

ANNEXE 10

SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
D'ÉNERGIES DU CALVADOS

État des lieux de fin de contrat de la concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

DOCUMENT DE BASE et DOCUMENT COMPLÉMENTAIRE

*Ce document a pour finalité de décrire, via
plusieurs indicateurs, l'état du patrimoine du
réseau électrique de la concession du Calvados,
ainsi que le niveau de qualité atteint à fin 2017.*

*Les commentaires des parties présentés dans les
encadrés n'engagent que la partie émettrice*

Table des matières

1.	La qualité de service	4
1.1.	LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX USAGERS.....	4
1.1.1.	<i>Le cadre juridique des concessions de distribution publiques et de fourniture aux tarifs réglementés de vente.....</i>	4
1.1.2.	<i>Les clients aux tarifs réglementés de vente.....</i>	9
1.1.3.	<i>Les mouvements tarifaires La définition des tarifs réglementés de vente (TRV)</i>	14
1.1.4.	<i>La satisfaction des clients aux tarifs réglementés de vente</i>	17
1.1.5.	<i>La relation et le service rendu aux clients aux tarifs réglementés de vente.....</i>	19
1.1.6.	<i>L'action d'EDF à destination des clients démunis.....</i>	26
1.2.	LA RELATIONS ENTRE LES UTILISATEURS DU RESEAU ET LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION	36
2.	Le réseau de distribution	41
2.1.	LES POSTES SOURCES.....	41
2.2.	LE RESEAU BT	42
2.2.1.	<i>Le réseau BT - généralités</i>	42
2.2.2.	<i>Le réseau BT - les départs BT.....</i>	44
2.2.3.	<i>Le réseau BT aérien nu.....</i>	45
2.2.4.	<i>Le réseau BT aérien nu de faible section</i>	46
2.2.5.	<i>Le réseau BT aérien torsadé.....</i>	47
2.2.6.	<i>Le réseau BT souterrain.....</i>	48
2.2.7.	<i>Le réseau BT souterrain en CPI et à neutre périphérique</i>	49
2.3.	LE RESEAU HTA.....	50
2.3.1.	<i>Le réseau HTA - généralités.....</i>	50
2.3.2.	<i>Le réseau HTA – Les départs HTA.....</i>	52
2.3.3.	<i>Le réseau HTA aérien nu.....</i>	52
2.3.4.	<i>Le réseau HTA aérien nu de faible section.....</i>	53
2.3.5.	<i>Le réseau HTA souterrain</i>	54
2.3.6.	<i>Le réseau HTA souterrain en CPI.....</i>	55
2.3.7.	<i>Les organes de manœuvre HTA télécommandés (OMT)*.....</i>	56
2.3.8.	<i>Les organes de manœuvre HTA non télécommandés (OM)*</i>	57
2.4.	AUTRES OUVRAGES.....	57
2.4.1.	<i>Les postes HTA/BT*.....</i>	57
2.4.2.	<i>Les transformateurs.....</i>	60
2.5.	LES BRANCHEMENTS	62
2.5.1.	<i>Les branchements - généralité.....</i>	62
2.5.2.	<i>Les branchements collectifs.....</i>	63
2.6.	LES COMPTEURS	63
2.7.	LES SUPPORTS AERIENS.....	64
2.8.	LA CONFORMITE A LA REGLEMENTATION : LES TRANSFORMATEURS POLLUES PAR LES PCB	64
3.	La tenue de tension et la continuité.....	65
3.1.	LA QUALITE DE LA DISTRIBUTION EN TERME DE TENUE DE TENSION.....	65
3.1.1.	<i>La méthode de détermination et seuils.....</i>	65
3.1.2.	<i>L'évaluation globale de la tenue de tension.....</i>	65
3.1.3.	<i>Autres facteurs</i>	66
3.2.	LA QUALITE DE LA DISTRIBUTION EN TERME DE TENUE DE CONTINUITE DE TENSION	67
3.2.1.	<i>La méthode de détermination et seuils.....</i>	67
3.2.2.	<i>L'évaluation globale de la continuité</i>	68
3.2.3.	<i>Autres facteurs</i>	68
3.3.	LA QUALITE DE L'ONDE ELECTRIQUE PAR ZONE GEOGRAPHIQUE.....	72
3.3.1.	<i>La tenue de tension.....</i>	72
3.3.2.	<i>La continuité.....</i>	73
3.3.3.	<i>Les aléas climatiques.....</i>	76

4. Les niveaux d'investissement.....	79
4.1. LES DEPENSES DES MAITRES D'OUVRAGES.....	79
4.1.1. <i>Les Investissements d'Enedis</i>	79
4.1.2. <i>Les Investissements du SDEC ENERGIE</i>	79
4.2. LES OUVRAGES MIS EN CONCESSION	80
5. Lexique	82

1. La qualité de service

La qualité de service de la concession de distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente caractérise la relation entre un usager et le Concessionnaire (en l'occurrence, Enedis en tant que gestionnaire de réseau et EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés).

La fourniture d'électricité aux usagers

Le cadre juridique des concessions de distribution publiques et de fourniture aux tarifs réglementés de vente

La qualité de service de la concession de distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente caractérise la relation entre un usager et le Concessionnaire (en l'occurrence, Enedis en tant que gestionnaire de réseau et EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés).

Le périmètre de la concession pour EDF

Conformément à la législation en vigueur, le service public objet du contrat de concession distingue **deux missions** :

- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente
- le développement et l'exploitation du réseau public de distribution

EDF assure la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des tarifs réglementés de vente (TRV) [Article 121-5 du code de l'énergie]. En sa qualité de gestionnaire de réseau désigné par la loi, Enedis assure le développement et l'exploitation du réseau public de distribution de la concession.

Le contenu de ces missions a été précisé par le législateur. Il en résulte que les activités d'EDF ne peuvent pas s'étendre dans le cadre de la concession au-delà de la fourniture d'électricité aux TRV : sont ainsi exclues du champ de la concession des activités telles que la production locale d'électricité ou la mobilité électrique.

Ces missions s'exercent dans le cadre d'un système tarifaire fixé par les pouvoirs publics. La tarification du service concédé (les tarifs réglementés de vente d'électricité pour EDF et le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité pour Enedis) n'est donc pas définie par le contrat de concession à la différence de la quasi-totalité des autres délégations de service public gérées par les collectivités territoriales.

Les tarifs réglementés de vente présentent **quatre caractéristiques majeures** :

- ces tarifs nationaux sont déterminés dans les conditions définies par le code de l'énergie ;
- ils sont fondés sur une péréquation tarifaire au profit des clients de l'ensemble des concessions ;
- ils sont mis en œuvre, dans le cadre des contrats de concession, sous le contrôle des autorités concédantes, pour facturer la fourniture d'électricité assortie des conditions de service proposées aux clients ;
- les conditions générales de vente associées sont mises à jour par EDF selon les modalités définies par le contrat de concession et sur avis consultatif des associations de consommateurs représentatives.

La détermination des tarifs relève de la compétence de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) :

- il revient au régulateur national de décider de la structure tarifaire, notamment s'agissant des options tarifaires offertes aux clients ;
- les évolutions annuelles du niveau des tarifs relèvent également de la CRE : EDF présente chaque année au régulateur national ses coûts commerciaux propres à l'activité de fourniture concédée.

Cette régulation nationale conditionne le niveau de service qu'EDF peut proposer aux clients bénéficiant des TRV.

Jusqu'au 31 décembre 2015, la fourniture d'électricité aux TRV a concerné :

- les clients "consommateurs" au Tarif Bleu pour les puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA,
- les clients "consommateurs " au Tarif Jaune pour les puissances comprises entre 36 et 250 kVA (*),
- les clients "consommateurs " au Tarif Vert pour les puissances souscrites supérieures à 250 kVA (*).

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les TRV ne sont plus disponibles pour les sites de puissance supérieure à 36 kVA (en application de la loi NOME du 7 décembre 2010). La concession regroupe à partir du 1^{er} janvier 2016 les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, soit quasi exclusivement des contrats de fourniture au Tarif Bleu. Quelques sites de la concession restent au Tarif Jaune (en extinction) ou au Tarif Vert.

Les clients qui bénéficiaient du Tarif Première Nécessité (TPN) relevaient également de cette mission jusqu'à la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite « Loi Brottes ». A compter de cette loi, le contrôle de l'application du TPN n'a plus relevé du périmètre de la concession dans la mesure où la réduction forfaitaire et les protections associées à la tarification sociale de l'énergie devaient être proposées par tous les fournisseurs aux ayants-droits, bénéficiaires des TRV ou en offre de marché. La mise en œuvre du TPN est restée placée sous le contrôle des autorités organisatrices en dehors du cadre concessif (Art. L2224-31 du code général des collectivités territoriales).

L'organisation d'EDF

La fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) est assurée par la **Direction Commerce** d'EDF, organisée autour d'une direction nationale et de directions commerciales régionales.

