511	4 391	5 011
Autres produits divers	894	1 031	1 005
Total des produits	149 084	161 103	168 072
Accès réseau amont	37 926	40 141	41 285
Autres consommations externes	42 561	45 341	45 086
Contribution au CAS FACE	2 825	2 777	2 788
Impôt et taxes	3 006	3 158	3 348
Charges de personnel	20 192	21 567	22 232
Autres charges	3 242	2 511	2 627
Redevance de concession	4 295	4 965	5 150
Dotations aux amortissements DP	13 971	14 535	14 421
Dotations aux provisions DP	3 185	3 190	2 771
Autres dotations d'exploitation	7 519	8 090	10 133
Charges centrales	3 971	4 095	4 038
Total des charges	142 693	150 370	153 879
Contribution à l'équilibre	-2 572	-3 793	-634
Résultat	8 963	14 526	14 827

Les quelques éléments enregistrés à la maille de la concession sont :

Pour les produits :

- Les recettes d'acheminement,
- Les prestations qui sont les produits des services et interventions facturés aux clients,
- La production stockée et immobilisée qui recouvre les immobilisations du concessionnaire.

Pour les charges :

- La redevance de fonctionnement,
- Les dotations aux amortissements⁹,
- Les dotations aux provisions¹⁰.

⁹ Sauf ouvrages non localisés

¹⁰ Sauf ouvrages non localisés

Analyse des comptes d'exploitation

La part la plus importante des produits du compte d'exploitation revient à l'activité principale du concessionnaire : l'acheminement. Cette recette repose sur le TURPE. Ce tarif, fixé par la CRE pour tout le territoire, doit permettre au gestionnaire de réseaux de couvrir les coûts engagés pour la distribution d'électricité. Les recettes d'acheminement représentent 80,11 %. Elles ont augmenté de 3,04 % en 2013. Parallèlement l'accès au réseau en amont a, logiquement, augmenté puisque cette charge est construite au prorata des kWh consommés. Elle a progressé de 2,85 %.

Résultat d'exploitation (en k€)	2011	2012	2013
Recettes d'acheminement	120 547	130 669	134 640
- Accès réseau amont	37 926	40 141	41 285
= marge d'acheminement	82 621	90 528	93 355

Le compte d'affection spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACE)

Le CAS FACE est abondé par une charge payée par les distributeurs d'électricité (ERDF ou les ELD) sur le kWh distribué. Ce compte est redistribué aux autorités concédantes suivant leur nombre de clients et de départs mal alimentés en zone rurale pour la réalisation des travaux d'effacements et de renforcements.

Résultat d'exploitation (en k€)	2009	2010	2011	2012	2013
Contribution au Facé ERDF	2768	2 539	2 825	2 777	2788
Subvention du FACE SIEM	1 572	1 614	1 632	1554	1486

Le résultat financier de l'exercice 2013

Le résultat financier est la somme des produits et des charges d'exploitation de la concession.

Résultat d'exploitation (en k€)	2011	2012	2013
Total des produits	149 084	161 103	168 072
Total des charges	142 693	150 370	153 879
Résultat d'exploitation	6 391	10 733	14 193

La contribution à l'équilibre

L'acheminement de l'électricité est basé sur le principe de péréquation tarifaire ; un prix unique sur tout le territoire qui amène des écarts financiers entre les concessions. Certaines, notamment les concessions urbaines dont la densité de population est plus élevée, sont plus rentables que d'autres où l'habitat est plus isolé et les conditions de desserte de l'énergie plus difficiles. Pour équilibrer ses comptes, ERDF a instauré une contribution d'équilibre qui traduit le concours de chacune des concessions à l'équilibre global d'ERDF.

- Si la contribution est négative, le montant est un produit supplémentaire,
- Si la contribution est positive, le montant est une charge supplémentaire,

Au niveau global, la différence ressortant entre le total des produits et le total des charges de l'ensemble des concessions est toujours égale au résultat d'exploitation d'ERDF.

Résultat de la concession SIEM avec la contribution d'équilibre

Résultat d'exploitation (en k€)	2011	2012	2013
Résultat d'exploitation de la concession	6 391	10 733	14 193
Contribution à l'équilibre	-2 572	-3 793	-634
Résultat total d'exploitation	8 963	14 526	14 827

Le concessionnaire transmet les données d'exploitation demandées dans le cahier des charges de concession. Malheureusement ces chiffres ne reflètent pas la situation économique réelle de la concession d'une part puisque la péréquation tarifaire n'est pas le résultat des coûts d'exploitation locaux mais nationaux et d'autre part, car ces coûts, dans leur grande majorité, ne sont pas non plus au périmètre de la concession.

III – Le patrimoine technique

3.1. L'infrastructure électrique

Le réseau électrique français est l'ensemble des infrastructures (production, transport et distribution) qui achemine l'énergie électrique des usines de production vers le consommateur final d'électricité. Le réseau de transport est à très haute tension, de 63 000 à 400 000 volt. Il a une structure maillée qui permet le transit de très grandes quantités d'énergie sur de grandes distances avec le minimum de pertes. Ce réseau garantit une sécurité d'alimentation pour tous et une solidarité entre les régions et les états voisins. Il dessert en énergie les grands consommateurs industriels (tarif vert) et les réseaux de distribution.

L'électricité passe des réseaux de transport aux réseaux de distribution par les postes sources.

3.1.1. Les postes sources

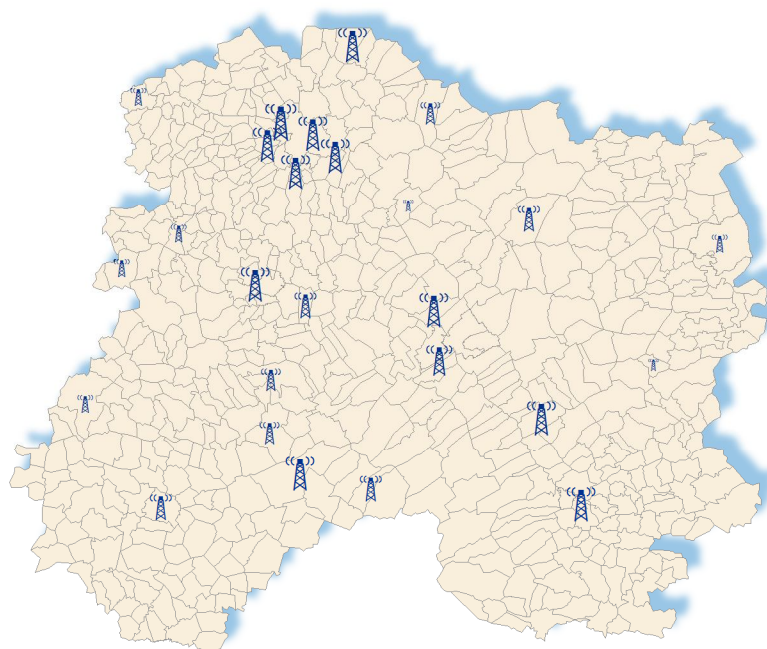
Les postes sources sont des ouvrages électriques qui appartiennent au concessionnaire. Ils abaissent la Très Haute Tension en Haute Tension (15 000 à 20 000 volts). Celle-ci alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

33 postes sources desservent la concession dont 7 situés hors du département de la MARNE.



Le nouveau poste source « ORMES » (google EARTH)

Les postes sources dans la MARNE



3.2. Le réseau Haute Tension de type A (HTA)

C'est à la sortie des postes sources que commencent le patrimoine du SIEM et la mission de service public pour ERDF.

Sitôt les postes sources, le réseau HTA se développe. Il est le premier maillon de la distribution de l'énergie vers le client. Dans ses câbles circulent un courant de 20 000 V (15 000 V dans quelques cas).

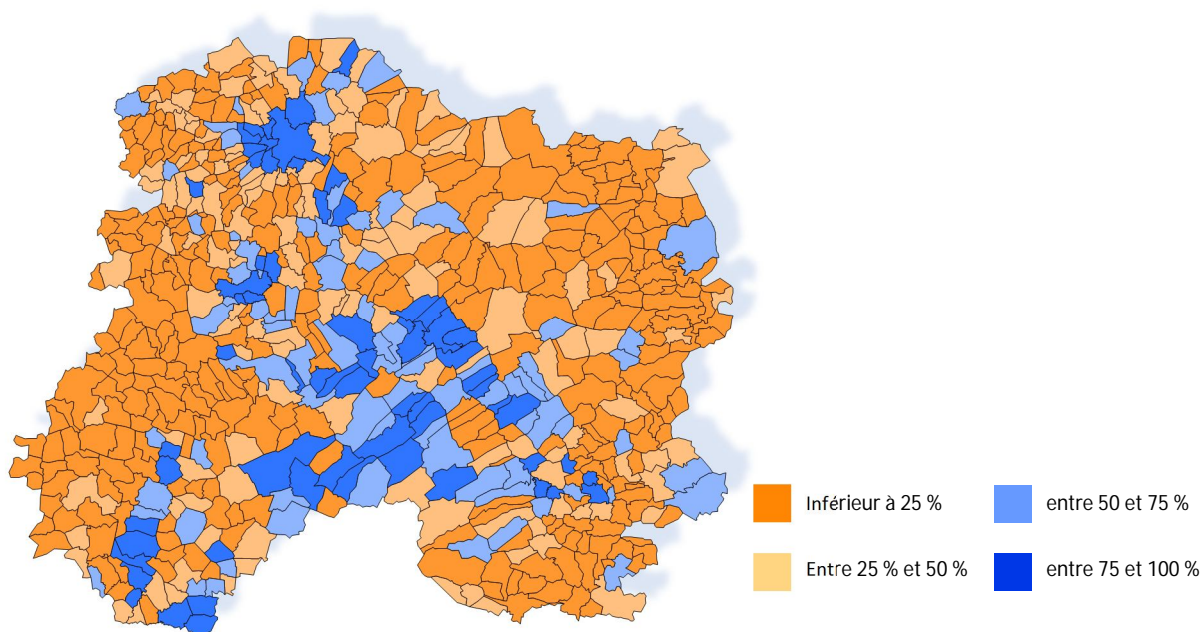
3.2.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ERDF)

La concession est desservie par **6 237,36 km de réseaux HTA** décomposés comme suit :

- Réseau souterrain : 2 796,59 km,
 - Réseau aérien torsadé (CPA) : 25,71 km,
 - Réseau aérien nu : 3 415,06 km.
- Dont faible section 13,04 km

Le réseau s'est étendu en 2013 de 111,90 km. Les fils aériens ont régressé de 31,74 km. Les câbles souterrains ont augmenté de 143,64 km. Ils représentent 44,84 % du réseau HTA de la concession.

Le taux de réseau souterrain HTA par commune



La typologie du réseau HTA

- 375 départs composent le réseau HTA :
 - 184 sont en réseaux souterrains,
 - 2 sont en réseaux aériens,
 - 189 sont mixtes avec des réseaux aériens et souterrains
- La longueur moyenne d'un départ est de 16,63 km avec :
 - Le départ le plus long : ORBAIS du poste source MONTMIRAIL, 85,202 km.
 - et
 - Les départs les plus courts : SAVART et VIREUL du poste source COMPERTRIX, 0,51 km chacun.

3.3. Les Postes de transformation HTA/BT

Les postes de transformation HTA/BT de la distribution publique (DP) sont des ouvrages appelés à desservir les utilisateurs du réseau de distribution en basse tension (BT). Ils se situent entre les réseaux HTA et BT.

Il y a sur la concession au 31 décembre 2013, 5704 postes de transformation HTA/BT dont :

- 5667 de distribution publique (DP),
- 9 DP-Production,
- 28 mixtes (DP et clients).

3.3.1. Les données générales sur le réseau

Les postes de transformation HTA/BT se répartissent par type de poste, comme suit :

▪ Cabine basse (CB)	671
▪ Cabine haute (CH)	208
▪ Poste enterré (EN)	8
▪ Poste sur poteau (H61)	1426
▪ Poste en immeuble (IM)	558
▪ Poste rural compact simplifié (PRCS)	18
▪ Poste rural compact (RC)	606
▪ Poste rural simplifié (RS)	68
▪ Poste sur sol de type A (PSSA)	202
▪ Poste sur sol de type B (PSSB)	213
▪ Poste urbain compact (UC)	539
▪ Poste urbain portable (UP)	1187



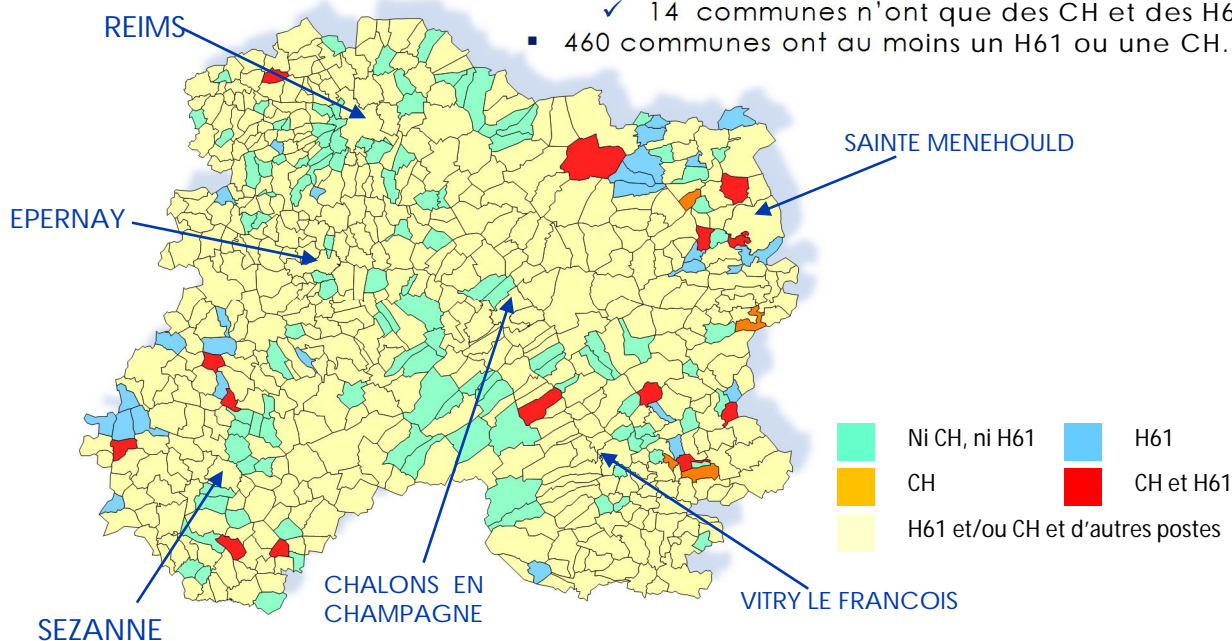
L'enregistrement par le concessionnaire de ces ouvrages dans l'inventaire technique est fiable à plus de 99 %. Il reste moins d'1 % d'erreur soit 20 postes qui sont ou absents du fichier ou mal renseignés (type de poste ou puissance du transformateur).

3.3.2. Les données particulières sur les postes de transformation HTA/BT

Les postes sur poteau (H61) et les cabines hautes sont les ouvrages les plus vulnérables et les moins performants. Grâce aux travaux tant du SIEM que d'ERDF, leur nombre diminue chaque année. Ils représentaient en 2005 plus de 35 % des postes de transformation HTA/BT. **Ils représentent un peu moins de 29 % en 2013.**

Répartition par communes de ces deux types de postes :

- 115 communes n'ont ni CH ni H61,
- 45 communes n'ont que des CH et/ou des H61,
 - ✓ 4 communes n'ont que des CH,
 - ✓ 27 communes n'ont que des H61,
 - ✓ 14 communes n'ont que des CH et des H61,
- 460 communes ont au moins un H61 ou une CH.



3.4. Le réseau Basse Tension (BT)

3.4.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ERDF)

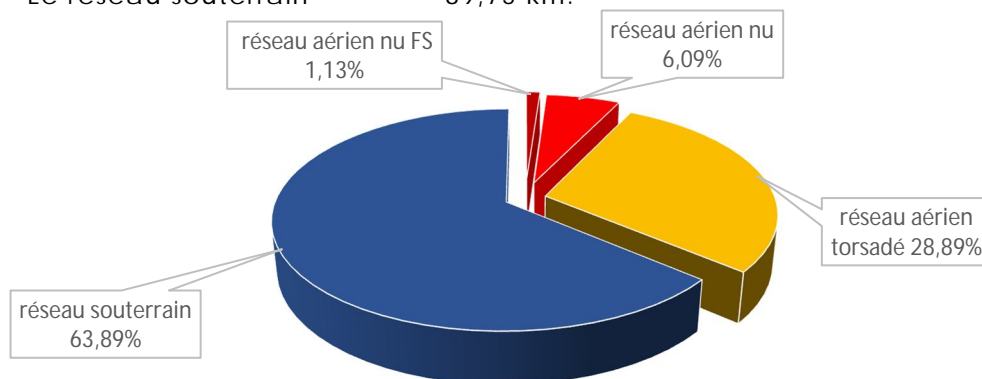
Au 31 décembre 2013, la longueur du réseau BT de la concession s'élève à **4 691,74 km répartis dans 18 355 départs** :

- Réseau souterrain 2 997,48 km,
- Réseau aérien torsadé 1 355,32 km,
- Réseau aérien nu 338,94 km,
Dont fils nus de faible section (FS) 52,96 km.

Le réseau BT de la concession a globalement augmenté de 44,2 km.

Dans le détail,

- Le réseau aérien nu FS - 2,09 km,
- Le réseau aérien nu - 16,91 km,
- Le réseau aérien torsadé - 28,64 km,
- Le réseau souterrain 89,75 km.