La Direction Commerce recouvre deux directions de marchés :

- La direction du **marché des clients particuliers** : les clients de la concession au Tarif Bleu résidentiel relèvent de cette direction ;
- la direction du **marché d'affaires** qui regroupe les professionnels, les entreprises et les collectivités territoriales : les clients de la concession au Tarif Bleu non résidentiel relèvent de cette direction.

L'organisation de la Direction Commerce est décentralisée en s'appuyant sur **8 Directions Commerciales Régionales** (DCR) : Auvergne Rhône-Alpes • Est • Grand Centre • Île-de-France • Méditerranée • Nord-Ouest • Ouest • Sud-Ouest.

Votre concession relève de la **Direction Commerce Ouest**.

Les Directeurs du Développement Territorial, interlocuteurs des collectivités territoriales et concédantes, sont rattachés aux DCR et animés notamment par la **Direction Collectivités**.

La Direction Collectivités est l'interlocutrice des associations nationales représentatives des autorités concédantes (à savoir : la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et France urbaine), ainsi que plusieurs associations nationales d'élus et d'agents territoriaux. C'est notamment au travers d'un dialogue national que s'établit le cadre contractuel de référence pour la concession de distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

*

Les ressources mises en œuvre par la Direction Commerce d'EDF pour assurer le service concédé dans chaque concession sont mutualisées à une maille nationale ou régionale, en cohérence avec la tarification nationale du service.

Ainsi, la Direction Commerce recourt à des systèmes d'information développés et maintenus nationalement pour gérer les données clientèle, la facturation ou encore les réclamations des clients, et proposer aux clients des outils internet et applications mobiles adaptés à leurs attentes.

De même, les Centres de Relation Clients (CRC) sont pilotés et animés par un service national dédié au sein d'EDF. Les CRC fonctionnent en réseau sur l'ensemble du territoire métropolitain. Cette organisation constitue une garantie de fiabilité du service rendu, en particulier pour assurer le traitement des appels des clients des différentes concessions avec un niveau élevé d'accessibilité et de qualité.

Cette mutualisation des moyens du concessionnaire à une échelle nationale permet une optimisation économique qui profite à l'ensemble des clients au travers de tarifs fixés nationalement.

Le contrat de concession

Compte tenu du fort encadrement réglementaire et réglementaire du service concédé, les contrats de concession sont établis sur la base d'un **modèle national** de contrat de concession.

Le contrat du 29 juin 2018 signé entre ENEDIS, EDF et le SDEC Energie est conforme au modèle national établi le 21 décembre 2017 entre EDF et la FNCCR.

La FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF ont souhaité rénover ce modèle en y intégrant les contextes légal, réglementaire et réglementaire en vigueur et en tenant compte de la montée en puissance des enjeux de la transition énergétique. Par un accord-cadre signé le 21 décembre 2017, les quatre parties ont publié un **nouveau modèle de contrat**, résultat d'une concertation approfondie, dont elles recommandent la mise en œuvre pour les contrats à conclure à compter du 1^{er} janvier 2018.

L'ensemble des données relatives à la concession qui suivent figurent dans les **comptes rendus d'activité de concession (CRAC)** remis par le concessionnaire à l'autorité concédante en exécution du contrat de concession objet du présent bilan.

Depuis les premiers CRAC remis à l'autorité concédante, EDF a significativement enrichi le compte-rendu.

A titre d'exemple, dans le CRAC 2008, au-delà de la description du portefeuille des clients de la concession, figuraient deux indicateurs à la maille de la concession.

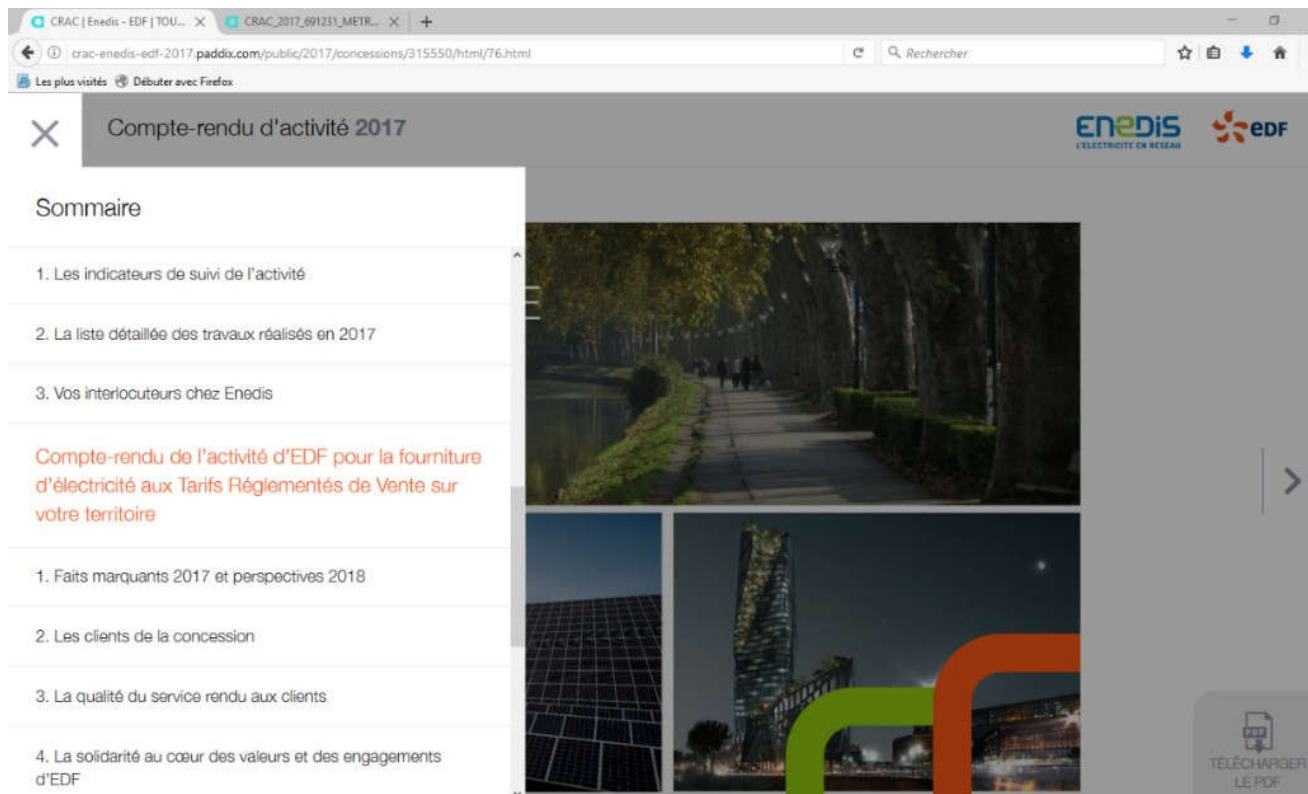


Le portefeuille de clients Tarif Bleu est décrit aujourd'hui dans le CRAC au travers de 40 indicateurs à la maille de la concession. Au-delà de cette description, le CRAC 2017 propose aussi **35 indicateurs à la maille de la concession** :

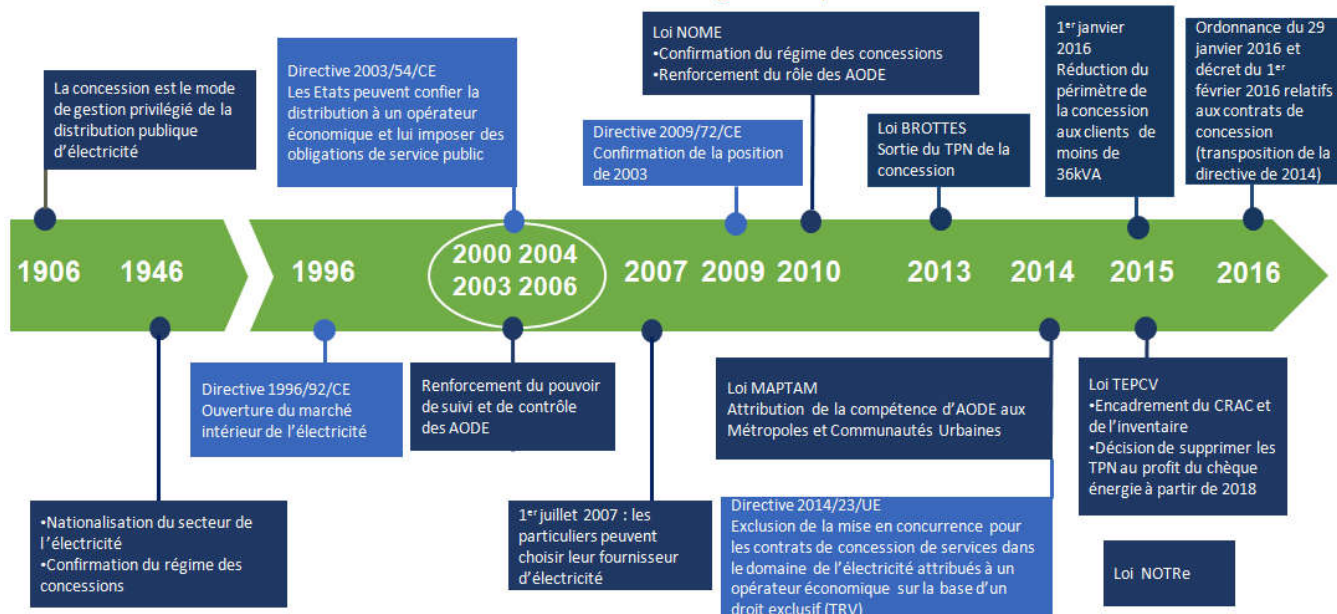
- 12 indicateurs sur la facturation des clients ;
- 8 indicateurs en lien avec les difficultés de paiement ;
- 11 indicateurs relatifs aux réclamations ;
- 3 indicateurs sur le TPN ;
- 1 indicateur sur le conseil tarifaire.