Il ne reste que 7,22 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 1,13 % de faible section.

3.4.2. Le réseau BT souterrain communal

615 communes possèdent du réseau souterrain sur leur territoire, soit 99,20 % de la concession.

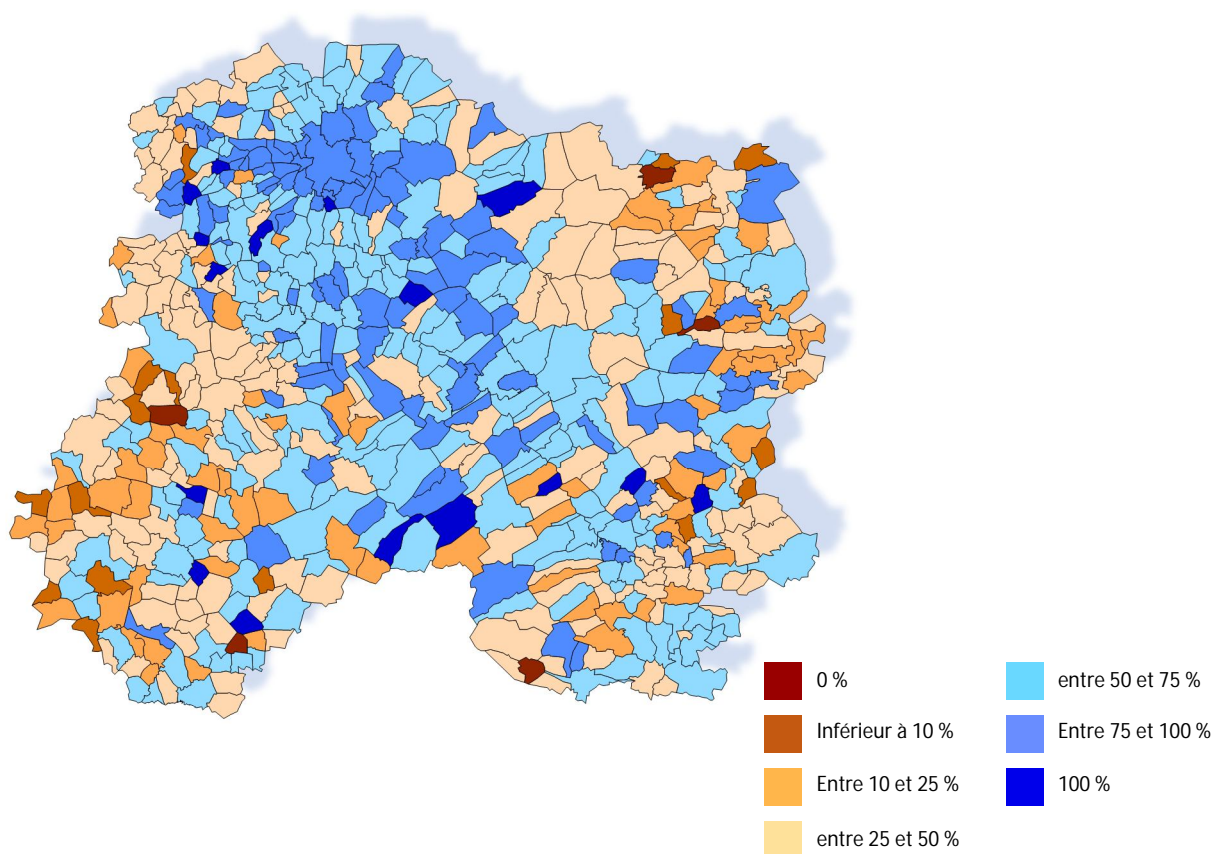
Dans le détail :

- 16 communes ont leur réseau entièrement en souterrain (2,58 %),
 - AUBERIVE
 - DOMMARTIN LETTREE
 - HAUSSIMONT
 - ISSE
 - JONQUERY
 - JUSSECOURT MINECOURT
 - LHERY
 - LISSE EN CHAMPAGNE
 - MONTBRE
 - OYES
 - POURCY
 - SAINT MARTIN AUX CHAMPS
 - SAINT REMY AUX BROYES
 - THAAS
 - TRESLON
 - VILLERS SOUS CHATILLON
- 111 communes ont plus de 75 % de réseau BT souterrain (17,90 %),
- 212 communes ont entre 50 et 75 % de réseau BT souterrain (34,19 %),
- 185 communes ont entre 25 et 50 % de réseau BT souterrain (29,84 %),
- 74 communes ont entre 10 et 25 % de réseau BT souterrain (11,94 %),
- 17 communes ont moins de 10 % de réseau BT souterrain (2,74 %).

5 communes n'ont pas de réseaux souterrains (0,80 %)

- LA CHAPELLE SOUS ORBAIS,
- CORBEIL,
- MARSANGIS,
- RAPSECOURT,
- ROUVROY RIPONT.

LE TAUX DE RESEAU SOUTERRAIN PAR COMMUNE



3.5. L'âge des ouvrages

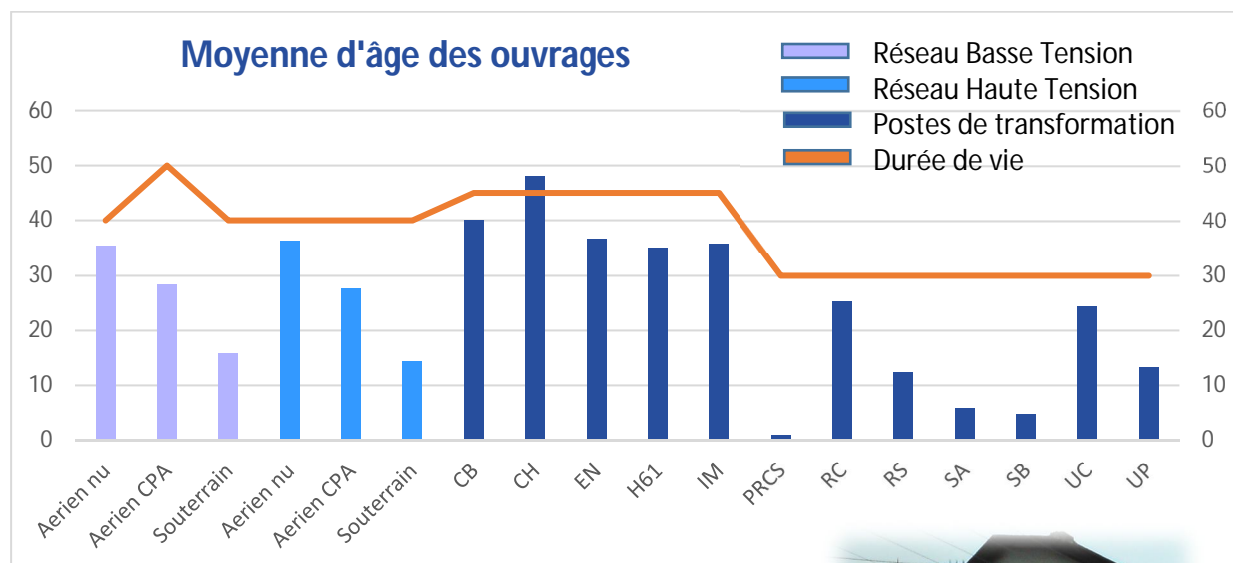
L'acte de naissance d'un ouvrage s'établit à la mise en service du bien. Sa durée de vie, période durant laquelle l'ouvrage remplit en toute sécurité les fonctions pour lesquelles il est installé, s'élève à 30 ans pour les postes de transformation HTA/BT, à 40 ans pour les réseaux HTA et BT et depuis 2011, 50 ans pour les réseaux torsadés BT.

Les moyennes des âges pour les trois grandes catégories s'établissent à :

En années	2012	2013
Postes de transformation HTA/BT	27,69	30,92
Canalisations aériennes	33,16	34,12
Canalisations souterraines	15,14	15,17

Ces moyennes augmentent par rapport à 2012.

Chaque type d'ouvrages a une durée de vie particulière ce qui donne par catégories les âges suivants :



A l'exception des postes de transformation de type cabine haute et dans une moindre mesure les cabines basses, tous les ouvrages de la concession ont un âge inférieur à la durée de vie réglementaire.

Ces ouvrages sont les plus anciens modèles de postes de transformation et ils représentent seulement 3,65 % des postes installés sur la concession.

Néanmoins dans chacune des catégories, beaucoup d'ouvrages sont encore en place alors que leur durée de vie est dépassée depuis plusieurs années.

C'est le cas pour :

- ❖ 943 postes.
- ❖ Réseaux de plus de 40 ans,
 - ✓ HTA : 1 269 km de fils nus aériens dont 10 km de fils nus de faible section, 107 km de réseaux souterrains,
 - ✓ BT : 97 km de fils nus aériens BT, 110 km de réseaux souterrains BT.
- ❖ Réseaux de plus de 50 ans :
 - ✓ BT : 133 km de fils aériens torsadés (CPA).



Poste de transformation de type cabine haute

Il n'y a pas à ce jour d'inventaire technique des ouvrages non localisés (transformateurs, branchements, compteurs etc...).

3.6. La fiabilité des données du concessionnaire



Il est des choses qui se bonifient avec le temps. C'est le cas des inventaires physiques de la concession. Le SIEM a commencé, il y a un peu moins de 10 ans, à s'intéresser à l'enregistrement des ouvrages de **SON PATRIMOINE**.

Aujourd'hui, tout n'est pas parfait. Il reste beaucoup de travail. Mais les choses évoluent vers le meilleur.

IV – Les investissements et l’entretien des ouvrages

4.1. Les investissements d’ERDF en 2013

Les dépenses d’investissement d’ERDF sur la concession se regroupent en 3 chapitres.

Investissement ERDF (en k€)	2013
Raccordement des consommateurs et producteurs	16 399
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 722
Investissements de logistique (dont immobilier)	497
Total en (k€)	33 618

Les investissements sur le réseau

ERDF investit sur le réseau dans le cadre de son obligation d’entretien et de renouvellement des ouvrages de la concession (article 10 du CCC).

Investissement ERDF (en k€)	2011	2012	2013
Raccordement des consommateurs et producteurs	11 609	13 407	16 399
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 965	14 053	16 722
Performance du réseau	14 472	10 976	14 815
Dont renforcement	3 962	2 606	6 100
Dont climatique	383	865	684
Dont modernisation	8 554	5 609	6 142
Dont moyens d'exploitation	1 573	1 896	1 889
Exigences environnementales et réglementaires	2 493	3 077	1 907
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	514	328	340
Dont sécurité et obligations réglementaires	748	1 386	443
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	1 231	1 363	1 124
Investissements de logistique (dont immobilier)	77	193	497
Total en (k€)	28 651	27 653	33 618
Dont investissements poste-sources	3 781	4 600	8 571

44,06 % des investissements du concessionnaire correspondent à la performance du réseau (entretien, amélioration).

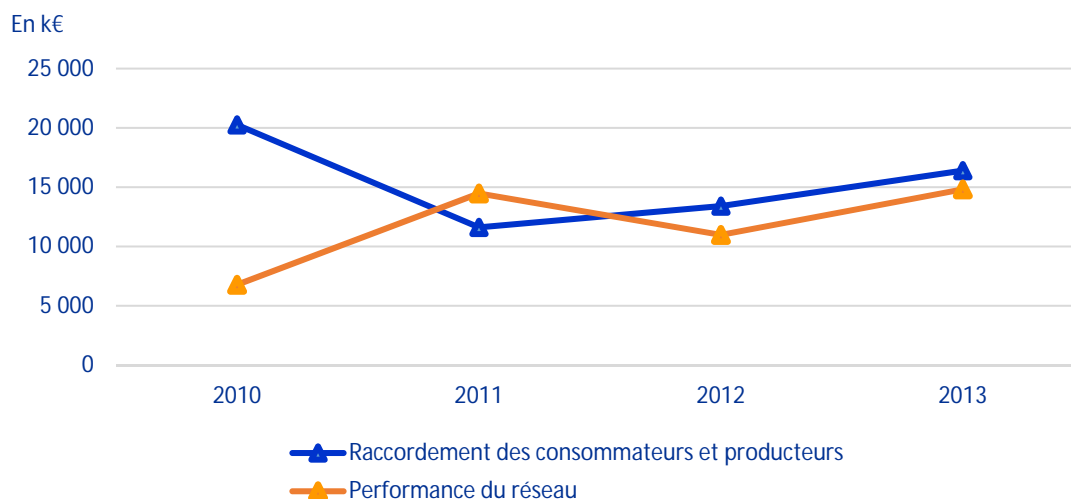
Les travaux de raccordement des usagers

Le deuxième impératif du concessionnaire est de réaliser les travaux de raccordement des consommateurs et des producteurs qui participent financièrement à leurs travaux.

Investissement ERDF (en k€)	2011	2012	2013
Raccordement des consommateurs et producteurs	11 609	13 407	16 399

L'évolution deux postes d'investissement les plus importants :

	2010	2011	2012	2013
Raccordement des consommateurs et producteurs	20 255	11 609	13 407	16 399
Performance du réseau	6 775	14 472	10 976	14 815



La coordination des travaux entre l'autorité concédante et le concessionnaire

Chaque concessionnaire et autorité concédante travaillent sur le réseau selon la répartition définie par le cahier des charges de concession. La loi NOME du 7 décembre 2010 a instauré la conférence départementale où les autorités concédantes et leurs concessionnaires doivent coordonner leurs actions pour l'amélioration de la qualité de l'énergie distribuée tout en optimisant les investissements.

L'avenant dit « Protocole FNCCR-ERDF » signé par le SIEM le 30 janvier 2014 complète ce principe et crée le Programme Commun de Développement et de Modernisation des Réseaux (PCDMR) qui consiste à coordonner les actions du concédant et du concessionnaire pour favoriser le développement économique du département et maintenir à un haut niveau de performance la qualité de la distribution de l'électricité sur la MARNE.



Le SIEM a été choisi avec trois autres syndicats pour participer à l'expérimentation de ce programme. Le premier PCDMR a été présenté au Préfet de la Marne, le 17 décembre 2013. Il comporte une analyse fine de l'état du réseau. Il précise les travaux à prioriser et la coordination des investissements.

Les travaux coordonnés ERDF-SIEM en cours ou terminés en 2013 sont :

Communes	Objet	Montant (en k€)	Linéaires posés (en m)	
			BT	HTA
Sainte Euphraise et Clarizet	Effacement rue de la GARE	347	1 646	
Gaye	Renforcement au poste « Gaye »	638	2 200	945
Châlons en Champagne	Avenue de Paris	425	1795	635
Betheny	Grande rue	155		

4.2. L'entretien des ouvrages

4.2.1. L'élagage

2.3.1.1. L'inventaire de la végétation

L'élagage des arbres le long des lignes électriques est une obligation du concessionnaire. De 2010 à 2013, ERDF a conduit un inventaire de la végétation consistant à recenser toutes les zones boisées sur lesquelles sont situés les réseaux HTA et BT. Sont mesurées les distances entre la végétation et le réseau avec l'identification des arbres. En 2012 et en 2013, le recensement a, de nouveau, porté sur le réseau HTA.

En 2013, 3 040 km de ligne HTA ont été inventoriés sur l'ensemble de la région Champagne-Ardenne :

- ✓ Dont 740 km de réseau aérien HTA marnais soit 21% du réseau aérien total.

2.3.1.2. Les travaux d'élagage

Le plan d'élagage mené en 2013 a permis d'élaguer sur la région Champagne-Ardenne :

- ✓ 2930 km de lignes aériennes HTA,
- ✓ 429 km de lignes aériennes BT.

Et pour la Marne,

Elagage réalisé sur le réseau HTA et BT sur la concession

Longueur de réseau HTA (km)	1002	314 k€
Longueur de réseau BT (km)	55	26 k€

2.3.1.3. Les coupures dues à l'insuffisance ou aux travaux d'élagage

Les interruptions de fourniture dues à l'insuffisance d'élagage ou lors de travaux d'élagage ont engendré 7 incidents en BT et 13 en HTA.

a) Interruptions pour des élagages insuffisants

Pour le réseau BT

- ❖ 3 incidents ont coupé 43 usagers pour une moyenne de coupure de 3h10mn par usager coupé.

Pour le réseau HTA

- ❖ 5 incidents ont coupé 4 357 usagers dont 3 801 clients BT et 556 clients HTA pour une moyenne de coupure de 54mn par usager coupé.

b) Interruption lors de travaux d'élagage

Pour le réseau BT

- ❖ 4 incidents ont coupé 38 usagers pour une moyenne de coupure de 3h01mn par usager coupé.

Pour le réseau HTA

- ❖ 8 incidents ont coupé 6164 usagers dont 6140 clients BT et 24 clients HTA pour une moyenne de coupure de 1h17mn par usager coupé.

4.2.2. La surveillance des réseaux

Tous les ans, le concessionnaire contrôle l'état du réseau aérien notamment par le survol des lignes 20 000 volts en hélicoptère.

En 2013, le survol a été effectué en septembre. Un hélicoptère a ainsi survolé 2 682 km de réseaux en Champagne-Ardenne.

Et pour la Marne,

Visite d'hélicoptère des lignes HTA 2013

Département de la MARNE	863 km soit 26 % du réseau aérien
-------------------------	-----------------------------------



V – La qualité de fourniture

L'électricité est aujourd'hui un produit de 1^{ère} nécessité. Sa qualité est, de ce fait, primordiale et fait l'objet d'une surveillance toute particulière de la part de notre syndicat.

De plus, le réseau de distribution basse et moyenne tension est l'ossature principale du transport des énergies renouvelables. Ce maillon est aujourd'hui l'outil de base de la transition énergétique.