Le contenu du CRAC est désormais fixé par décret (décret n°2016-496 du 21 avril 2016 *relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales*).

Depuis 2017, EDF propose une **version digitale du CRAC** accessible à partir d'un espace AODE, propre à l'autorité organisatrice (www.aode.edf.fr/).



Cadre juridique des concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente De 1906 à 2016 : les grandes étapes



Rappel de la mission d'EDF pour La fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

EDF assure la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des Tarifs Réglementés de Vente (TRV).

Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent bénéficier des tarifs réglementés, en application de la loi du 7 décembre 2010 (loi NOME) qui a prévu la suppression des tarifs réglementés au 31 décembre 2015 pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Les Tarifs Réglementés de Vente présentent pour les clients quatre caractéristiques majeures :

- ces tarifs nationaux sont déterminés dans les conditions définies par le code de l'énergie ;
- ils mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit des clients de l'ensemble des concessions ;
- ils sont mis en œuvre dans le cadre de contrats de concession, sous le contrôle des autorités concédantes;
- les conditions générales de vente associées sont mises à jour par EDF selon les modalités définies par le contrat de concession et sur avis consultatif des associations de consommateurs représentatives.

Les engagements d'EDF

Le service concédé (art. 1) :

« La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux usagers raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique, qui n'ont pas exercé les droits mentionnés à l'article 22 de la loi du 10 février 2000, le bénéfice des tarifs réglementés ».

➤ Des engagements centrés sur la relation aux usagers et la tarification :

- obligation de consentir un abonnement (C de l'art. 23),
- modalités du contrat d'abonnement (art. 24),
- modalités de livraison (art. 27 et 28),
- conseils afin d'inciter les clients de la concession à mieux maîtriser leur consommation d'électricité (art. 14)
- des Conditions Générales de Vente (annexées au cahier des charges de concession)

Le obligation de rendre compte de l'exécution du service :

- production d'un compte-rendu annuel (CRAC) remis chaque année à l'autorité concédante
- réponses apportées dans le cadre des contrôles concession à l'initiative de l'autorité concédante (art. 32).

Jusqu'au 31 décembre 2015, la fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV ci-après) concernait :

- les clients "consommateurs" au Tarif Bleu pour les puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA,
- les clients "consommateurs" au Tarif Jaune pour les puissances souscrites comprises entre 36 et 250 kVA,
- les clients "consommateurs" au Tarif Vert pour les puissances souscrites supérieures à 250 kVA.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, les TRV ne sont plus applicables aux sites dont la puissance est supérieure à 36 kVA (en application de la loi NOME du 7 décembre 2010). Les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ne sont pas concernés par cette évolution réglementaire.

*

L'ensemble des données relatives à la concession, présentées ci-dessous, sont issues des **comptes rendus d'activité de concession (CRAC)** remis par le Concessionnaire à l'autorité concédante depuis 2012.

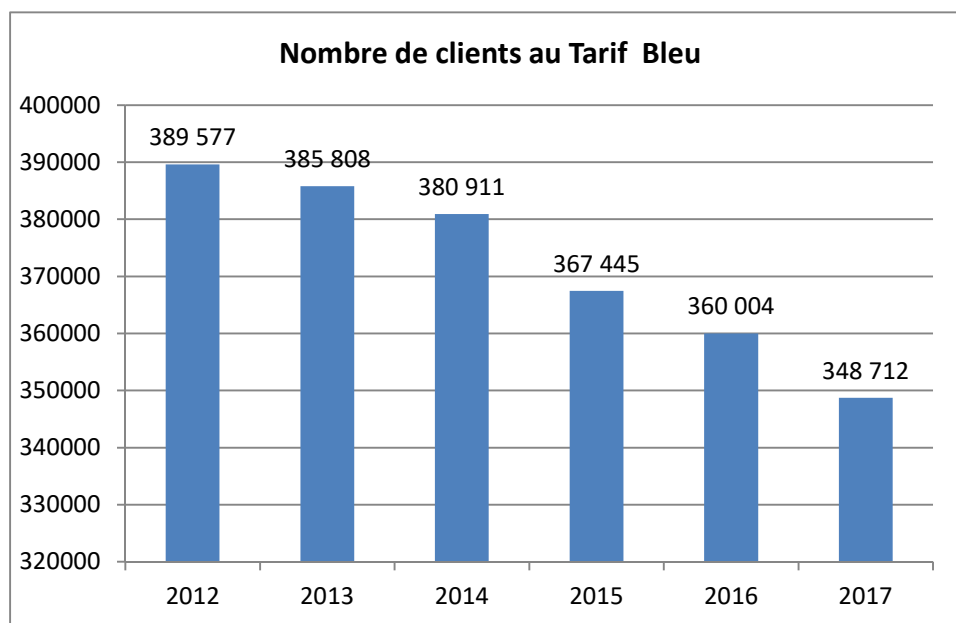
Les clients aux tarifs réglementés de vente

- **Évolution du nombre de clients par couleur tarifaire**

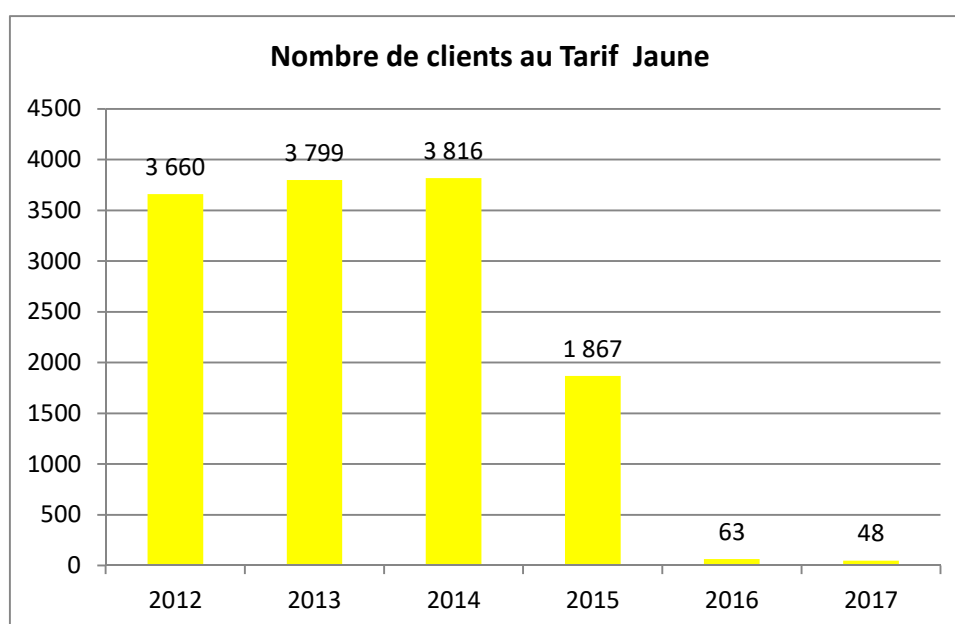
Le nombre des clients de la concession aux TRV évolue sous l'effet de l'ouverture du marché de l'électricité et à partir de 2015 en raison de la suppression des TRV pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Les données communiquées ci-après correspondent au périmètre de la concession du Calvados pour les six derniers exercices, de 2012 à 2017