L'analyse proposée dans ce rapport est réalisée de façon à avoir une image globale de la qualité de l'énergie dans la Marne qui traduit également la qualité intrinsèque du réseau de distribution.

5.1. Le critère B

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère B (temps moyen de coupure d'alimentation BT par usager).

Le critère B se décompose suivant les deux seules causes d'interruption de fourniture (Incidents et travaux) sur les trois réseaux concernés (Transport, HTA et BT).

Critère B - Détail (mn)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
- Incident HTA	20,98	36,3	29,05	100,13	23,44	22,3	63,24
- Travaux HTA	2,73	6,2	9,91	11,47	10,26	12,8	5,21
- Incident BT	5,52	5,9	8,03	10,25	6,25	8,55	7,95
- Travaux BT	2,5	3,4	4,46	3,76	4,39	3,47	5,68
- Amont concession							
- Transport	0	6,2	0	2,02	0,76	0,08	0,36
- Poste source	0,03	1	0,94	3,57	2,37	0,34	1,11
Total B	31,76	59	52,39	131,2	47,47	47,54	83,55
- Dont Bclimatique	7,02	7,3	10,49	84,06	6,27	4,2	45,93
Critère B National	72	93,4	85	118,9	72,8	78,6	97
TOTAL B HIX			52,39	131,2	47,47	47,54	48,89
B évènements exceptionnels			0	0	0	0	34,66

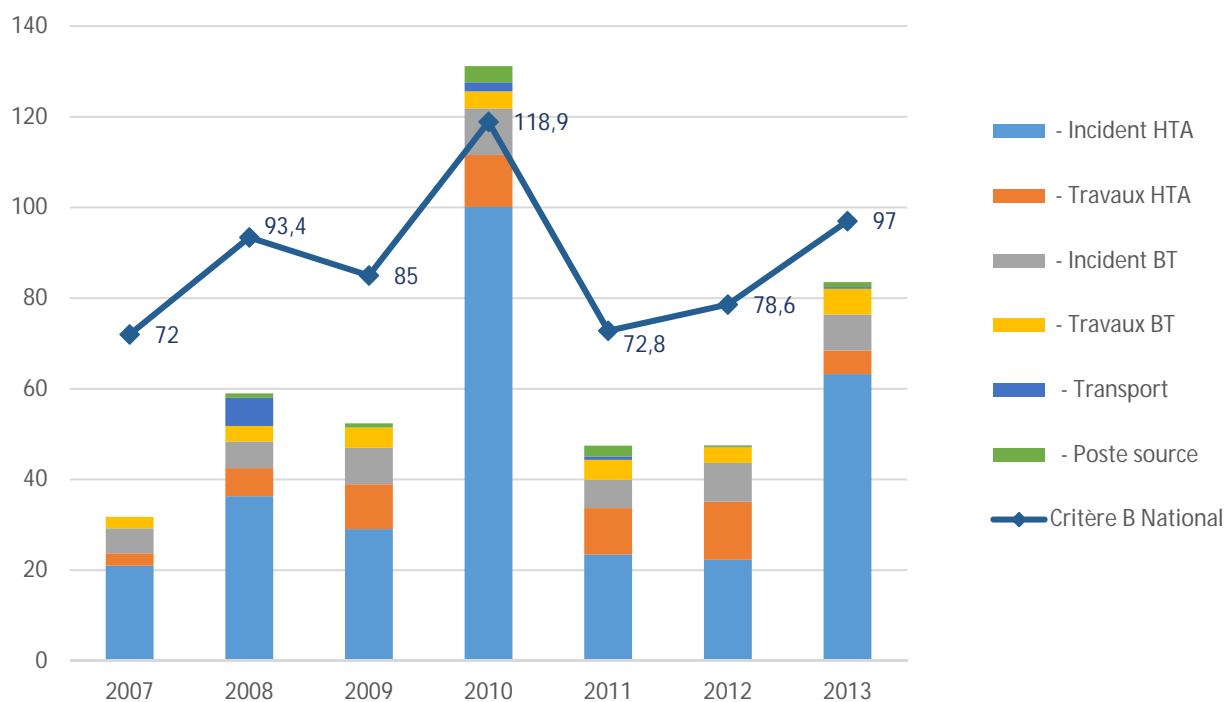
En 2013, la valeur du critère B est en très forte augmentation (+75,7 %). Cette importante hausse est due aux deux phénomènes orageux rencontrés en juin et juillet 2013 qui ont nécessité le déploiement de la Force d'Intervention Rapide Electricité d'ERDF (FIRE). L'ensemble de ces phénomènes climatiques a représenté à lui seul 34,66 mn de critère B. C'est pourquoi, il est nécessaire de comparer à l'année 2013 le critère B₂₀₁₂ HIX (c'est-à-dire hors évènements exceptionnels) qui est égal à 48,89 mn

Dans ce cas, il est constaté une faible hausse (2,8%) avec une valeur de critère B très proche de celle des années 2011 (47,47mn) et 2012 (47,54mn).

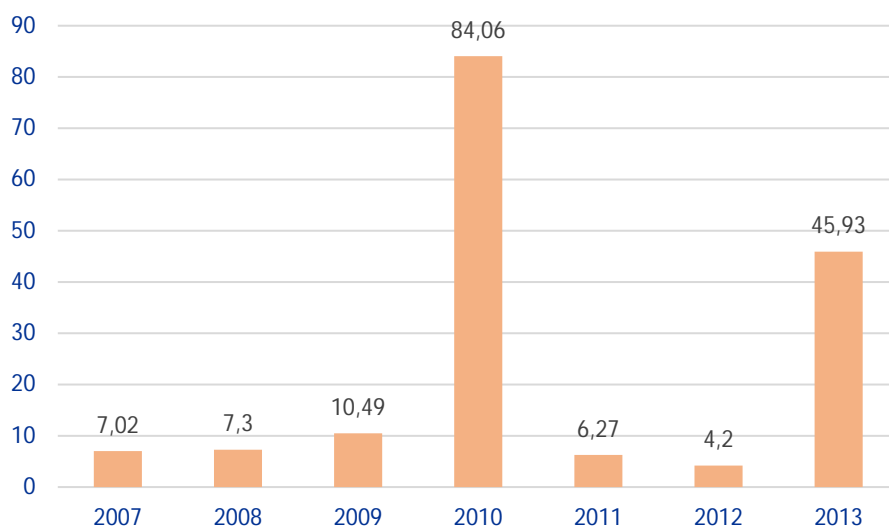
Plus finement, il est constaté une forte baisse du critère B due aux travaux HTA (- 7,6mn soit - 60 %) essentiellement grâce aux équipes de travaux sous tension (TST) d'ERDF qui permettent d'éviter des coupures supplémentaires.

Il est de même constaté que le temps de coupure pour travaux HTA (5,21mn) est inférieur au temps de coupure pour travaux BT (5,68mn) ce qui n'avait jamais été le cas. Enfin, à noter une légère baisse du critère B due aux incidents sur le réseau BT (-7 %). Nous analyserons l'ensemble de ces phénomènes plus avant dans le rapport.

Répartition du critère B



Bclimatique (mn)



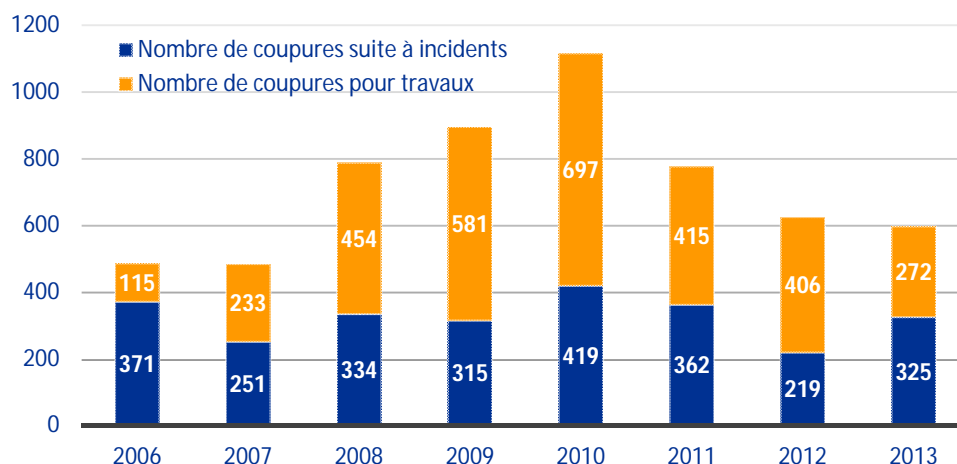
Sans atteindre, le niveau de 2010, 2013 a été une année climatiquement perturbée.

5.2. Le réseau HTA

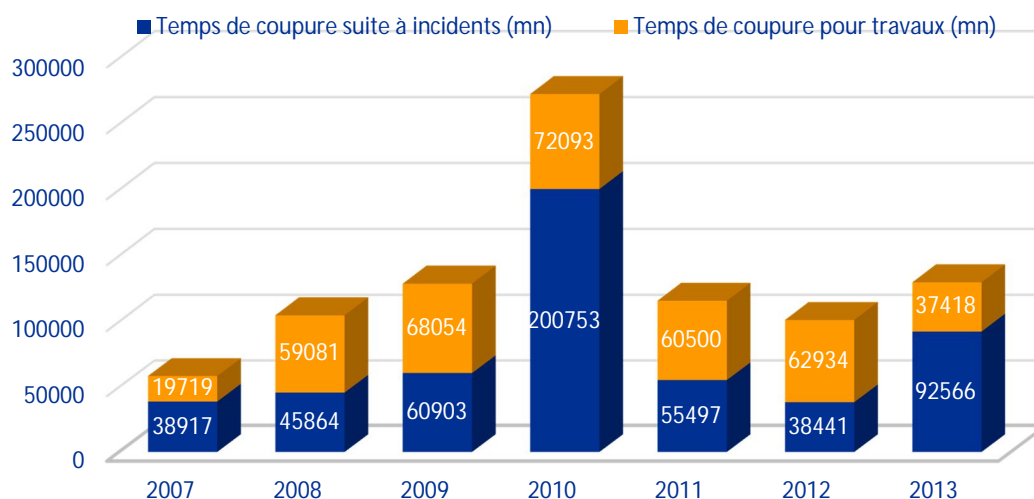
5.2.1. Les interruptions de fourniture

5.2.1.1. La surveillance des réseaux

Comme indiqué dans le détail patrimonial, la concession, en 2013, était alimentée par 375 départs HTA représentant 6 237,36 km. Le réseau HTA a été le siège de 597 interruptions de fourniture (interruption de fourniture dites « coupures longues » car supérieures à 3mn) se décomposant en 325 coupures suite à incident et 272 coupures pour travaux.



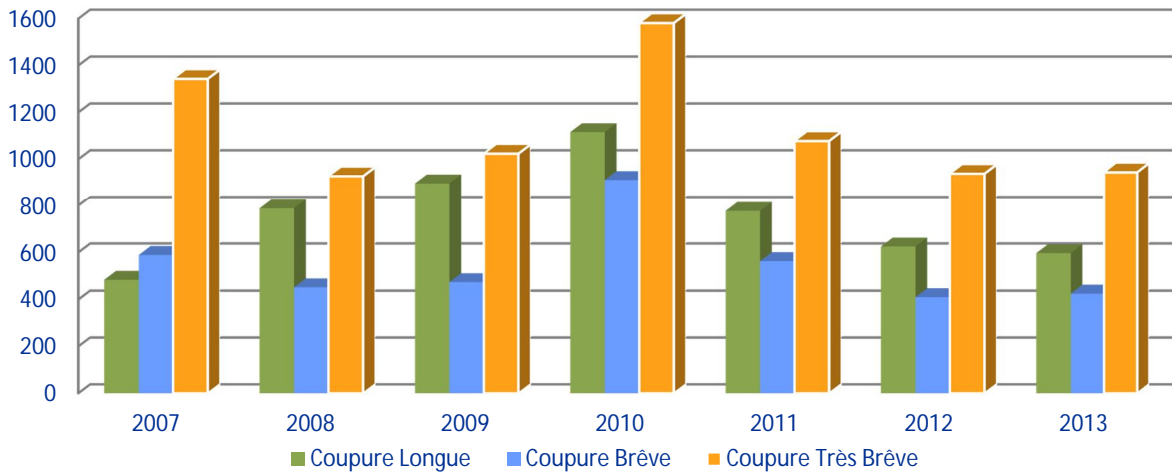
Par rapport à 2012, il est constaté une hausse importante des incidents due en majeure partie aux aléas climatiques rencontrés en juillet. Néanmoins, même avec ces sérieuses perturbations, leur nombre reste dans la moyenne des années précédentes (hors 2012 qui fut la plus climatiquement calme de la décennie). Par contre, et il est important de le souligner, le nombre de coupure pour travaux est en très forte baisse dans une année qui reste un « bon cru » en terme d'activité ce qui montre l'importance des équipes TST d'ERDF qui, travaillant sous tension, évitent les interruptions de fourniture.



Il peut être constaté que la durée de temps de coupure liée aux travaux est en corrélation direct avec la baisse de leur nombre. Quant à la durée liée aux incidents, il est difficile de tirer des conclusions à ce niveau d'analyse. Une étude plus détaillée hors incidents climatiques exceptionnels sera menée.

Les résultats synthétiques des deux autres types de coupure pouvant survenir sur les réseaux HTA et amont sont les suivants :

- ❖ Coupures brèves (inférieures à 3mn) : 425,
- ❖ Coupures très brèves (inférieurs à 1s) : 944.



Le nombre de coupures brèves et très brèves est stable par rapport à 2012 (année au cours de laquelle ce type d'évènement était en nette baisse par rapport à 2011). Il est toujours intéressant de noter que le nombre de coupure très brève (microcoupure) est en baisse sensible. Ce phénomène, bien que n'entrant plus dans l'évaluation de la qualité de l'énergie distribuée, est un évènement fortement perturbateur pour l'ensemble des appareils électroniques et informatiques et donc non négligeable pour les particuliers comme pour les professionnels ne disposant pas d'onduleurs.

5.2.2. Les interruptions de fourniture

5.2.2.1. Généralités

La base statistique du concessionnaire révèle 597 interruptions de fourniture d'électricité supérieures à 3mn en 2013 (325 incidents et 272 coupures pour travaux) ayant généré 1542,8 heures de coupures cumulées sur le réseau HTA, soit près de 64 jours.

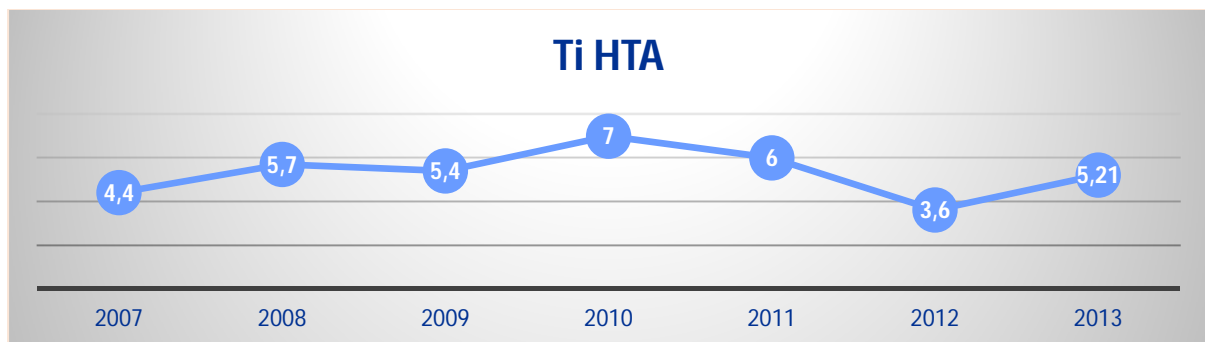
5.2.2.2. Coupures suite à incidents

Il est à rappeler que sur les 325 incidents dénombrés, 43 ont un caractère exceptionnel.