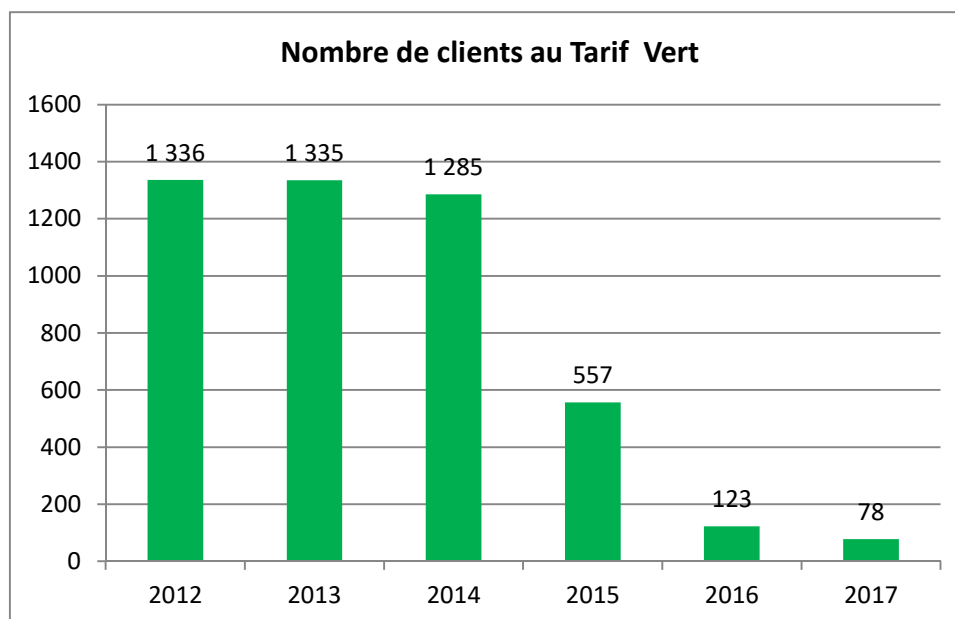
Evolution du nombre total de clients au Tarif Bleu



Evolution du nombre total de clients au Tarif Jaune



Evolution du nombre total de clients au Tarif Vert



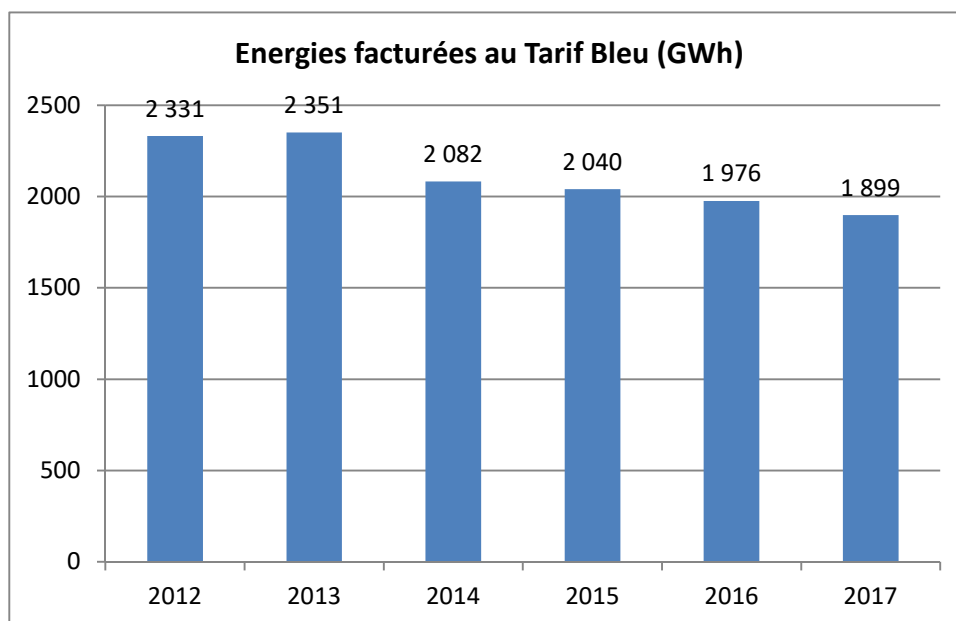
La baisse marquée, à partir de 2015, du nombre des clients de la concession aux tarifs Vert et Jaune est la conséquence de la suppression des TRV pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA en application de la loi NOME.

- **Évolution des quantités d'énergie facturées par couleur tarifaire**

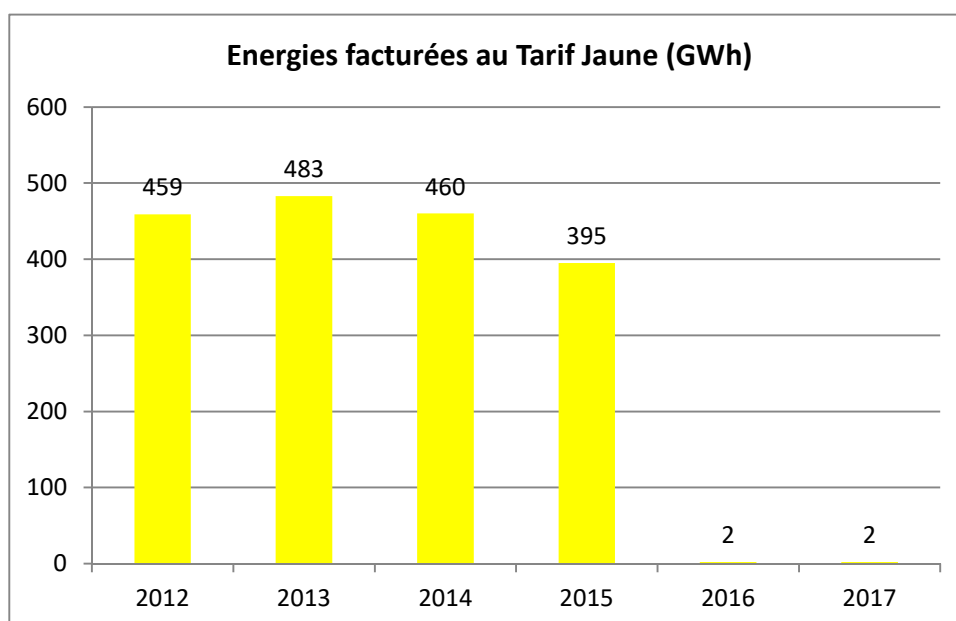
On note une diminution des quantités d'électricité vendues due à la baisse du nombre des clients, consécutive notamment à la suppression des tarifs réglementés pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA (sites avec des consommations plus importantes que le Tarif Bleu) et à l'ouverture du marché de l'électricité. La baisse peut également être liée aux comportements de clients plus attentifs à leurs consommations afin de mieux maîtriser leur facture d'électricité.

NB : données non corrigées des variations saisonnières.

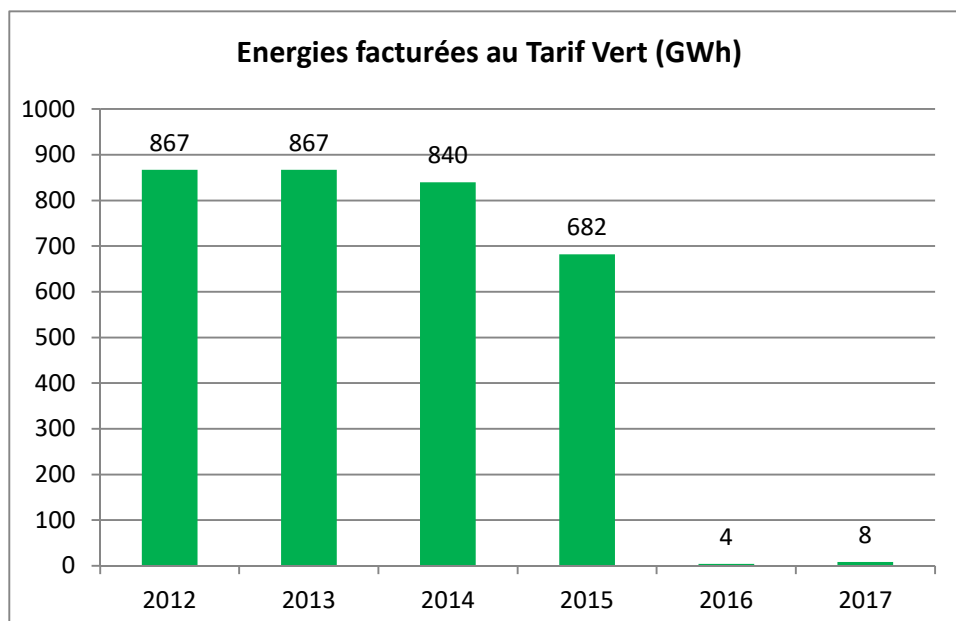
Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Bleu



Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Jaune



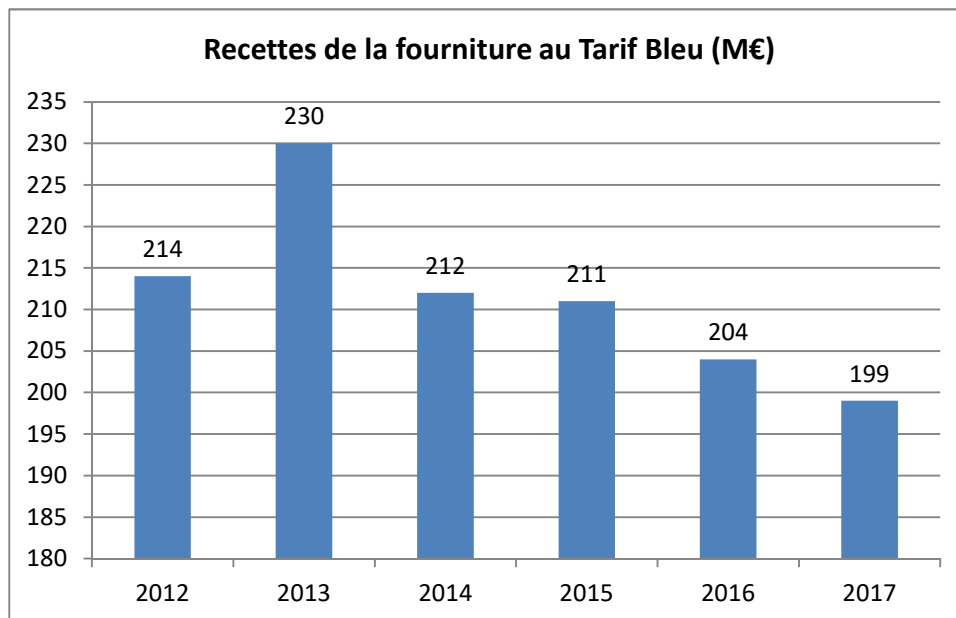
Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Vert



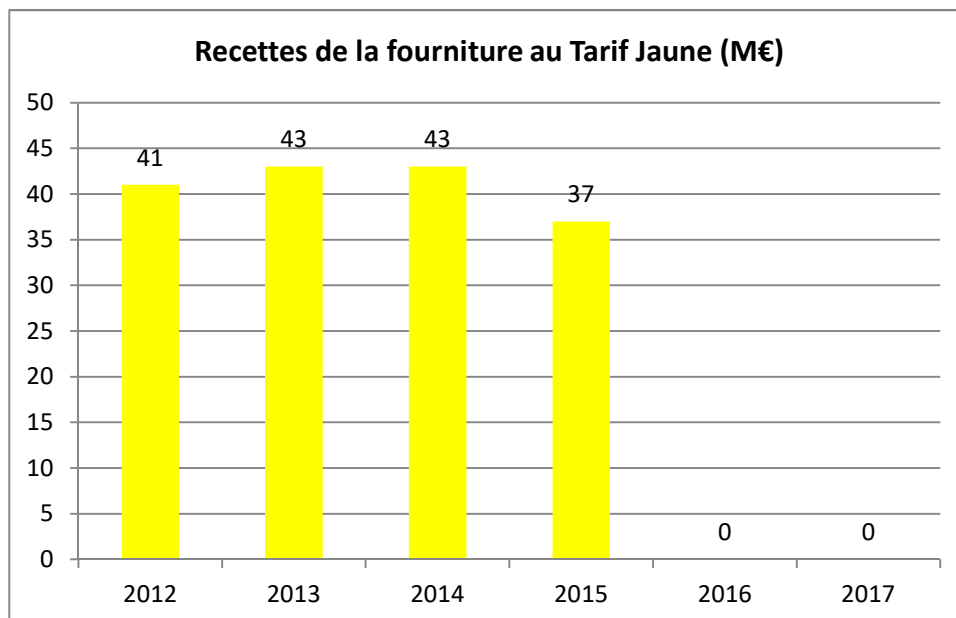
- **Évolution des recettes de fourniture par couleur**

Dans les graphiques ci-dessous, les données sont exprimées en millions d'euros hors taxes et contributions. Les évolutions sont à mettre en regard de l'évolution du portefeuille de clients de la concession et des mouvements tarifaires (cf. 3 infra).

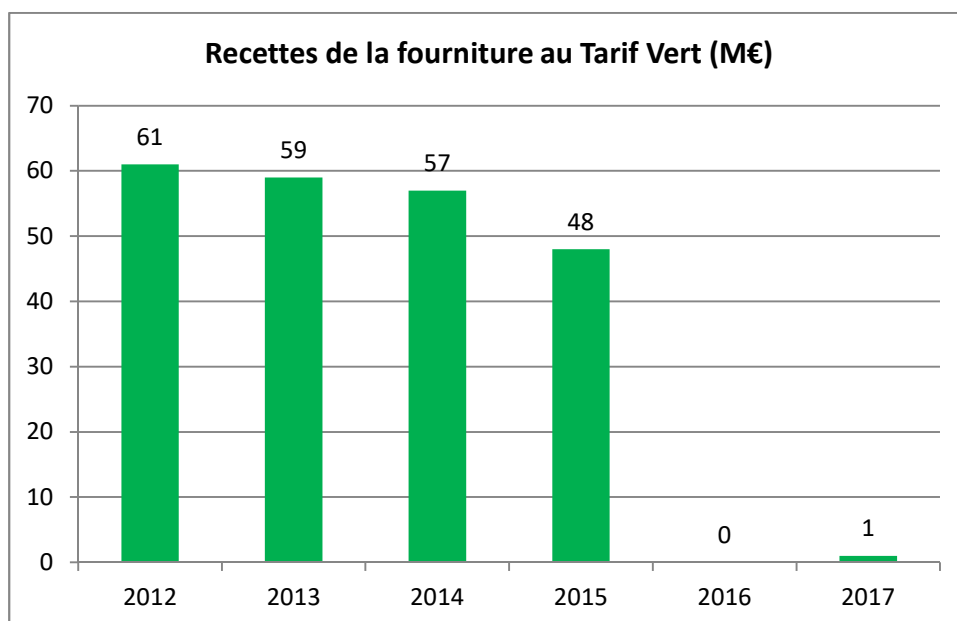
Evolution des recettes de fourniture au Tarif Bleu