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

En 2013, il a été dénombré 325 incidents pour une longueur du réseau HTA de 6237,36 km soit un taux d'incident T_i au 100 km

$$T_i = (325 \cdot 100) / 6237,36 = 5,21$$



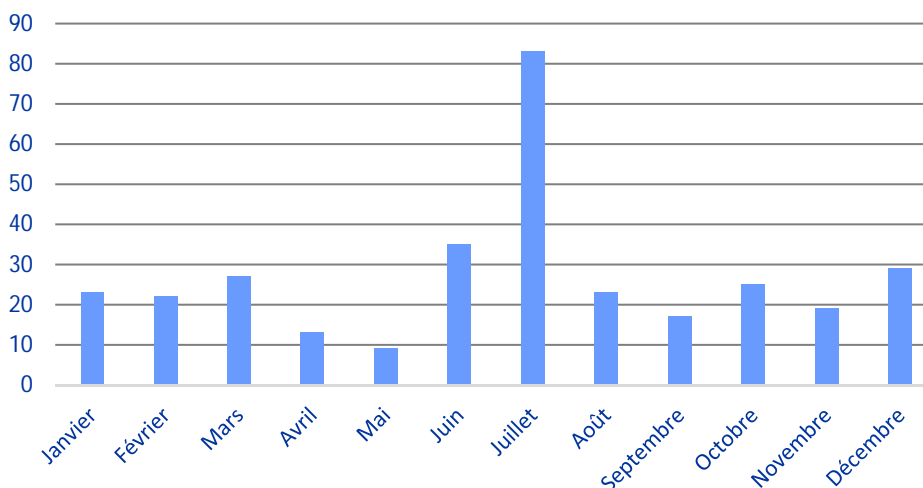
Même si la valeur du T_i HTA est en hausse par rapport à 2012, Il reste en deça des années 2008 à 2011. Dans une année climatiquement troublée, cela démontre en

partie la qualité du réseau HTA. La relance des investissements par ERDF sur le réseau d'ossature haute tension (maintenance lourde, modernisation, fiabilisation...) sont à l'origine de la qualité de la distribution rencontrée dans la Marne.

b) Répartition mensuelle des incidents

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	23	22	27	13	9	35	83	23	17	25	19	29

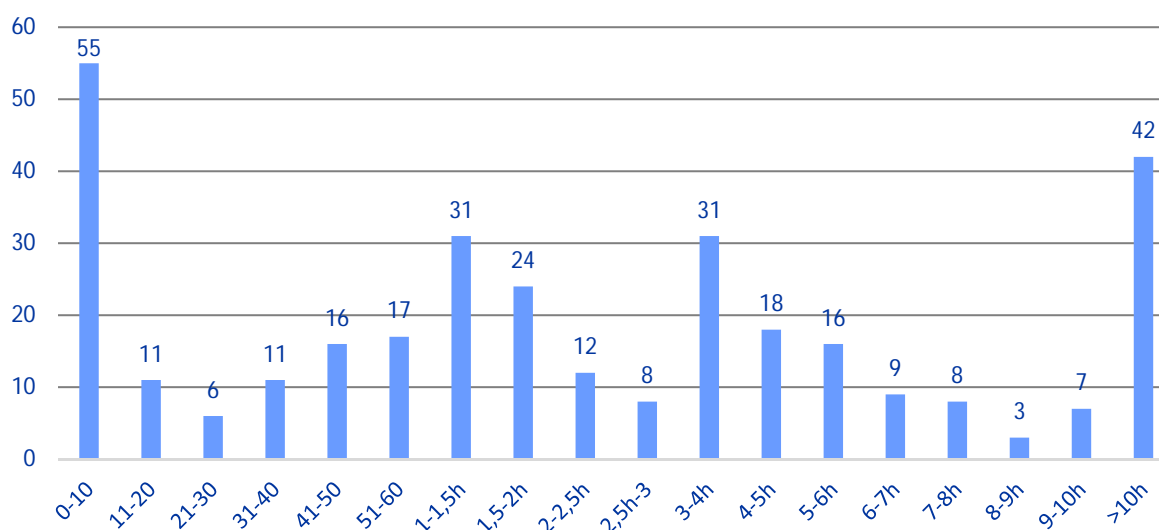
Nombre d'incidents



La répartition mensuelle ci-dessus représentée montre l'augmentation de juin (35 incidents) ainsi que le pic de juillet (83 incidents) dus aux aléas climatiques.

c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 285 mn avec une durée mini de 3mn et maxi de 2 777mn (46h17mn). Le graphique ci-dessous reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure.



Sur les 42 coupures d'alimentation électrique supérieures à 10 h, 34 ont eu lieu en juillet. Quant aux coupures comprises entre 0 et 10 minutes, 27 des 55 dénombrées sont dues au réseau de transport (hors du champ de compétence du gestionnaire de réseau).

Sur les 42 incidents ayant une durée de plus de 10h, seuls quinze sont classés comme non exceptionnels :

- ❖ 10 ont leur siège sur le réseau aérien,
- ❖ 1 a son siège sur un transformateur HTA/BT,
- ❖ 1 a son siège sur le réseau souterrain,
- ❖ 3 ont leur siège sur le réseau amont de transport.

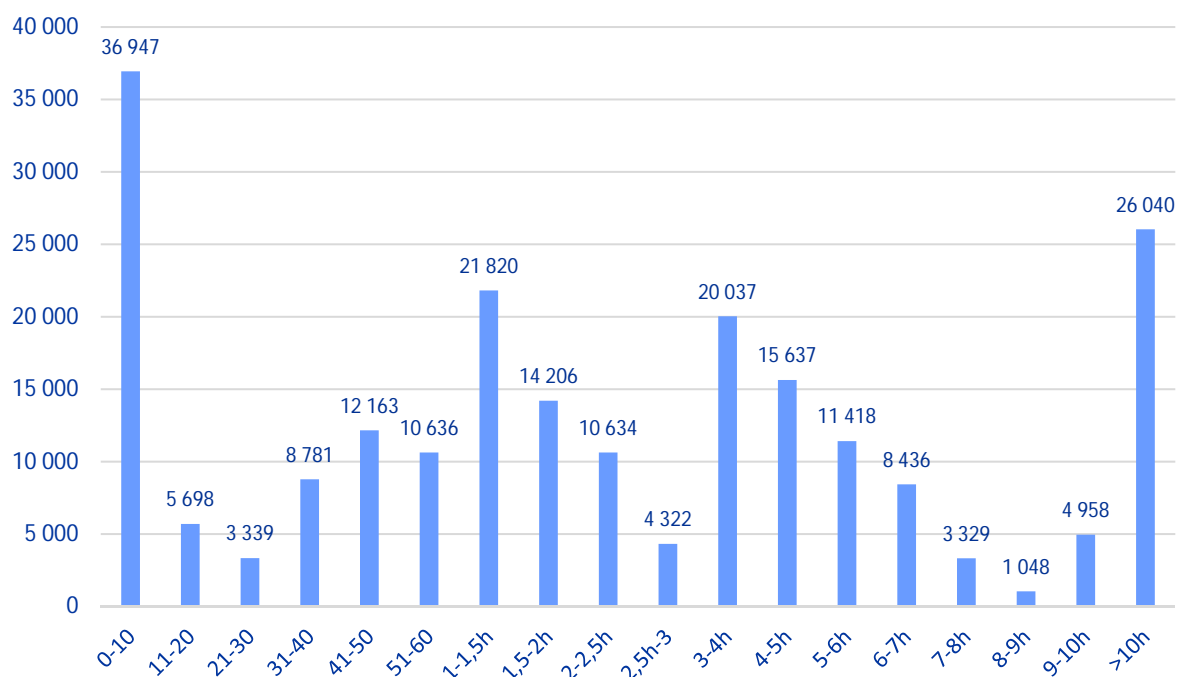
Ces 15 incidents ont représenté 14 538 minutes de coupures et impactés 7 664 abonnés.

Les 27 incidents dits exceptionnels trouvent tous leur siège sur le réseau aérien et ont pour cause les mauvaises conditions climatiques de juillet. Ils ont représenté 38 498 minutes de coupures et impactés 18 376 abonnés.

Nom du poste source	Date	Durée (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
MAUPAS (A CONTEAULT)	25/12/2013	626	483	Conducteurs nus rompus,	Effort anormal par tempête
CHAUSSEE (LA)	21/11/2013	629	343	Attache	Usure naturelle
PRIEURE (LE)	28/07/2013	777	406	Parafoudres ou éclateurs	Coup de foudre
OIRY	13/03/2013	867	1234	Jonction HTA câble synthétique	Usure naturelle
DORMANS	24/12/2013	874	165	Ligne à conducteurs isolés	Effort anormal par tempête
MAUPAS (A CONTEAULT)	14/08/2013	893	385	Support béton	Véhicule
FERE-CHAMPENOISE	13/08/2013	932	251	Conducteurs nus rompus,	Usure naturelle
PRIEURE (LE)	28/07/2013	984	362	Conducteurs nus rompus,	Effort anormal par tempête
SAUDRUPT	27/07/2013	1047	763	Attache	Effort anormal par tempête
SEZANNE	19/06/2013	1061	55	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre
MAUPAS (A CONTEAULT)	27/07/2013	1095	594	réseau transport	Autres causes
STE-MENEHOULD	23/05/2013	1122	396	Conducteurs nus rompus,	Usure naturelle
REVIGNY	27/07/2013	1123	2225	Conducteurs nus rompus,	Chute d'arbre par vent
MAUPAS (A CONTEAULT)	27/07/2013	1254	1	réseau transport	Autres causes
MAUPAS (A CONTEAULT)	27/07/2013	1254	1	réseau transport	Autres causes
ST-BRICE	27/07/2013	618	1265	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre
COMPERTRIX	27/07/2013	694	379	Contact entre conducteurs	Chute de branche par vent
MONTMIRAIL	26/07/2013	790	246	Conducteurs nus rompus,	Coup de foudre
SUIPPES	27/07/2013	852	544	Pas de dégât	Cause inconnue: par orage
RECY	27/07/2013	882	124	Pas de dégât	Cause inconnue: par orage
STE-MENEHOULD	27/07/2013	887	336	Pas de dégât	Cause inconnue: par orage
EUROPORT	27/07/2013	899	3	Pas de dégât	Cause inconnue: par orage
BAZANCOURT	27/07/2013	932	455	Conducteurs nus rompus,	Coup de foudre
RECY	27/07/2013	1003	753	Attache	Coup de foudre
VERTUS	27/07/2013	1082	473	Attache	Effort anormal par tempête
RECY	27/07/2013	1215	588	Conducteurs nus rompus,	Chute de branche par vent

Nom du poste source	Date	Durée (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
STE-MENEHOULD	27/07/2013	1215	270	Conducteurs nus rompus,	Coup de foudre
BAZANCOURT	27/07/2013	1217	1312	Conducteurs nus rompus,	Coup de foudre
RECY	27/07/2013	1291	891	Conducteurs nus rompus,	Chute d'arbre par vent
RECY	27/07/2013	1311	430	Support béton	Effort anormal par tempête
MAUPAS (A CONTEAULT)	27/07/2013	1313	549	Contact entre conducteurs	Chute de branche par vent
COMPERTRIX	27/07/2013	1457	661	Support béton	Chute d'arbre par vent
OIRY	27/07/2013	1470	1261	Conducteurs nus rompus,	Chute d'arbre par vent
STE-MENEHOULD	27/07/2013	1493	299	Conducteurs nus rompus,	Chute d'arbre par vent
OIRY	27/07/2013	1516	2000	Contact entre conducteurs	Chute de branche par vent
MAROLLES	27/07/2013	1519	820	Conducteurs nus rompus,	Coup de foudre
MAROLLES	27/07/2013	2221	536	Contact entre conducteurs	Chute de branche par vent
ST-DIZIER	27/07/2013	2270	381	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre
MAUPAS (A CONTEAULT)	27/07/2013	2405	482	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
STE-MENEHOULD	27/07/2013	2514	243	Conducteurs nus rompus,	Chute d'arbre par vent
STE-MENEHOULD	27/07/2013	2655	1821	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	27/07/2013	2777	1254	Support béton	Effort anormal par tempête

Nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure



d) Répartition des incidents selon le siège

Siège des dégats constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Autres sièges	2	0,62%	509	0,55%	416	0,20%
Canalisation souterraine	71	21,85%	8 529	9,21%	58 665	27,77%
Incident HTA avec siège sur réseau BT	1	0,31%	67	0,07%	56	0,03%
Liaison aéro-souterraine	1	0,31%	76	0,08%	768	0,36%
Lignes aériennes	121	37,23%	63 619	68,73%	83 218	39,40%
Pas de dégât	46	14,15%	7 253	7,84%	22 333	10,57%
Poste HTA/HTA - HTA/BT - Auto-transfo - Armoire	24	7,38%	7 390	7,98%	7 105	3,36%
Poste source	25	7,69%	442	0,48%	18 980	8,99%
Raccordement matériel	4	1,23%	903	0,98%	3 597	1,70%
Réseaux de transport	30	9,23%	3 778	4,08%	16 089	7,62%
TOTAL	325	100,00%	92 566	100,00%	211 227	100,00%

Le nombre d'incident sur le réseau aérien représente 37,23 % du total du nombre d'incident, 68,73 % du temps de coupure global et a impacté 83 218 clients. Pour mémoire, les phénomènes climatiques sont responsables des 2/3 du temps de coupure lié au réseau aérien.

Pour ce qui concerne les réseaux souterrains, 100 % des incidents ont leur siège sur les câbles papiers (1^{ère} génération de technologie souterraine et donc assez ancienne) et 50 % d'entre eux concernent les boîtes de jonction.

Ils représentent 21,85 % du total d'incidents pour 9,21 % du temps de coupure et ont impactés 58 665 abonnés.

Comme l'an passé, on peut en déduire un taux d'incidents par 100 km :

$$TI_{HTA \text{ SOUTERRAIN}} : (71 \cdot 100) / 2796,59 = 2,53$$

$$TI_{HTA \text{ AERIEN}} : (121 \cdot 100) / 3440,77 = 3,51$$

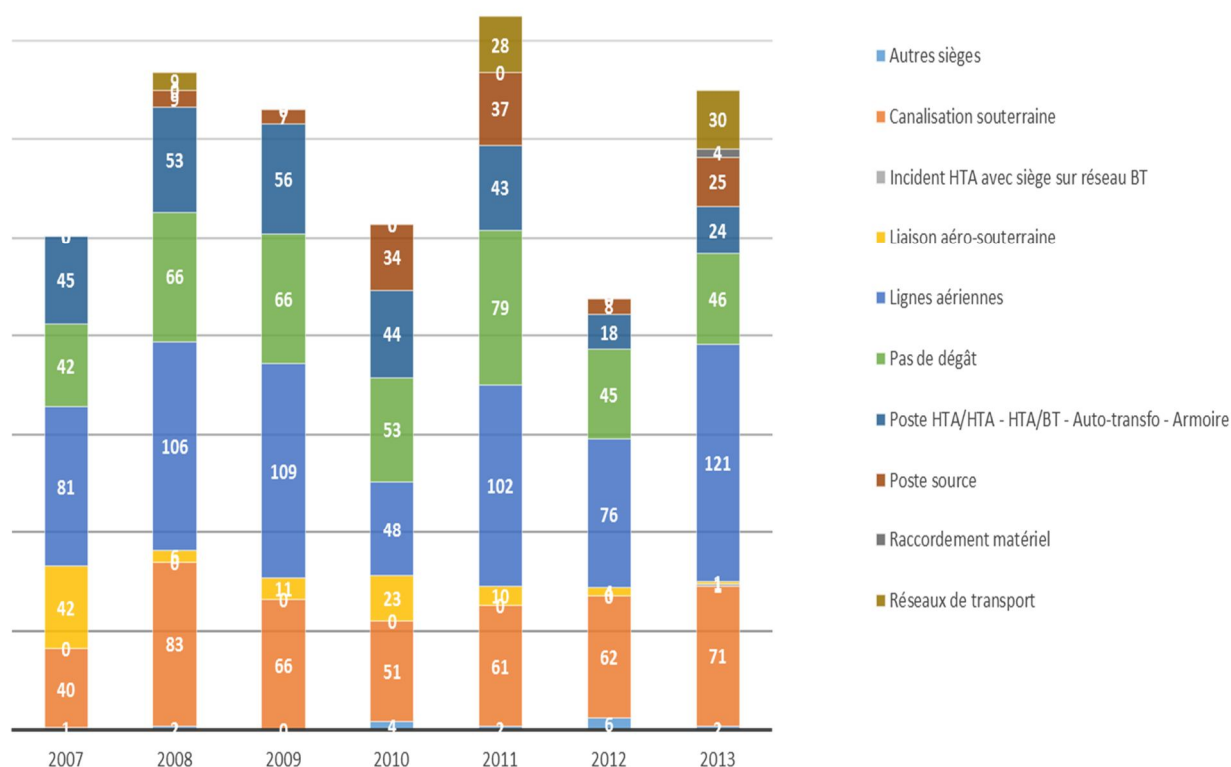
A noter que le $TI_{HTA \text{ AERIEN}}$ hors évènement exceptionnel serait de :

$$TI_{HTA \text{ AERIEN}} \text{ hors évènements exceptionnels} : (82 \cdot 100) / 3440,77 = 2,38$$

Hors évènements exceptionnels, il ressort donc que statistiquement les deux technologies (aériennes et souterraines) sont très proches pour ce qui est du taux d'incidents et donc du risque accidentogène. Néanmoins, le temps moyen de coupure sur incident aérien est de 254 mn pour 120 mn sur incident souterrain (toujours hors incident exceptionnel).

Dans les prochaines années, le taux d'incident HTA souterrain devrait baisser grâce notamment aux investissements faits par ERDF à REIMS dans le cadre du changement de tension 15Kv/20Kv. Ces investissements portent sur le renouvellement des réseaux « papier » de 1^{ère} génération, siège cette année de 70 incidents sur les 71 référencés.