Evolution des recettes de fourniture au Tarif Jaune



Evolution des recettes de fourniture au Tarif Vert

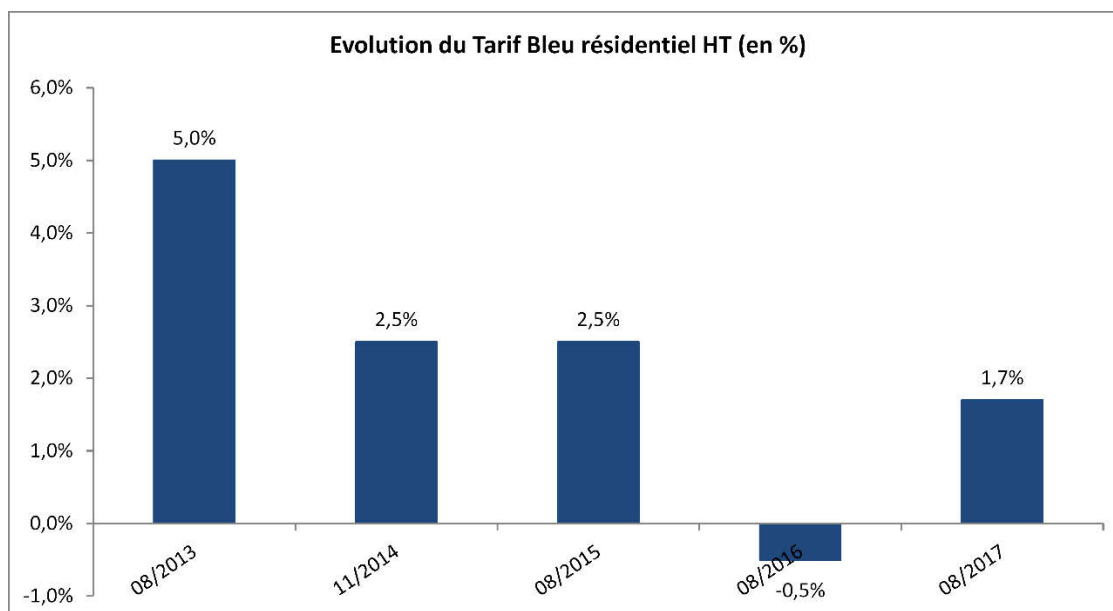


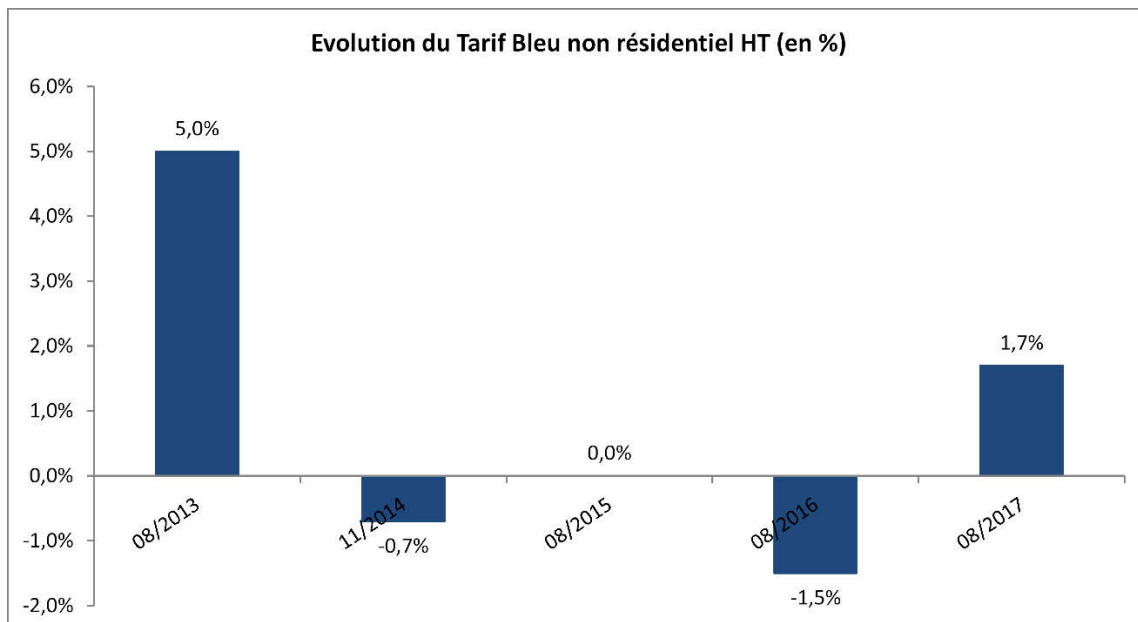
Les mouvements tarifaires La définition des tarifs réglementés de vente (TRV)

Sont retracés ci-après les mouvements tarifaires relatifs au Tarif Bleu résidentiel et au Tarif Bleu non résidentiel.

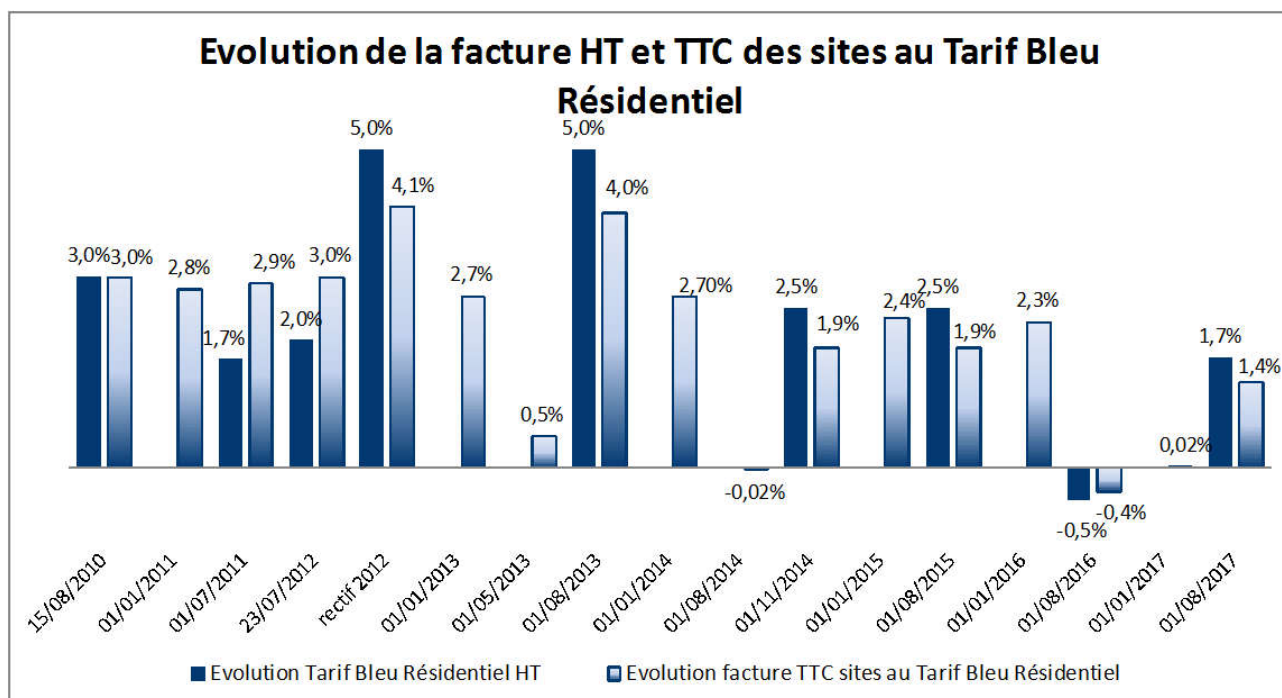
Il est rappelé qu'il s'agit de tarifs nationaux qui ne sont pas fixés par EDF mais par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans les conditions définies par le Code de l'énergie :

- ➔ La CRE est chargée de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception des propositions de la CRE.





Plusieurs taxes et contributions pèsent sur la facture d'électricité. Le graphique ci-dessous rend compte de l'évolution de la facture au Tarif Bleu résidentiel TTC :



Nota : les hausses HT sont les hausses publiées au Journal Officiel ; les hausses TTC sont calculées à partir de la base des données tarifaires de l'année en cours.

- En janvier 2013, il n'y a eu qu'une hausse de la CSPE et non du TB
- En mai 2013, le taux de CTA a augmenté
- En janvier 2014, la CSPE, les TCFE et les taux de TVA ont évolué
- En août 2014, le TURPE a évolué
- En novembre 2014, hausse du TB
- En janvier 2015, la CSPE et les TCFE ont évolué
- En août 2015, le TURPE a évolué, hausse du TB
- En janvier 2016, la CSPE et les TCFE ont évolué
- En août 2016, le TURPE a évolué, baisse des TB
- En janvier 2017, les TCFE ont évolué
- En août 2017, le TURPE a évolué, hausse des TB

- **CTA** : Instituée par les pouvoirs publics, la Contribution Tarifaire d'Acheminement est prélevée en complément du tarif d'acheminement associé au contrat de fourniture. Elle assure le financement d'une partie des retraites des personnels affectés aux activités régulées des industries électriques et gazières (opérateurs de réseaux). Tous les fournisseurs et toutes les offres sont concernés par cette contribution.
- **CSPE** : Le code de l'énergie (art. L.121-6) dispose que « les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées ». Cette compensation s'effectue via la Contribution aux charges de Service Public de l'Electricité (CSPE), qui est une contribution acquittée par tous les consommateurs d'électricité quel que soit leur fournisseur.
- **TCFE** : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) ont pour bénéficiaires les collectivités locales (communes, EPCI, syndicats d'énergie, départements) qui décident du taux dans les limites fixées par la loi. Les TCFE sont des accises, c'est-à-dire qu'elles sont uniquement basées sur la quantité d'électricité consommée. Tous les fournisseurs et toutes les offres sont concernés par ces taxes.
- **TVA** : La Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) s'applique sur la part fixe et la part variable de la facture d'électricité. Pour les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA :
 - Taux réduit de 5,5% sur la part fixe de la facture HTVA (abonnement et CTA)
 - Taux de 20% sur la part variable de la facture HTVA (facturation de l'énergie, TCFE et CSPE)