Evolution des incidents suivant leur siège



e) Répartition des incidents selon leur cause

Siège des dégâts constatés	Nombre	Part dans le total des incidents	Temps de coupure	% du total de temps de coupure	Nbre de clients BT impactés	% du total de clients impactés
Aléas climatique (foudre, tempête...)	53	16,31%	30 184	32,61%	32 919	15,58%
Animaux	5	1,54%	908	0,98%	1 422	0,67%
Arbres et dérivés	32	9,85%	26 280	28,39%	24 382	11,54%
Autres causes	35	10,77%	4 915	5,31%	18 871	8,93%
Cause inconnue	24	7,38%	6 011	6,49%	10 396	4,92%
Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	48	14,77%	3 427	3,70%	35 500	16,81%
Fausse manoeuvre	4	1,23%	231	0,25%	3 738	1,77%
Installation de clients HTA	11	3,38%	872	0,94%	5 994	2,84%
Mise en sécurité	4	1,23%	21	0,02%	3 377	1,60%
Travaux de tiers	33	10,15%	5 029	5,43%	24 105	11,41%
Usure naturelle	67	20,62%	12 186	13,16%	46 172	21,86%
Véhicule - Cops étranger	9	2,77%	2 502	2,70%	4 351	2,06%
TOTAL	325	100,00%	92 566	100,00%	211 227	100,00%

Il peut être également détaillé, pour chaque catégorie de siège, la cause des incidents :

Siège synthèse	Cause synthèse	Total
Autres sièges	Travaux de tiers	1
	Usure naturelle	1
Total Autres sièges		2
Incident HTA avec siège sur réseau BT	Cause inconnue	1
Total Incident HTA avec siège sur réseau BT		1
Pas de dégat	Arbres et dérivés	1
	Cause inconnue	23
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	11
	Fausse manoeuvre	1
	Installation de clients HTA	7
	Mise en sécurité	3
Total Pas de dégat		46
Poste HTA/BT - Armoire - Autotransfo	Aléas climatique (foudre, tempête...)	12
	Animaux	1
	Autres causes	2
	Fausse manoeuvre	1
	Installation de clients HTA	3
	Usure naturelle	5
Total Poste HTA/BT - Armoire - Autotransfo		24
Réseau aérien	Aléas climatique (foudre, tempête...)	39
	Animaux	4
	Arbres et dérivés	31
	Autres causes	3
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	3
	Fausse manoeuvre	1
	Installation de clients HTA	1
	Mise en sécurité	1
	Travaux de tiers	9
	Usure naturelle	22
	Véhicule - Cops étranger	7
Total Réseau aérien		121

Siège synthèse	Cause synthèse	Total
Liaison aéro-souterraine	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	1
Total Liaison aéro-souterraine		1
Poste source	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	18
	Usure naturelle	7
Total Poste source		25
Réseau souterrain	Aléas climatique (foudre, tempête...)	1
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	14
	Fausse manoeuvre	1
	Travaux de tiers	23
	Usure naturelle	30
	Véhicule - Cops étranger	2
Total Réseau souterrain		71
Raccordement matériel	Aléas climatique (foudre, tempête...)	1
	Défaillance de matériel (protection, conception, montage...)	1
	Usure naturelle	2
Total Raccordement matériel		4
Réseau transport	Autres causes	30
Total Réseau transport		30
Total général		325

Il en ressort de cette analyse que la cause principale d'incident quel que soit son siège est l'usure naturelle avec près de 21 % du nombre d'incidents :

Cause	Nombre
Autres sièges	1
Poste HTA/BT - Armoire - Autotransfo	5
Poste source	7
Raccordement matériel	2
Réseau aérien	22
Réseau souterrain	30
Total usure naturelle	67

Concernant l'usure naturelle sur le réseau souterrain, seul des incidents ayant pour siège des boîtes sur câbles papier ou le câble papier lui-même sont répertoriés. Cela montre bien l'obsolescence de ce type de réseau et la nécessité de procéder à son renouvellement au plus vite.

Pour les réseaux aériens, seuls sont référencés sous la cause « usure naturelle », les éléments les plus soumis à contrainte soit les armements, attaches, raccords, isolateurs, bretelles, etc...

Par rapport à l'an passé où la cause de « défaillance de matériel » était la plus présente (91 en 2012 pour 48 en 2013) et « l'usure naturelle » (15 en 2012 pour 67 en 2013), il y a eu un réajustement manifeste dans le choix des causes. Cet intérêt porté à l'analyse des causes ne peut être que flatteur pour le concessionnaire, surtout lorsque cette dernière permet de faire ressortir le vieillissement des ouvrages.

5.2.2.3. Coupures pour travaux

Les coupures pour travaux sont des interruptions de fourniture réalisées dans le cadre de travaux d'entretien, de travaux neufs ou de réparation faits par ERDF ou le SIEM, là où il n'a pas été possible de réaliser des travaux sous tension (raisons techniques, économiques....)

Cause	Nombre	Nombre total de clients coupés	Durée (mn)
Adaptation aux charges	4	101	55
Coupure à la demande des autorités	2	101	117
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des ouvrages)	2	369	608
Réparation de dégâts dus à des tiers	3	365	323
Réparation définitive suite à incident	52	4 975	4 829
Réparation suite à événement de grande ampleur	7	827	825
Traitement PCB	39	2 092	4 344
Travaux causes transport	1	107	71
Travaux de déplacement d'ouvrage à la demande de tiers	6	104	2 310
Travaux de maintenance courante (hors élagage)	34	2 174	3 039
Travaux de raccordement sous MOA SIEM	3	90	696
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	15	388	2 894
Travaux de tiers à proximité des ouvrages	13	235	1 771
Travaux d'élagage	39	1 760	6 809
Travaux délibérés (investissements) sous MOA SIEM	22	1 721	3 932
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	19	1 285	3 857
Travaux urgents (mise en sécurité décidée par ERDF)	11	1 061	938
Total général	272	17 755	37 418

Il est intéressant de noter que le concessionnaire a, depuis l'an passé, apporté une précision supplémentaire aux causes de ces interruptions de fourniture en ajoutant les travaux de raccordement faits par le concessionnaire et le concédant.

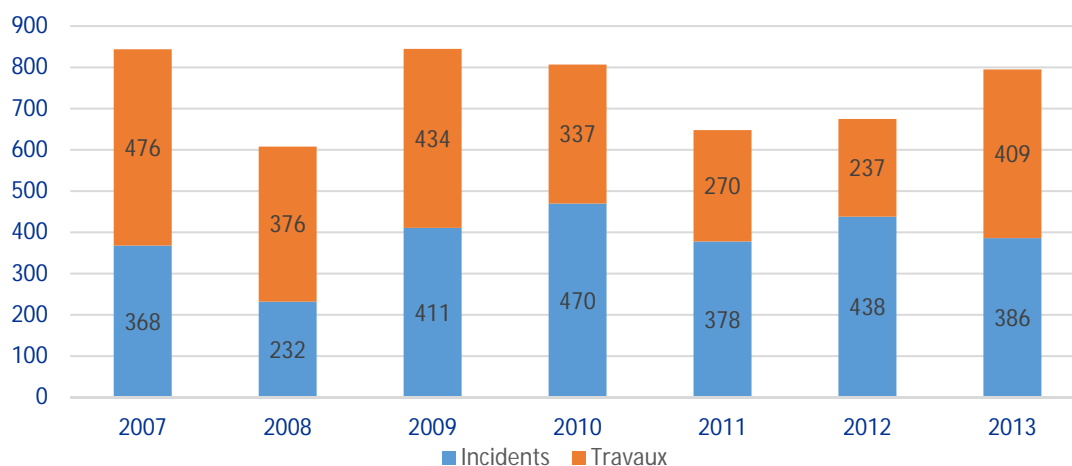
Cause	Nombre	%	Nombre total de clients coupés	Durée (mn)
Travaux de raccordement sous MOA SIEM	3	1,10%	90	696
Travaux délibérés (investissements) sous MOA SIEM	22	8,09%	1 721	3 932
Travaux délibérés (investissements) sous MOA ERDF	19	6,99%	1 285	3 857
Travaux de raccordement sous MOA ERDF	15	5,51%	388	2 894
TOTAL	59	21,69%	3 484	11 379

5.3. Le réseau BT

5.3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau basse tension de la concession a été le siège de 795 coupures basse tension répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2013 pour une durée totale de 118 580 minutes (environ 1976 h).

Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures suite à incidents (386 pour une durée de 82 536 minutes) et les coupures pour travaux (409 pour une durée de 35 919 minutes).

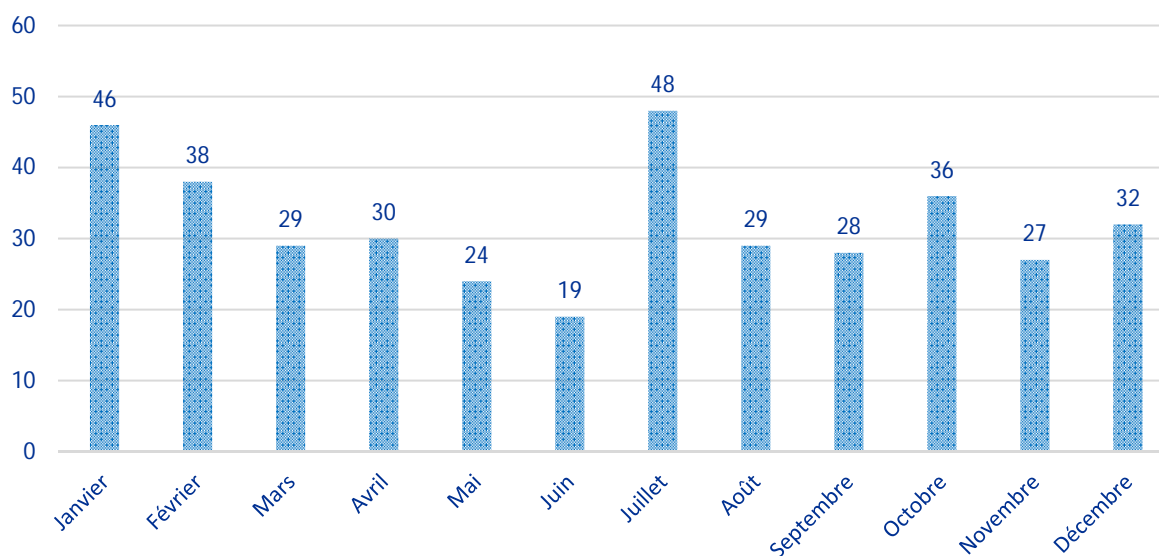


5.3.2. L'analyse des coupures longues

L'analyse suivante porte sur 386 coupures suite à incident pour une durée totale de 82 536 mn soit 1 375 h.

5.3.2.1. Répartition mensuelle des coupures

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	46	38	29	30	24	19	48	29	28	36	27	32



La moyenne des incidents est de 36,2 par mois avec 4 mois ayant subi plus d'incidents que la moyenne.

2 pics d'incidents en janvier et en juillet :

- En janvier, la cause principale des incidents est « l'usure naturelle » (23 incidents sur 40) et essentiellement situés dans le milieu urbain (16 incidents sur 23).
- En juillet, 8 des 48 incidents sont liés aux aléas climatiques des 26 et 27 (dates similaires à ceux vus précédemment avec le réseau HTA) et classés en « événement exceptionnel ». 17 des 40 incidents restant trouvent leur causes en « usure naturelle » et comme précédemment majoritairement en milieu urbain.

5.3.2.2. Durées des coupures

La durée moyenne d'une coupure est de 214 mn par incident avec :

- une durée minimale de 3 mn le 20/11/2013 pour un incident sur un branchement ayant pour cause « usure naturelle »,
- une durée maximale de plus de 93 h le 11/02/2013 pour un incident sur une boîte de dérivation souterrain ayant pour cause « usure naturelle ».

2 questions se posent au démarrage de cette analyse :

- La cause « usure naturelle » (comme pour le réseau HTA) semble fortement présente sur l'année 2013 faisant apparaître un vieillissement important de nos ouvrages.

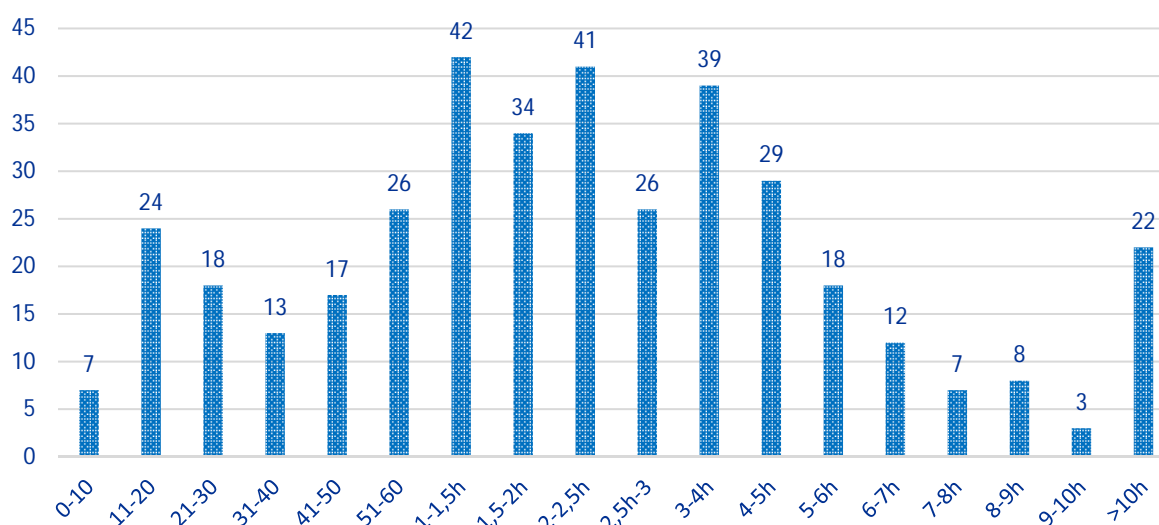
Ce vieillissement préoccupant est dû, en partie, à la très forte baisse des investissements d'ERDF dans la décennie passée.

Nous analyserons plus finement cette cause plus avant dans le rapport pour confirmer ou infirmer cette situation.

- Un incident à Reims d'une durée de 3 minutes sur un accessoire de branchement semble très court pour ce type d'incident.

Question sera posée au concessionnaire et une vigilance particulière sur les durées de temps de coupure sera portée.

Le graphique ci-après reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure



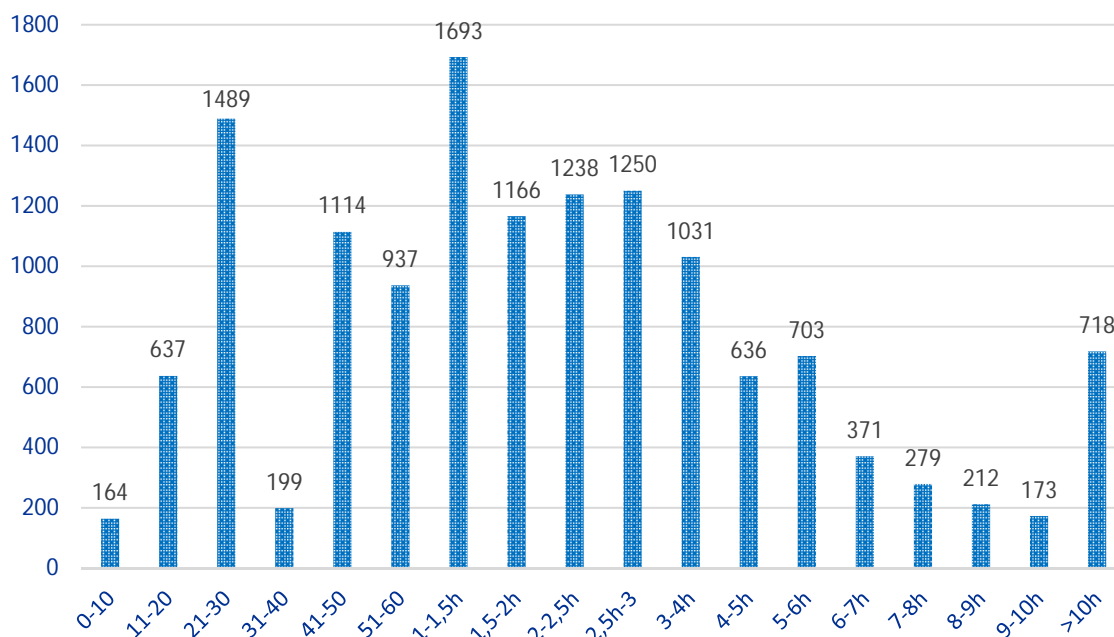
Il est à noter que 177 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (soit 47 % des incidents). Sur les 209 incidents restants, 22 ont une durée supérieure à 10 heures.

Sur les 22 incidents qui ont généré une interruption de fourniture d'électricité, 12 ont pour cause « usure naturelle ».

Pour ces 12 incidents, il sera demandé au concessionnaire de nous fournir l'âge du matériel en cause afin de déterminer si celui-ci était plus ou moins âgé que sa durée de vie théorique.

Libellé commune	Durée (mn)	Libellé Siège de l'interruption	Libellé Cause de l'interruption	Nombre total de clients coupés
REIMS	615	Autres accessoires BT	Incendie d'origine externe	102
REIMS	622	Remontée aéro-souterraine : câble	Usure naturelle	90
CORMICY	625	poste HTA/BT: partie BT	Usure naturelle	66
REIMS	637	Accessoire de dérivation BT	Usure naturelle	3
REIMS	657	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	8
MOUSSY	661	incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	17
REIMS	669	Plein câble synthétique	Usure naturelle	0
WARMERIVILLE	749	Transformateur HTA/BT	Dépassement de capacités électriques	11
CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	786	Autres accessoires BT	Incendie d'origine externe	92
BOISSY-LE-REPOS	793	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Coup de foudre	5
CONFLANS/ SEINE	814	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre	134
ATHIS	823	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	17
LOIVRE	894	Pas de dégât : éliminé avec manoeuvres manuelles	Cause inconnue: par grand vent	1
TAISSY	1005	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	9
REIMS	1019	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	91
REIMS	1135	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	1
CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	1228	Plein câble synthétique	Usure naturelle	0
VILLERS-en-ARGONNE	1268	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	15
FISMES	1409	Accessoire de dérivation BT	Usure naturelle	35
HAUTEVILLE	2276	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre	10
SAINTE-MENEHOULD	2559	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	9
REIMS	5587	Accessoire de dérivation BT	Usure naturelle	2

La répartition du nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure est la suivante :



C'est la plage de coupure comprise entre 1 mn et 2 heures qui impacte le plus d'abonnés, 7 399 clients soit 52,8% des clients coupés suite à incident.

Néanmoins, 71 753 abonnés ont une coupure d'électricité supérieure à 6 h dont :

- 718 avec une coupure supérieure à 10 h,
- 71 avec une coupure supérieure à 20h,
- 2 abonnés à REIMS avec une coupure de 93 h (soit près de 4 jours).

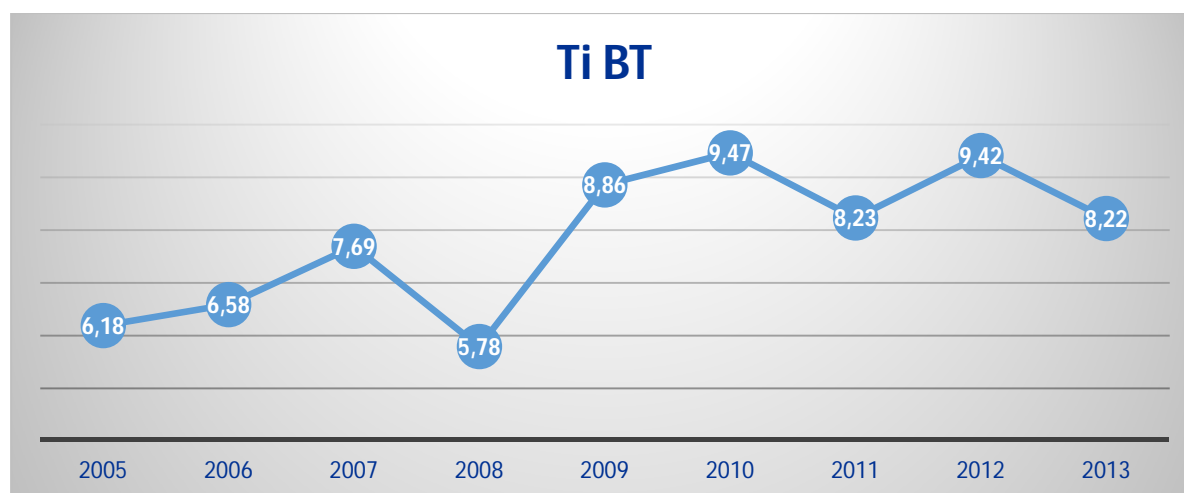
5.3.2.3. Taux d'incident par 100km de réseau BT

En 2013, il a été dénombré 386 incidents pour une longueur de réseau BT de 4 691,66 km.

Soit un taux d'incident T_i , aux 100 km de :

$$T_i = (386 * 100) / 4\,691,66 = 8,22$$

On peut donc estimer une probabilité de 8,22 incidents pour 100 km de réseau.



5.3.2.4. Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège synthèse	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Autres accessoires BT	12	2 433	2,95%	373
Branchement BT	76	14 029	17,00%	3 050
Liaisons aéro-souterraine	14	1 629	1,97%	689
Lignes aériennes	64	14 661	17,76%	2 183
Lignes souterraines	123	33 055	40,05%	3 958
Pas de dégat	68	8 144	9,87%	2 840
Poste HTA/BT	19	3 320	4,02%	532
Transformateur HTA/BT	10	5 265	6,38%	385
Total général	386	82 536	100,00%	14 010

Le réseau souterrain reste le type de réseau le plus sensible avec 123 incidents soit près de 30 % du nombre d'incidents. Cependant une nouvelle fois, 65 de ces incidents ont pour cause « usure naturelle ». De même pour le réseau aérien où 28 des 65 incidents ont cette même cause.

Le réseau aérien a été le siège de 85 incidents (soit près de 20 % du total). Cependant, parmi ces incidents, 63 sont répertorié sur les réseaux aériens de fils nus.

b) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Aléas climatique	15	9 991	12,11%	445
Animaux	3	295	0,36%	449
Arbres et dérivés	6	818	0,99%	116
Cause inconnue	62	7 671	9,29%	2 618
Condensation, inondation	11	1 042	1,26%	588
Corps étranger	3	243	0,29%	79
Défaut de montage / tirage	17	2 664	3,23%	558
Dépassement de capacités électriques	7	1 174	1,42%	232
Fausse manoeuvre	2	156	0,19%	15
Installation de clients HTA	1	171	0,21%	10
Malveillance	3	350	0,42%	22
Polution, corrosion, incendie	8	2 667	3,23%	532
Travaux de tiers (à proximité des ouvrages, élagage, arrachages...)	65	11 281	13,67%	2 208
Usure naturelle	160	40 957	49,62%	5 464
Véhicule	23	3 056	3,70%	674
Total général	386	82536	100,00%	14010

La cause principale d'incident est « usure naturelle ». Elle représente à elle seule 160 incidents pour 49,62 % du temps global de coupure et touche tous les organes du réseau.

Cause	Nombre	Durée (mn)	% du temps de coupure global	Nombre total de clients coupés
Usure naturelle	160	40 957	100,00%	5 464
Accessoire de branchement BT	16	5 339	13,04%	627
Accessoire de dérivation HTA ou BT	17	10 103	24,67%	457
Accessoire de jonction BT	5	2 105	5,14%	79
Attache	3	639	1,56%	57
Autres accessoires BT	9	952	2,32%	171
Boîte de coupure souterraine BT	4	863	2,11%	113
Coffret hors sol BT	8	939	2,29%	512
Conducteurs nus rompus, faible section	8	1 407	3,44%	186
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	8	1 417	3,46%	490
incidents BT avec siège sur branchement BT	18	2 817	6,88%	428
Isolateur	2	216	0,53%	65
Ligne à conducteurs isolés	1	345	0,84%	61
ligne aérienne: conducteurs nus rompus en pleine portée: autres	1	242	0,59%	7
Plein câble papier	5	1 595	3,89%	278
Plein câble synthétique	22	6 511	15,90%	537
poste HTA/BT: partie BT	13	3 035	7,41%	413
Raccord, pont, bretelle	4	372	0,91%	287
Raccordement matériel - Extrémité BT	4	391	0,95%	110
Remontée aéro-souterraine BT - Extrémités	4	279	0,68%	342
Remontée aéro-souterraine : câble	3	702	1,71%	133
Support métallique	1	104	0,25%	12
Transformateur HTA/BT	4	584	1,43%	99

Alors même que ce type de cause est recevable pour les ouvrages les plus anciens, il est difficile de le concevoir pour les câbles synthétiques (technologie récente).

En effet, certains câbles ont été posés récemment :

- GUEUX : poste lac travaux en 2005,
- CRUGNY : poste CV 07 travaux en 2006,
- LAVANNES : poste tilleuls travaux en 2013.

Il serait donc plus correct de parler de « défaillance de matériel » ou de « mauvaise mise en œuvre » que « d'usure naturelle » pour certains incidents sur des réseaux à peine âgés de 10 ans. Néanmoins, si l'usure naturelle s'avérait exacte, que penser de la décision du concessionnaire d'allonger la durée de vie de ces ouvrages.

De même, il est surprenant de constater la présence d'un incident dans la commune de Bourgogne au poste « Faubourg de Reims » sur un câble papier ayant pour cause « usure naturelle » alors même que tous les réseaux souterrains issus de ce poste datent de 2006 et ont été construits en câbles synthétiques...

De façon identique, un incident ayant la même cause est intervenu à Cormicy au poste de transformation « Léon Bourgeois » mis en place en 1996. Sachant que ce type d'ouvrage a une durée de vie de 30 ans, la question se pose sur la véracité des causes indiquées. Cette liste n'étant pas exhaustive, il est demandé au concessionnaire de revoir la bonne saisie des causes d'incidents. La cause « usure naturelle » ne saurait être utilisée comme cause fourre tout alors même que les causes « défaillance de matériel » et « défaut de montage » existent.

5.4. Les contraintes électriques

5.4.1. Le réseau haute tension (HTA)

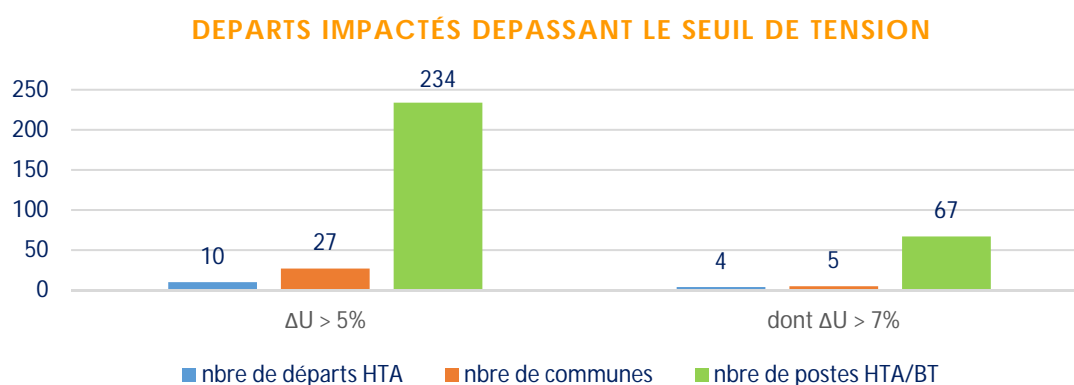
L'article 21 du cahier des charges de concession stipule que « les tolérances de variation de la fréquence et de la tension autour de leur valeur nominale seront celles admises pour la concession, à Electricité de France – Service national, du Réseau d’Alimentation Générale (RAG) en énergie électrique ».

Le cahier des charges de concession du RAG dispose à cet égard que « la valeur de la tension fixée dans chaque contrat d’abonnement ne devra pas s’écarter de plus de 5%, en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension est inférieure à 60kV.... La tension mesurée au point d’utilisation en service normal ne devra pas elle-même s’écarter de plus de 7% en plus ou en moins pour les réseaux dont la tension nominale est inférieure à 60kV ».

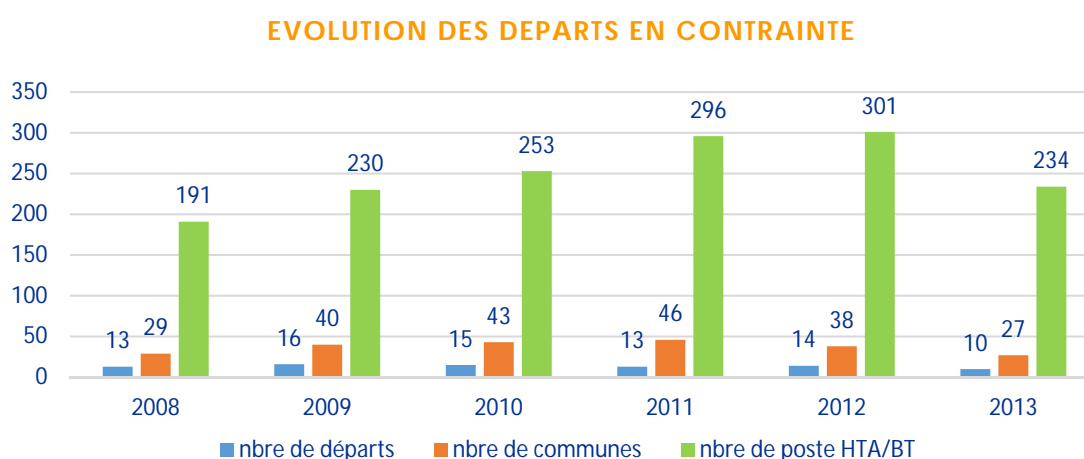
Sur le territoire de la concession, 95,98% des départs HTA entrent dans les tolérances du cahier des charges de concession.

Il persiste cependant 14 départs qui ont atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension.

Ces 14 départs impactent 27 communes et 234 postes de transformation HTA/BT :



La chute de tension maximum constatée est de 9,34 %.



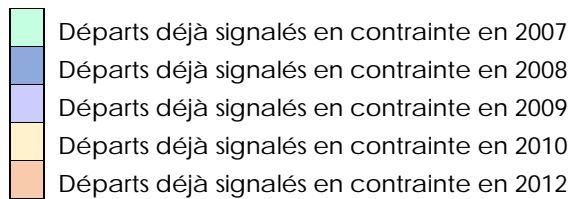
Il est constaté une forte chute du nombre de départ en contrainte de tension (-4 départs soit - 28 %) qui influe directement sur le nombre de postes de transformation en contrainte (-67 postes soit - 22 %) et donc de communes (-11 soit - 29 %). Cette baisse du nombre d’installation en contrainte de tension vient notamment des investissements du concessionnaire en hausse ces dernières années sur les réseaux HTA.

Comme nous le constaterons plus avant, la baisse du nombre de départ en contrainte de tension joue très favorablement sur la baisse du nombre d'abonnés subissant ces mêmes contraintes de tension. Néanmoins, il est à noter la hausse de 50 % du nombre de départ subissant plus de 7 % de chute de tension avec un maximum de 9,41 %.

De façon plus précise, les départs HTA en contrainte ($\Delta U/U > 5\%$) sont les suivants :

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
THIERR	4	5,04%
TRIGNY	4	5,04%
BERGER	18	5,38%
BAYE	14	5,38%
CHAMPAUBERT	4	5,31%
QUEUDE	11	5,39%
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	3	5,25%
LA CHAPELLE-LASSON	6	5,39%
MARSANGIS	2	5,29%
PLEURS	40	6,22%
ANGLUZELLES-ET-COURCELLES	5	6,01%
COURCEMAIN	3	5,68%
FAUX-FRESNAY	13	6,22%
GRANGES-SUR-AUBE	7	5,97%
MARIGNY	4	5,27%
SAINT-SATURNIN	3	5,65%
THAAS	4	5,54%
VOUARCES	1	5,80%
ORBAIS	35	6,05%
LA VILLE-SOUS-ORBAIS	7	5,81%
LE BREUIL	13	6,05%
ORBAIS-L'ABBAYE	15	5,70%
MOURME	26	6,26%
MOURMELON-LE-GRAND	26	6,26%
PARGNY	33	7,16%
PARGNY-SUR-SAULX	18	7,16%
SERMAIZE-LES-BAINS	15	6,13%
DAMERY	36	7,47%
BRUGNY-VAUDANCOURT	8	7,47%
SAINT-MARTIN-D'ABLOIS	20	7,24%
VINAY	8	7,38%
DOITTE	1	8,73%
HAUSSIMONT	1	8,73%
LINTHE	30	9,41%

Nom du départ/commune impactée	Nombre de poste HTA/BT	Chute de tension maxi.
CONNANTRE	25	9,41%
LINTHES	4	6,17%
SAINT-LOUP	1	5,48%
Total général	234	9,41%



Tous les départs signalés ci-dessus l'était déjà dans les années passées et certains depuis 2007. Même si les départs « Thierr », « Berger » et « Pleurs » présents depuis 2007 ne revêtent pas un traitement urgent puisque subissant moins de 6 % de chute de tension, il n'en est pas de même du départ « Linthe » avec 9,41 % de chute de tension. Ce même départ était signalé l'an passé avec 9,34 % de chute de tension.

Les départs « Doitte », « Damery » et « Pargny » doivent faire l'objet, de la part d'ERDF, d'une attention toute particulière.

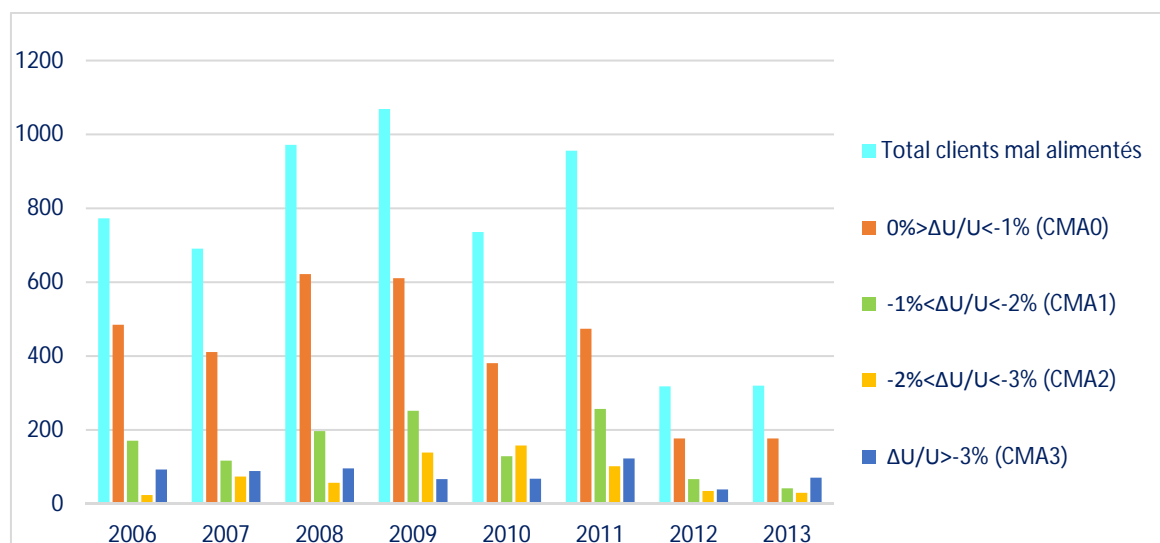
5.4.2. Le réseau basse tension (BT)

Dans la Marne, seuls 320 abonnés subissent des contraintes de chutes de tension. Cela veut donc dire que 99,99 % des abonnés marnais sont desservis en énergie électrique dans des conditions satisfaisantes au sens du décret du 24 décembre 2007 relatif à la qualité de l'électricité

Ce dernier fixe la tension à 230 volts pour le courant monophasé et à 400 volts pour le courant triphasé, étant entendu que les tensions au point de livraison doivent être comprises entre 207 et 253 volts pour le monophasé ($-10% < \Delta < +10%$) et entre 360 et 440 volts pour le triphasé.

Le graphique ci-après, reprend le total des clients mal alimentés (CMA) depuis 2004, avec un détail de la répartition par plage de chute de tension :

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT PLAGES DE TENSION



Les plages de tension ci-dessus représentées indiquent dans quelle situation de contrainte se situent les abonnés. $\Delta U/U$ étant la valeur de la contrainte maximum tolérée par le décret précitée soit 10 %.