La satisfaction des clients aux tarifs réglementés de vente

Le suivi de la satisfaction des clients

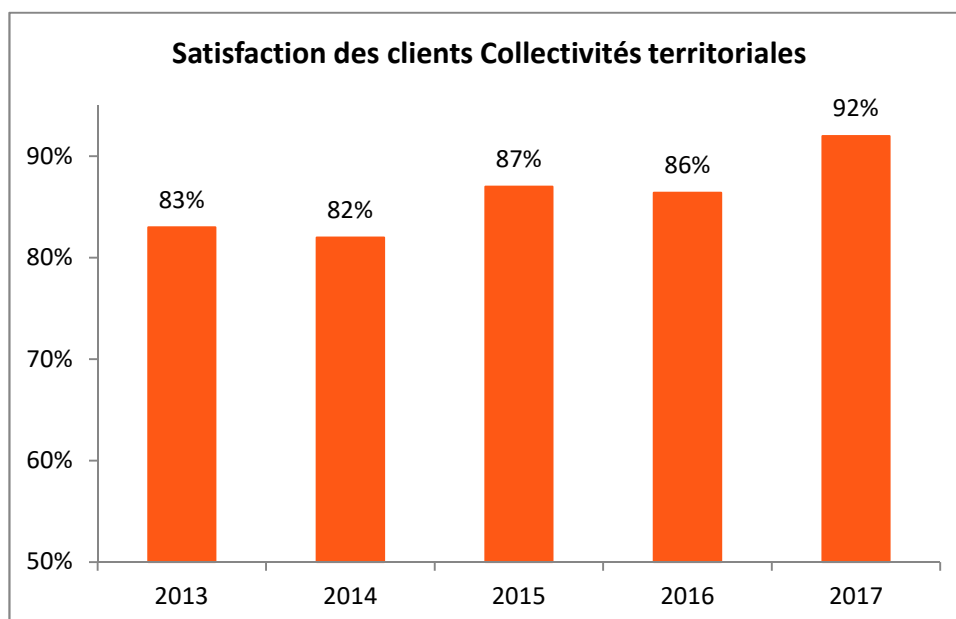
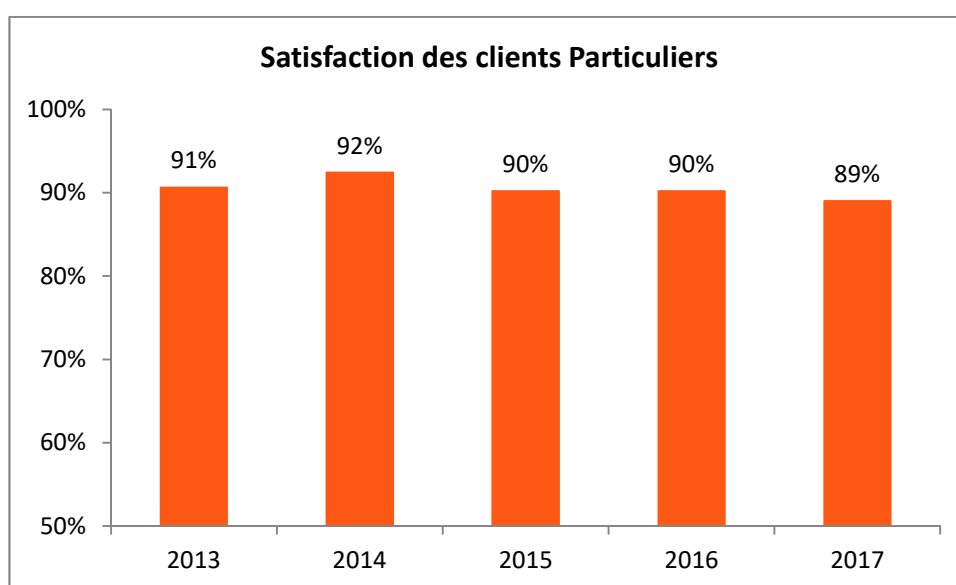
La satisfaction des clients vis-à-vis de leur fournisseur EDF témoigne d'une bonne performance, dans un contexte de changements importants.

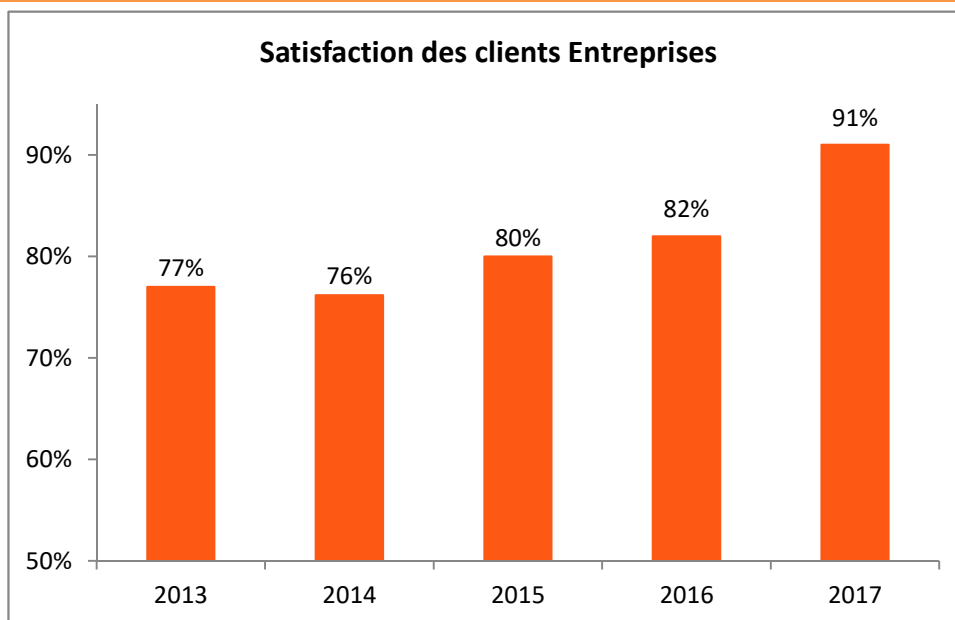
En effet, avec l'ouverture totale du marché de l'électricité au 1^{er} juillet 2007, EDF a dû adapter son organisation, ses systèmes d'information et procéder à des transferts de portefeuille clients et des plateaux d'accueil téléphonique.

La satisfaction des clients d'EDF s'est maintenue à un niveau élevé au cours des dernières années.

Nota : la satisfaction est mesurée au niveau national sur l'ensemble des clients d'EDF.

Evolution des indicateurs de satisfaction des clients d'EDF





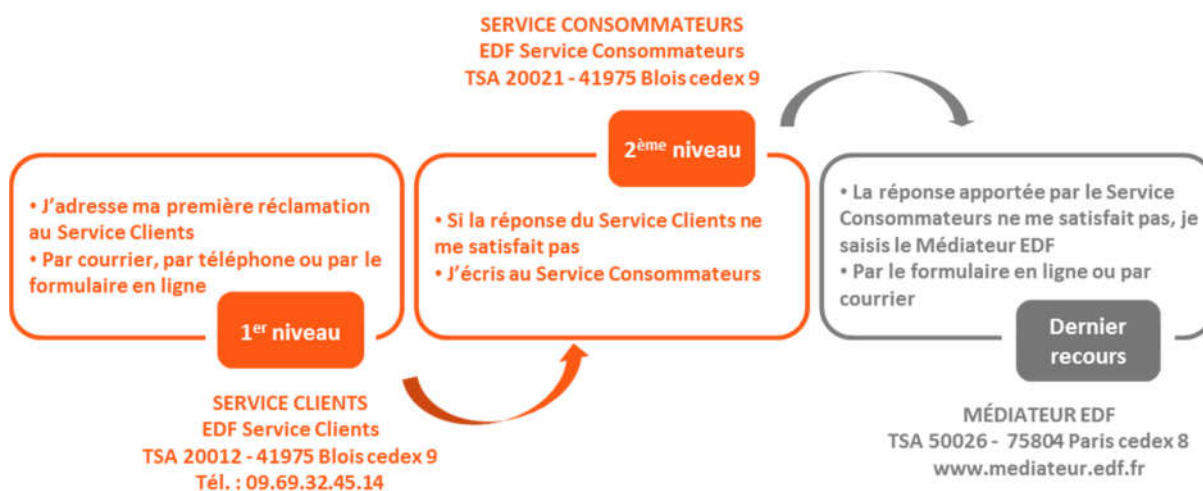
→ Les points forts de la relation d'EDF avec ses clients reposent sur **la qualité de l'accueil téléphonique et des réponses apportées.**

Le traitement des réclamations des clients particuliers

EDF veille à la satisfaction des clients de la concession et se met en situation d'accueillir et de traiter toutes leurs réclamations au moyen d'un dispositif à 3 niveaux :

- un **premier niveau** de traitement des réclamations constitué par les **Centres de Relation Client (CRC)** d'EDF (qui fonctionnent en maillage national)
- une **instance d'appel** constituée par le **Service Consommateur** d'EDF compétent sur le territoire national desservi par EDF
- un dernier recours au sein d'EDF : la saisine du **Médiateur EDF**

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



Le concessionnaire informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le CRC. L'objectif du concessionnaire est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

EDF mesure la satisfaction des clients par rapport au traitement de leurs réclamations :

Jusqu'en 2013, les indicateurs relatifs aux réclamations étaient communiqués à l'autorité concédante, chaque année dans le CRAC, à la maille inter régionale EDF. **Depuis 2014, les données relatives aux réclamations écrites des clients particuliers sont désormais fournies à la maille de la concession.**

Sur la concession	2014	2015	2016	2017
Nombre de réclamations courrier reçues	3 094	2 788	1 965	2 049
Nombre de réclamations internet reçues (*)	-	-	1 434	2 635
Taux de réponse d'EDF aux réclamations écrites (courrier + internet) sous 30 jours	91,3%	95,4%	95,3%	94,7%

(*) : depuis le CRAC 2016, EDF communique également les réclamations écrites qui lui parviennent via internet, en complément des réclamations reçues par courrier.