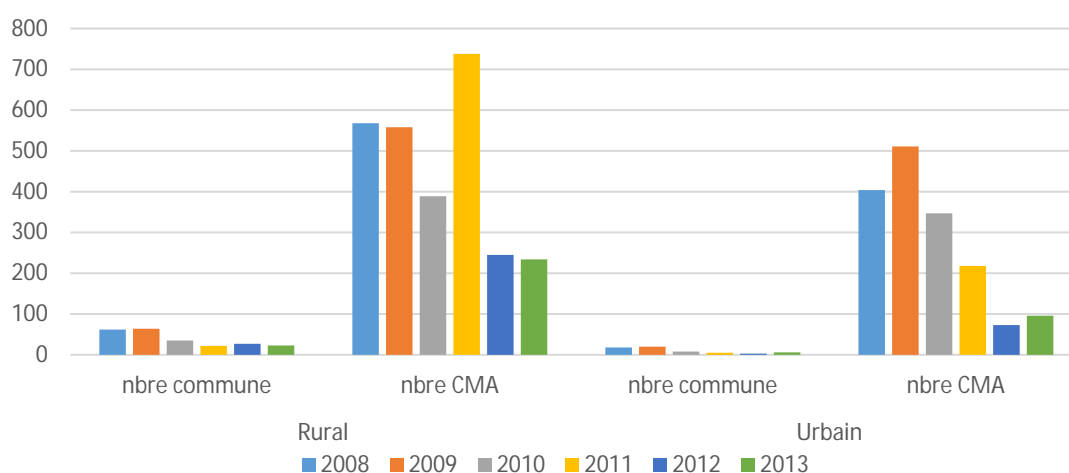
Il est constaté un maintien du nombre de client mal alimenté (+2 par rapport à 2012). Toutefois, à remarquer une augmentation des CMA3 (39 en 2012 pour 71 en 2013). Les communes où se situent les contraintes sont les suivantes :

Libellé Commune	Nom du Poste HTA/BT	Valeur Pointe de DU/U en extrémité du départ BT	CMA3 >3%	CMA2 2% à 3%	CMA1 1% à 2%	CMA0 0% à 1%	Nombre Client Mal Alimentés	Nombre d'usagers
COURTISOLS	RUE DE CHEPPE	11,06%	12	5	3	0	20	27
DOMPREMY	VILLAGE	12,28%	19	6	0	0	25	38
LOISY-EN-BRIE	CIMETIERE	15,66%	7	12	0	0	19	25
ST-EUPHRAISE-ET-CLAIRIZET	EGLISE	16,77%	25	0	3	2	30	50
SAINT-OUEN-DOMPROT	ST ETIENNE	15,28%	1	3	0	0	4	4
VOUILLERS	VILLAGE	12,31%	7	4	0	0	11	12

Sur ces six communes, 5 dépendent du régime rural de distribution et donc du SIEM pour ce qui concerne les renforcements de réseaux. Ces 5 communes qui regroupent toutes les plages de CMA confondues (109 CMA) ont été destinataires d'une étude de renforcement, l'ont validé et l'ensemble des opérations est programmé.

Pour les communes de COURTISOLS qui dépend du régime urbain et donc d'ERDF pour les renforcements, les travaux nécessaires ont été réalisés en 2013.

CLIENTS MAL ALIMENTES SUIVANT LE REGIME DE DISTRIBUTION



Le graphique ci-dessus permet de voir la répartition des CMA en fonction de la maîtrise d'ouvrage ERDF/SIEM soit URBAIN/RURAL. Il permet de constater une légère hausse des communes urbaines impactées contre l'inverse en milieu rural.

Ci- après la liste exhaustive des communes ayant des abonnés considérés comme mal alimentés.

Commune	Poste	Nbre de CMA
RURAL		224
ALLIANCELLES	EGLISE	4
ARCIS-LE-PONSART	POINT DU JOUR	1
BAYE	LOTISSEMENT	11
BAYE	RUE DES GRANGES	3
BERMERICOURT	MAIRIE	1
CLAMANGES	HAYATTE	7
COOLE	GRANDE RUE	6
COOLE	VILLAGE	6
CORMICY	LES PISSOTEES	7
COURDEMANGES	PORCHERIE PICARD	1
DOMPREMY	VILLAGE	25
ECRIENNES	BOURG	14
HEILTZ-L'EVEQUE	CHATEAU D EAU	15
LAVANNES	ROUTE EPOYE	11
LOISY-EN-BRIE	CIMETIERE	19
PLEURS	LES HAUTS	2
POUILLON	CHATEAU D'EAU	9
PRINGY	LA DIETTE	3
SAINT-EUPHRAISE-ET-CLAIRIZET	EGLISE	30
SAINT-OUEN-DOMPROT	ST ETIENNE	4
SAINT-PIERRE	VILLAGE	10
SAUDOY	VILLAGE	5
SOMMESOUS	SOURCE DE LA SOMME	8
VINCELLES	BAC	11
VOUILLERS	VILLAGE	11
URBAIN		96
COURTISOLS	RUE DE CHEPPE	20
COURTISOLS	SAINT MEMMIE	14
COURTISOLS	VIGNOTTE	2
EPERNAY	GENDARMERIE	22
FAGNIERES	PINOTIE	8
FAGNIERES	VIGNE GALLET	2
PARGNY-SUR-SAULX	CITE HUGUENOT*	5
SUIPPES	ROUTE DE BUSSY	10
VERTUS	MONT CHENIL	13
Total général		320

Les communes, relevant du régime rural et donc de la compétence du SIEM, ont été destinataires d'un avant projet sommaire expliquant la situation et les travaux à entreprendre. Dès l'acceptation des travaux par la communes, ceux-ci sont programmés et bénéficient des financements du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).

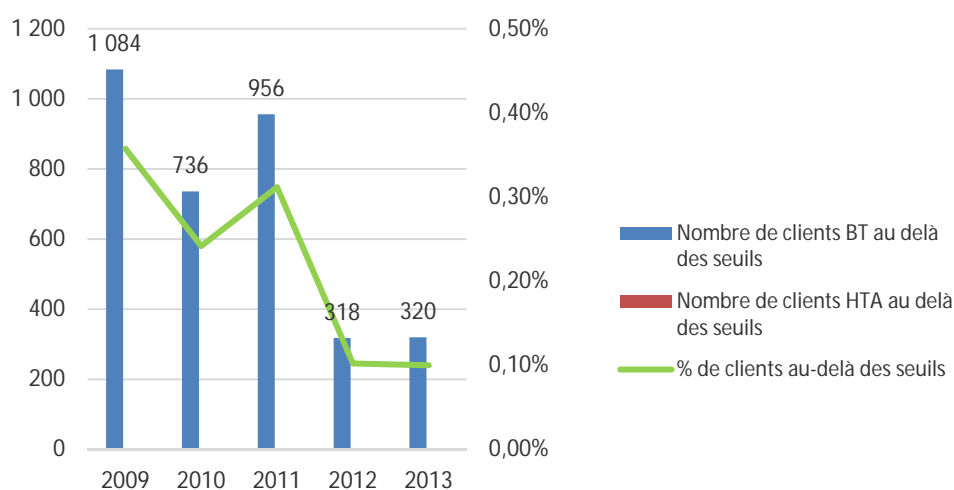
En conclusion, même si le nombre de CMA n'est pas en progression cette année, nous gardons un certain recul sur les résultats annoncés. Pour pallier aux défauts de l'outil GDO et compléter les informations, nous réaliserons dans les années à venir une enquête auprès de l'ensemble des élus marnais afin d'avoir des remontées de la situation rencontrée au plus proche du terrain. Suite aux résultats obtenus, des mesures réelles seront effectuées par échantillonnage afin de juger de la véracité des plaintes recensées.

5.5. Le décret qualité

ERDF a transmis dans les délais impartis les données imposées par le décret qualité.

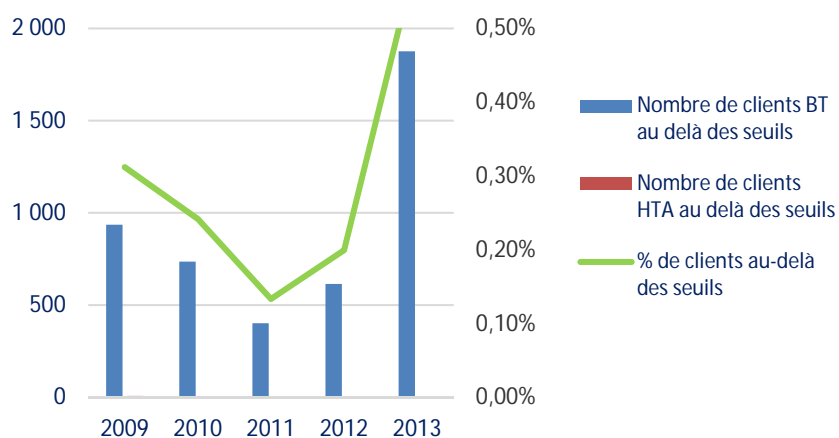
Tenue de la tension :

TENUE DE LA TENSION	2009	2010	2011	2012	2013
Nombre de clients BT au delà des seuils	1 084	736	956	318	320
Nombre de clients HTA au delà des seuils	0	0	0	0	0
% de clients au-delà des seuils	0,36%	0,24%	0,31%	0,10%	0,10%



Continuité de fourniture :

CONTINUITÉ DE FOURNITURE	2009	2010	2011	2012	2013
Nombre de clients BT au delà des seuils	936	736	402	615	1 876
Nombre de clients HTA au delà des seuils	8	0	7	6	7
% de clients au-delà des seuils	0,31%	0,24%	0,13%	0,20%	0,60%



Le SIEM ne cautionnant pas ce décret qui à notre sens est un décret de « non qualité », les informations reçues ne sont pas commentées.

VI – Les usagers de la concession

6.1. Le nombre d'usagers

Les usagers de la concession sont les foyers ou les entreprises (TPE, PME et PMI) qui possèdent un contrat de distribution auprès d'ERDF. Pour la fourniture, l'utilisateur peut choisir une offre aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) fournie par EDF ou opter pour une offre de marchés vendue par un fournisseur alternatif (Alterna, Direct Energie, Enercoop, EDF branche commerce, GDF Suez, etc...).

Au 31 décembre 2013, le Compte Rendu d'Activité (CRAC) fait état de 313 931 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 kVA.

	Clients régulés		Clients dérégulés		TOTAL
	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)	Puissance souscrite ≤ 36 kVA	Puissance souscrite > 36 kVA	
Nombre de clients	275 384	3 586	34 608	353	313 931
Energie vendue en kWh	1 732 802 009	425 026 843			2 157 828 852
Energie acheminée en kWh			256 186 988	44 968 832	301 155 820

Les clients par communes rurales ou urbaines (au sens de la distribution publique d'électricité et de l'avenant N° 10 au CCC) :

	C5 (puissance souscrite ≤ 36 kVA)	C4 (puissance souscrite > 36 kVA)	Total par statut de communes
Communes Urbaines (41)	208 997	2 740	211 737
Communes rurales (579)	100 995	1 199	102 194
Total par contrat	309 992	3 939	313 931

6.2. Les tarifs réglementés

Les tarifs réglementés :

- C5 (tarif Bleu) pour les puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA,
- C4 (tarif Jaune) pour les puissances comprises entre 36 et 250 kVA.

Il est à noter que la loi NOME¹¹ a pérennisé les tarifs réglementés « bleu » mais les tarifs « jaune » seront supprimés à partir du 31 décembre 2015.

Le tarif réglementé est fixé nationalement et correspond à :

- ❖ Une part fourniture,
- ❖ Une part Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité (TURPE)
Ce tarif est fixé par décision ministérielle sur proposition de la CRE.

Il doit garantir au gestionnaire de réseaux les moyens d'entretenir et de développer les réseaux dans des conditions satisfaisantes de sécurité de qualité et de rentabilité assurant leur pérennité. Il est payé par le client à son fournisseur qui le reverse au gestionnaire de réseau.

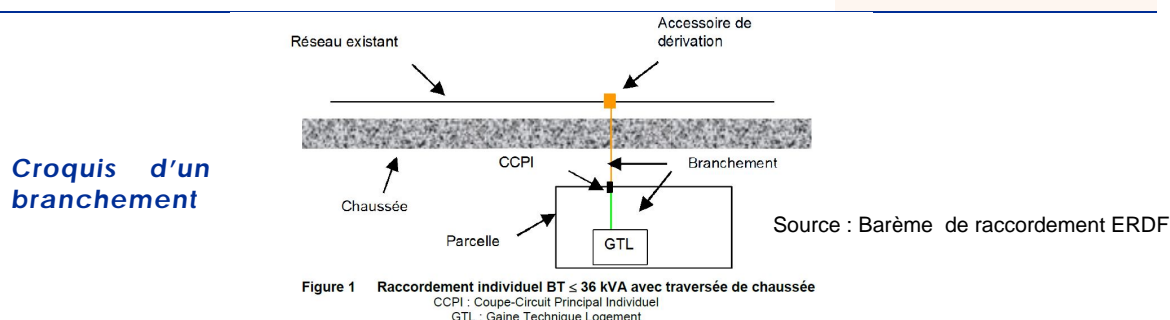
¹¹ Loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité

6.3. Le raccordement des usagers

ERDF, dans sa mission de service public, doit à tous un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution.

Le raccordement électrique consiste à raccorder un réseau privé (installation électrique, maison, immeuble) à un réseau de distribution publique d'électricité. Au périmètre de la concession, cette activité s'est caractérisée par le nombre de raccordements suivants :

	2012	2013
Puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation de réseau		
Nombre de raccordements individuels neufs réalisés	1596	1347
Nombre d'affaires de raccordement collectif neuf réalisés	58	26



Puissance inférieure ou égale à 36 kVA avec adaptation de réseau

Nombre de raccordements BT individuels et collectifs neufs réalisés	179	177
---	-----	-----

Puissance inférieure ou égale à 36 kVA avec adaptation de réseau

Nombre de raccordements BT individuels et collectifs neufs réalisés	95	87
---	----	----

Nombre de raccordement en HTA

Nombre de raccordements neufs réalisés	4	13
--	---	----

Les données sur les raccordements

Le délai moyen de raccordement d'installations de consommation de puissance (en jour calendaire)

	2012	2013
Concernant les branchements simples	47	46

Pour les consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)

Taux de devis envoyés dans les délais	97,70%	89,50%
Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés)	3	7

6.4. La satisfaction des usagers

6.4.1. Les enquêtes de satisfaction

ERDF évalue chaque année la satisfaction globale des usagers, particuliers et professionnels raccordés en basse tension. Les résultats sont, à l'échelle de la concession :

avec une puissance inférieure ou égale à 36 Kva

Indicateurs de satisfaction	2012	2013
Clients particuliers	93,60%	87,90%
Clients professionnels	91,20%	90,30%

Et plus particulièrement, la satisfaction des usagers en matière de raccordements

Indicateurs de satisfaction	2013
Clients particuliers	86,90%
Clients professionnels	79,20%

avec une puissance supérieure à 36 Kva, la satisfaction des clients BT > à 36 kVA et des clients raccordés en HTA

Indicateurs de satisfaction	2012	2013
Clients C2-C4 (BT et HTA)	82,60%	89,00%
Clients professionnels	86,40%	92,40%

6.4.2. Les réclamations

6.4.2.1. ERDF

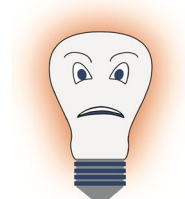
Aucun chiffre n'est transmis en matière de réclamations des clients. Néanmoins pour la première fois, les taux sont donnés à la maille de la concession.

Détail par catégories des réclamations

	2012	2013
Raccordements	5,2%	3,60%
Relève et facturation	52,6%	53,40%
Accueil	0,9%	1,60%
Interventions techniques	24,7%	21,00%
Qualité de la fourniture	16,6%	20,40%
Total	100,0%	100,00%

6.4.2.2. EDF

Les enquêtes de satisfaction relatives à la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente ne sont pas exploitables car EDF les fournit à la maille nationale ou de la région EST¹².



Le SIEM n'est pas en mesure d'appréhender la pertinence des résultats de ces données régionales. Peu d'utilisateurs de l'énergie se tournent vers le syndicat pour expliquer leurs problèmes énergétiques.

Les conseils tarifaires

EDF dispense aussi des conseils tarifaires grâce à un outil de diagnostic construit sur des profils de « clients type ». Cet outil permet à EDF sur la base des informations transmises par le client, de lui conseiller le tarif et l'option les plus adaptés à sa situation.

Conseil Tarifaires	2010	2011	2012	2013
Concession	32 874	33 748	35 520	38 904

6.5. Les usagers en difficulté

Le concessionnaire s'est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique au côté des pouvoirs publics. Il axe sa démarche sur les impayés d'énergie et particulièrement sur le financement, l'accompagnement et la prévention.

6.5.1. Les fonds de solidarité logement

Gérés par les départements, ces fonds traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement, à l'eau, l'énergie et au téléphone. Le concessionnaire cofinance ces fonds dans le cadre de conventions signées dans chaque département par un ensemble de partenaires.

	2009	2010	2011	2012	2013
Participation EDF au FSL	151 500	85 000	85 000	95 000	85 000
Clients C5 (tarifs bleu) aidés	230	306	856	223	250

6.5.2. Le Tarif de Première Nécessité

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) a été institué par le décret n°2004-325 du 8 avril 2004, modifié par les décrets des 6 mars 2012 et 15 novembre 2013. Il est destiné aux personnes à faibles revenus qui ont un abonnement d'une puissance de 3 à 9kW. Cette aide est accordée pour un an et est renouvelable. Elle se traduit par une réduction du prix de l'abonnement et des 100 premiers kWh/mois. Le taux de réduction est de 40 à 60 % selon la composition familiale. La loi dite « BROTTE » augmente le

¹² La région EDF EST comprend l'Alsace, la Bourgogne, la Champagne-Ardenne, la Franche-Comté et la Lorraine.

nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux. Elle permet le bénéfice de la tarification sociale à toute personne :

- Disposant de revenus leur donnant droit à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMUC) ou à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS),
- Ou dont le revenu fiscal de référence annuel est inférieur à 2175 € (métropole).

L'évolution du TPN

	2009	2010	2011	2012	2013
Bénéficiaire du TPN	8 140	5 425	5 401	9 283	14 441

La crise économique, l'augmentation du prix de l'énergie et les nouveaux critères d'attribution du TPN accroissent le nombre de bénéficiaires de 5 158 soit une évolution de 55,56 % par rapport à 2012. Ils représentent 4,60 % des clients de la concession

Pour information :

Bénéficiaire du TPN	SIEM	REGION EST	NATIONAL
2012	9 283	103 925	1 100 000
2013	14 441	155 410	1 600 000

6.6. Les producteurs d'énergie

La MARNE compte 2185 clients en injection c'est-à-dire qu'ils produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Ils se répartissent comme suit :

Installations de production (31/12/2013)	Nombre	Puissance délivrée*
Producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque	2 128	33 293
Producteurs d'énergie d'origine éolienne	44	415 680
Producteurs d'énergie d'origine hydraulique	7	1 110
dont autres (biomasse, biogaz, cogénération ...)	6	32 658
TOTAL	2 185	482 741

* La puissance est exprimée en kVA pour les producteurs raccordés en basse tension et en KW pour ceux raccordés en HTA.

Evolution

Il y a 325 producteurs en plus en 2013 soit une augmentation de 17,47 % dont :

- 320 producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque,
- 6 producteurs d'énergie d'origine éolienne,

Et la disparition d'une autre installation (biomasse, biogaz, cogénération...)

6.6.1. Le raccordement des producteurs

Les sites de production décentralisés d'électricité de sources renouvelables sont raccordés aux réseaux de distribution

Raccordement d'installations de productions de puissance inférieure ou égale à 36 kVA :

	2012	2013
Raccordement sans adaptation de réseau	329	300
Raccordement avec adaptation de réseau	6	6

Les données sur les raccordements

Pour les producteurs BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)

	2012	2013
Taux de devis envoyés dans les délais	77,60%	75,00%
Délai moyen d'envoi du devis (en jours calendaires)	40	38

VII – Les éléments financiers

7.1. La comptabilité des immobilités en concession

La concession est composée d'un patrimoine électrique constitué notamment :

- ❖ Des réseaux BT et HTA
- ❖ Des postes de transformation,
- ❖ Des comptages,
- Des branchements,
- Des transformateurs,
- D'autres ouvrages (cellules, IACM, etc...).

Par la loi, ce patrimoine appartient au SIEM mais est inscrit dans la comptabilité d'ERDF qui a pour obligation d'enregistrer tous les travaux affectant ces biens, pose et dépose, dans ses fichiers. Cependant, les règles d'enregistrement du concessionnaire ne sont pas identiques suivant la classification des biens ou le maître d'ouvrage, ERDF ou SIEM.

7.1.1. Les règles d'immobilisation

7.1.1.1. Les catégories des biens

Les ouvrages de la concession peuvent être :

❖ Localisés ou non localisés

Les ouvrages localisés sont enregistrés individuellement. Ils sont rattachés à un lieu et ont un inventaire physique et comptable. Les ouvrages non localisés sont mis dans un « grand pot » régional et restitués à chaque concession au prorata du nombre de ses abonnés.

❖ Urbains ou d'électrification rurale (biens ER).

Cette distinction est utile à ERDF pour les enregistrements comptables.

Classification des ouvrages :

	Communes urbaines*		communes rurales*	
	Localisation	Régime	Localisation	Régime
Réseau BT	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Réseau HTA	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Postes de transformation	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Cellules, IACM	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Transformateurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Compteurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Branchements	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains

* au sens de la distribution publique d'électricité

Comme précisé plus en avant, suite à la signature du protocole ERDF- FNCCR, plusieurs catégories d'ouvrages non localisés vont être localisées très rapidement. Ils le sont depuis 2014 notamment pour les colonnes montantes nouvellement posées et le seront d'une part en 2015 pour les transformateurs et d'autre part dès le lancement pour le compteur LINKY. La localisation des branchements et des colonnes montantes restent à l'étude.

Ce changement modifiera les règles de la comptabilité concédée comme suit :

	Communes urbaines*		communes rurales*	
	Localisation	Régime	Localisation	Régime
Réseau BT	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Réseau HTA	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Postes de transformation	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Cellules, IACM	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Transformateurs	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Compteurs	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ER (ruraux)
Branchements	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains

7.1.1.2. L'enregistrement comptable des ouvrages

ERDF pratique un amortissement industriel pour tous les ouvrages de la concession. Celui-ci vient en contrepartie d'un amortissement des droits du concédant figurant au passif de son bilan. Le concessionnaire pratique aussi un amortissement de ses propres financements et de ceux du concédant (SIEM), générateur de charges au compte de résultat.

Mais alors que tous les travaux financés par le concessionnaire sont amortis financièrement, seuls les biens urbains financés par le SIEM bénéficient de cet amortissement. Les biens ER sont remis à titre gratuit au concessionnaire. Pendant la durée de la concession, l'amortissement des ouvrages urbains ainsi que les éventuelles provisions pour renouvellement sont utilisés comme financement du SIEM lors des renouvellements d'ouvrages effectués par ERDF.



Il est néanmoins à rappeler que contrairement aux pratiques d'ERDF, ni l'article 10, ni l'article 31 du cahier des charges ne font de distinction entre les biens financés par le concessionnaire et ceux financés par l'autorité concédante, pas plus qu'entre les biens ER et les biens urbains.

Répartition biens amortis et biens en remise gratuite après localisation des biens « non localisés »

	Communes urbaines		communes rurales	
	Travaux ERDF	Travaux SIEM	Travaux ERDF	Travaux SIEM
Réseau BT	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Réseau HTA	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Postes de transformation	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Cellules, IACM	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Transformateurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Compteurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Branchements	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis

A ces changements, s'ajoutera les modifications de l'avenant N°10 dit avenant FACE qui transforme le statut urbain de 8 communes en statut rural et le statut rural de 2 communes en statut urbain.

7.1.1.3. Les provisions pour renouvellement

Spécificités des concessions, les provisions pour renouvellement ont pour but de pallier au surcoût dû à l'inflation d'une immobilisation destinée à être renouveler. Elles sont annuellement passées en charge en supplément de l'amortissement de cette immobilisation par le concessionnaire. Elles sont financées par l'utilisateur au travers du TURPE et permettent à ERDF de réduire ses impôts sur les bénéfices. Elles sont inscrites dans le cahier des charges de concession (CCC).

L'article 10 du CCC précise « ... **En vue de pouvoir 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 ou après 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.** ». La loi du 9 août 2004 et son article 36¹³ ont ramené cette obligation aux seuls ouvrages renouvelables **avant la fin de la concession**. Malgré cet article du CCC, ERDF ne provisionne que les biens urbains de la concession (ouvrages des communes urbaines, transformateurs, branchement BT et réseaux HTA de toutes les communes...)

Les provisions pour renouvellement sont assises sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement. Elles ont deux utilisations possibles :

- **Pendant la durée du contrat de concession**, elles sont utilisées par ERDF pour les travaux de renouvellement des ouvrages de la concession. Elles sont **considérées comme un financement de l'autorité concédante puisqu'elles sont financées par l'utilisateur**.
- **Au terme de la concession**, les provisions non utilisées doivent revenir au SIEM suivant l'article 31 du cahier des charges de concession afin de lui permettre d'entretenir son réseau de distribution publique d'électricité.

¹³ Devenu en 2011, l'article L 322-5 du code de l'énergie

Les provisions pour renouvellement (évolution sur quatre ans)

<i>Montants en k€</i>	2010	2011	2012	2013
ouvrages localisés	77 249,82	76 326,33	74 734,68	74 575,89
Ouvrages non localisés	26 001,11	25 927,97	23 101,68	20933,65
Total	103 250,93	102 254,30	97 836,36	95 509,54

Inexorablement, les provisions pour renouvellement baissent. Logiquement puisque les ouvrages anciens qui portaient ces provisions sont peu à peu remplacés par du matériel plus performant. Artificiellement aussi par l'allongement des durées de vie de certains biens dont la date de renouvellement dépasse la date de fin du contrat de concession.

Et les avenants n°9 et 10 au CCC ne feront qu'accentuer cette situation en réduisant d'une part les biens urbains et d'autre part les communes urbaines.

7.2. La valeur financière du patrimoine

La valeur financière des ouvrages localisés et non localisés de la concession (d'après les données ERDF) :

<i>Montants en k€</i>	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total
Valeur brute d'actif	492 208,07	189 432,90	681 640,97
Amortissement industriel	191 548,89	76 725,64	268 274,53
Valeur nette comptable	300 659,18	112 707,26	413 366,44
Valeur de remplacement	688 393,98	243 460,07	931 854,05
Provisions pour renouvellement	74 575,89	20 933,65	95 509,54

Evolution du patrimoine (en euros)

<i>Montants en k€</i>	2010	2011	2012	2013
Valeur brute d'actif (VBA)	593 663,27	623 407,40	655 158,20	681 640,97
Amortissement industriel (AMORT)	227 912,24	274 143,36	255 111,77	268 274,53
Valeur nette comptable (VNC)	365 751,03	349 264,04	400 046,43	413 366,44
Valeur de remplacement	818 617,66	860 491,96	904 022,11	931 854,05

La valeur brute de la concession a augmenté de 4,04 %. Cet accroissement correspond aux travaux exécutés sur le réseau et enregistrés dans les fichiers comptables.

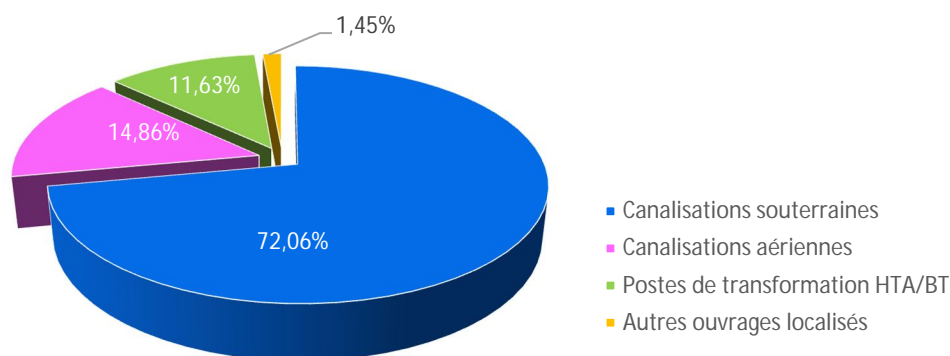
7.2.1. Les ouvrages localisés

Les ouvrages localisés sont, entre autres, les réseaux Basse Tension (BT) et Haute Tension de type A (HTA) ainsi que les postes HTA/BT. Ils sont identifiés et valorisés communes par communes.

La répartition par type d'ouvrages (d'après le fichier ERDF 2901)

	Valeur brute	Cumul des amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provision pour renouvellement
Canalisations souterraines	354 688,31	108 404,83	246 283,48	456 638,36	31 095,75
Canalisations aériennes	73 130,08	47 690,78	25 439,30	141 705,67	33 823,93
Postes de transformation HTA/BT	57 251,29	32 653,05	24 598,24	81 598,55	9 069,64
Autres ouvrages localisés	7 138,39	2 800,22	4 338,17	8 451,40	586,57
Total	492 208,07	191 548,89	300 659,18	688 393,98	74 575,89

Taux des ouvrages par catégories



7.2.2. Les ouvrages non localisés (d'après le fichier 2911)

Comme précisé plus en avant, les ouvrages non localisés vont, avec la mise en place de l'avenant n°9 dit protocole ERDF - FNCCR, subir un profond bouleversement. D'ouvrages non localisés répartis au prorata des clients sur la région Est et géré par la méthode FIFO (Fist in, First out), c'est-à-dire premier entré, premier sorti qui ne tient pas compte de la réalité du terrain ; ces biens vont devenir ouvrages localisés, être enregistrés individuellement, rattachés à un lieu précis, avoir un inventaire physique et comptable.

C'est une révolution qui se profile..... Tiendra t'elle toutes ses promesses ?

Pour information, La répartition par type d'ouvrages non localisés

	Valeur brute	Cumul des Amortissement	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provision pour renouvellement
Comptages	31 192,86	19 891,19	11 301,67	31 192,86	0,00
Branchements	120 305,46	39 700,19	80 605,26	159 350,62	13 589,46
Transformateurs	21 364,37	10 946,94	10 417,43	30 666,55	4 843,96
Colonnes	13 290,45	4 402,04	8 888,41	17 735,92	1 642,24
Autres	3 279,76	1 785,28	1 494,48	4 514,09	857,99
TOTAL	189 432,90	76 725,64	112 707,26	243 460,04	20 933,65

7.3. Le financement du patrimoine

L'augmentation de la valeur du patrimoine provient de la mise en concession d'ouvrages neufs, construits soit sous la maîtrise d'ouvrage du SIEM soit sous celle d'ERDF, avec des financements SIEM, ERDF ou de particuliers.

Tous les ans, ERDF transmet deux fichiers, appelés 2301 et 2311, qui reprennent tous les enregistrements annuels de travaux en précisant le maître d'œuvre et les financeurs.

Ces fichiers s'établissent autour des deux maîtres d'ouvrage, ERDF et le SIEM qui outre leurs investissements propres reçoivent des participations pour les travaux, à savoir :

❖ Pour ERDF :

- ✓ la contribution financière des tiers (particuliers ou professionnels) suite à une extension, un renforcement ou un raccordement notamment photovoltaïque. Cette somme est un financement SIEM.
- ✓ Les sommes cumulées des amortissements et des provisions des ouvrages urbains.
A ce titre, le SIEM demande à recevoir tous les ans un fichier retraçant les mouvements financiers relatifs à l'utilisation des dotations aux amortissements et des provisions pour renouvellements.

❖ Pour le SIEM, outre la contribution des tiers, il y a,

- ✓ **Une participation d'ERDF, dite « article 8 ».**
Le concessionnaire verse au SIEM un montant annuellement pour des travaux dans les communes urbaines. Cette somme est un financement ERDF.
- ✓ **La Part Couverte par le Tarif (PCT)**
Comme précisé auparavant, les travaux d'extension ont été sortis du calcul de la redevance R2 par l'avenant n°7 au CCC. De financement non affecté, le remboursement de ces travaux est devenu un financement du concessionnaire alors même que les liquidités de cette PCT proviennent du TURPE, lui-même perçu de l'utilisateur. **Elle devrait être donc assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE.**

Les investissements enregistrés en 2012 (en K€)

Année	Financements ERDF (dont article 8 et PCT)	Financements SIEM (dont participation tiers)	TOTAL
2001*	31,64	-31,64	0,00
2004*		18 013,00	18 013,00
2007*	-7 365,85	28 674,53	21 308,68
2008*	-22 890,38	247 685,00	224 794,62
2009*	-69 143,92	131 278,29	62 134,37
2010*	-1 310 288,91	-204 777,74	-1 515 066,65
2011*	88 064,28	272 918,29	360 982,57
2012*	4 136 672,76	489 155,98	4 625 828,74
2013	10 779 860,47	7 429 311,55	18 209 172,02
Total	13 594 940,09	8 412 227,26	22 007 167,35

* Régularisation enregistrement travaux années antérieures

CONCLUSION

Comme les années précédentes, il est possible de dire qu'à l'instant T, la concession est « en bonne santé ». La mission de service public dans sa fonction principale – distribuer à tous une énergie de bonne qualité – est remplie.

Néanmoins, il suffit d'aléas climatiques un peu forts pour qu'il n'en soit plus ainsi. Les 83 incidents sur le réseau HTA du mois de juillet le prouvent. C'est pourquoi tant le concessionnaire que l'autorité concédante ne doivent pas relâcher leurs efforts pour entretenir, renouveler et sécuriser le réseau de distribution de l'électricité. La force du SIEM et d'ERDF est de travailler ensemble en bonne intelligence pour réussir la mission de service public. Et c'est aussi pour cette raison que le premier Programme Commun de Développement et de Modernisation des Réseaux (PCDMR) a été réalisé sur la concession marnaise. Il consiste à faire un inventaire précis du réseau pour prioriser les travaux, maîtriser les dépenses publiques et garantir une qualité de l'énergie à tous les usagers. Il faut continuer à travailler dans ce sens pour donner une énergie fiable à 99 %.

L'autre grand chantier des années à venir sera l'application à la maille de la concession des protocoles signés ces deux dernières années notamment l'immense tâche de la localisation des ouvrages jusqu'ici non localisés. Car s'il est vrai que ces protocoles vont nous être fatals financièrement sur le papier en fin de concession, il importe surtout au SIEM d'avoir un réel inventaire de son patrimoine. Comment évaluer un patrimoine sur des bases aussi floues qu'une masse d'ouvrages non localisés ? Le SIEM sera attentif à ce travail et ne manquera pas d'interpeller son concessionnaire pour la réussite de ce projet.



votre Collectivité

ÉNERGÉTIQUE



Syndicat Intercommunal d'Énergies de la Marne

2 place de la Libération - BP 352

51022 CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE Cedex

Tél : 03.26.64.13.22 / Fax : 03.26.64.95.68

siem@siem51.fr / www.siem51.fr



web