La relation et le service rendu aux clients aux tarifs réglementés de vente

Les engagements vis-à-vis des clients

Au-delà des dispositions du contrat de concession, les engagements du concessionnaire s'expriment au travers des conditions générales de vente et des engagements EDF & MOI :

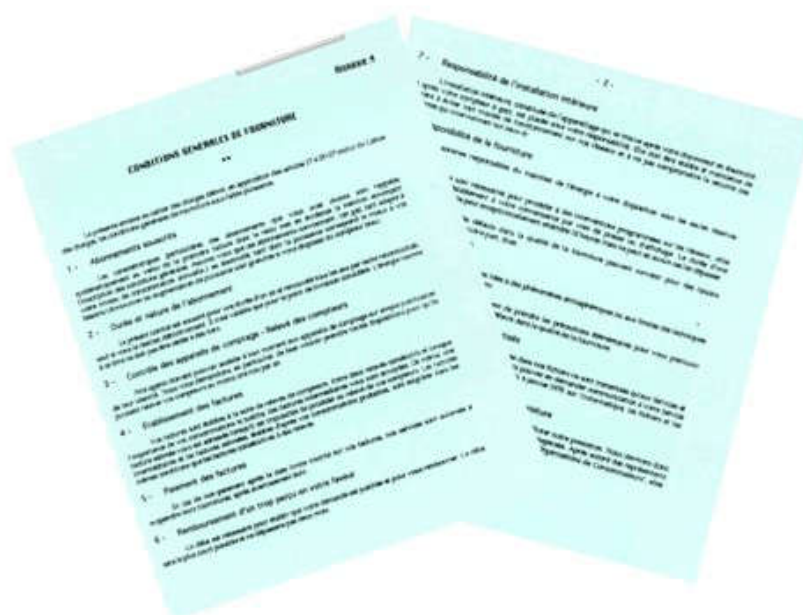
Les Conditions Générales de Vente (CGV)

Les conditions générales de vente proposées par EDF aux clients sous faible puissance sont annexées au contrat de concession (annexes 4 et 4bis pour les contrats établis à partir du modèle de 1992 et annexes 7 et 7bis pour les contrats conformes au modèle de 2017).

De portée nationale, les CGV définissent précisément les engagements contractuels d'EDF vis-à-vis des clients aux clients Tarif Bleu résidentiel et non résidentiel.

Depuis la date de signature du contrat de concession en 1992, les conditions générales de vente (CGV) proposées ont été significativement étoffées, assurant clarté et précision dans la relation contractuelle entre EDF et les clients.

Des 2 pages des CGV annexées au contrat signé en 1992...



... aux 6 pages des CGV de la version de décembre 2017 (*) avec des engagements très précis :



(*) : hors annexe (« Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique »)

Lorsqu'elles résultent d'évolutions apportées à la politique commerciale d'EDF, les modifications des CGV font l'objet d'une concertation avec les associations de consommateurs et avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes, préalablement à leur entrée en vigueur. Par ailleurs, EDF est amenée à faire évoluer les CGV afin de prendre en compte les évolutions législatives et réglementaires, en particulier celles relatives au droit de la consommation. Les organisations précitées sont alors informées par EDF des modifications apportées aux CGV préalablement à leur entrée en vigueur.

Sont retracées en annexe les évolutions apportées aux CGV au cours des 5 dernières années, telles que les CRAC en ont rendu compte.

- **Engagements « EDF & MOI » pour les clients Particuliers**

EDF a formalisé 9 engagements « EDF & MOI » par lesquels le fournisseur s'engage à apporter des réponses simples et concrètes aux attentes de ses clients Particuliers :

- **Engagement n°1** : Proposer une offre adaptée au besoin du client
- **Engagement n°2** : Facturer le client au plus juste
- **Engagement n°3** : Proposer au client des modalités de paiement souples et personnalisées
- **Engagement n°4** : Proposer au client la simplicité d'internet et l'écoute des conseillers EDF
- **Engagement n°5** : Contacter le client quand c'est utile pour lui
- **Engagement n°6** : Aider le client à trouver des solutions concrètes pour économiser l'énergie
- **Engagement n°7** : Rembourser le client sans traîner
- **Engagement n°8** : Répondre au client immédiatement en cas de réclamation ou l'informer du délai de traitement
- **Engagement n°9** : Aider le client dans les moments difficiles.

La relation avec les clients de la concession

EDF propose un dispositif de contact multicanal basé sur la proximité, la simplicité et la modernité, permettant ainsi aux clients de la concession de joindre les services d'EDF à tout moment : par téléphone, par courrier, par internet ou en utilisant leur téléphone mobile.

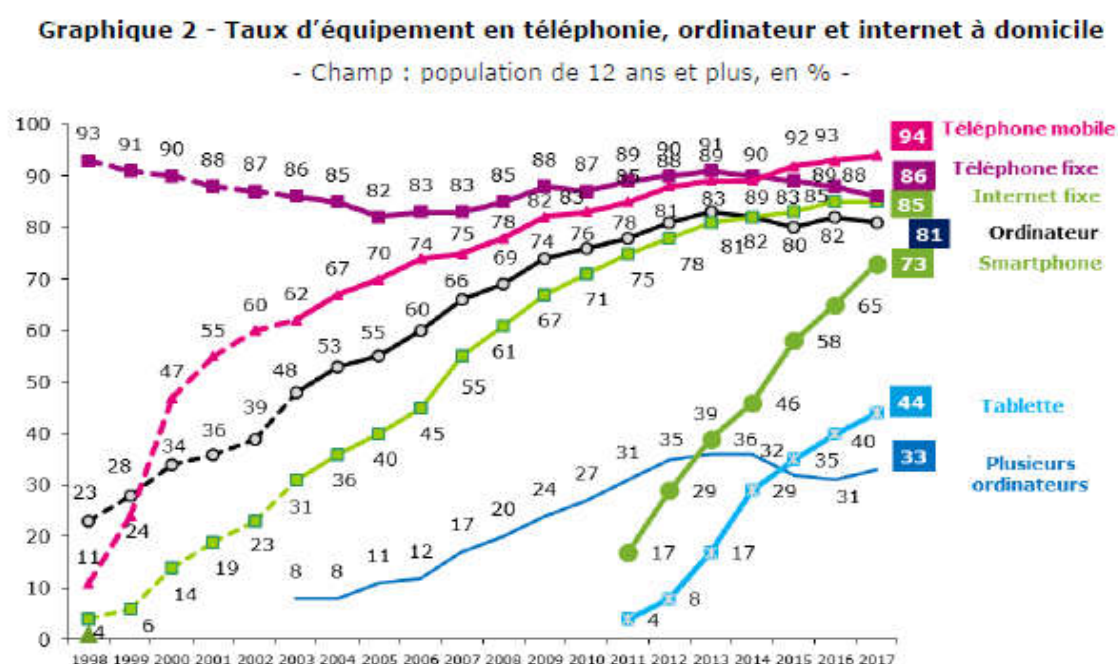
La relation digitale avec les clients :

L'équipement des Français en connexion à internet, en téléphonie mobile, smart phones et tablettes, et les usages d'internet se développent de façon massive : les attentes et les comportements des clients évoluent.

Aujourd'hui :

- **85 %** des Français ont une connexion à internet à domicile
- **94 %** des Français disposent d'un téléphone mobile
- **73 %** des Français sont équipés d'un smart phone (en forte hausse)

Source : Baromètre numérique 2017 établi par le CREDOC pour le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGE), l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (Arcep) et l'Agence du numérique)



Source : CREDOC, enquêtes « Conditions de vie et Aspirations » (vague de juin de chaque année).
Note : avant 2003 (en pointillés), les résultats portent sur les 18 ans et plus. A partir de 2003, les résultats portent sur les 12 ans et plus.

EDF répond à cette évolution par la mise en place de **canaux numériques accessibles 24h/24 – 7j/7** :

- le site **internet** edf.fr, et notamment : **particulier.edf.fr**
- les **espaces** clients **dédiés**,
- l'application **EDF & MOI** sur Smartphone.

➔ **C'est la principale évolution d'EDF dans sa relation avec les clients au cours de ces dernières années.**

Depuis ces canaux numériques, les clients peuvent accéder à l'ensemble des informations et explications concernant leur contrat de fourniture d'électricité et réaliser toutes les opérations de gestion courante de leur contrat.

- En 2017, plus de 13 millions de clients possèdent leur espace client en ligne sur le site internet EDF.
- En 2017, l'application EDF & MOI a fait l'objet d'environ 30 millions de visites ; elle a fait l'objet de plus de 4,8 millions de téléchargements depuis son lancement en 2012.

Le canal téléphonique offre aux clients de la concession la possibilité d'un contact direct avec un conseiller, au prix d'un appel local :

- via des numéros commençant par 09 (non surtaxés) disponibles pour tous les clients, accessibles, pour les clients particuliers, du lundi au samedi de 8h à 20h,
- via des numéros « verts » dédiés disponibles pour les clients relevant des dispositifs solidarité.

Pour garantir la fiabilité du canal téléphonique, EDF met au service de chacune de ses concessions **un réseau maillé nationalement de Centres de Relation Clients (CRC)**. Les appels des clients sont traités par une distribution nationale des appels optimisée, ce qui apporte une garantie de qualité de service. Les CRC sont pilotés et animés par un service national dédié au sein de la Direction Commerce d'EDF.

Par ailleurs, s'agissant des **courriers** qui lui sont adressés par les clients, EDF a organisé ses équipes de manière à traiter ces demandes avec une promesse d'accusé réception rapide et de délai de réponse adapté au niveau de complexité de la demande.

EDF est également **partenaire de structures de médiation sociale mutualisées** avec d'autres opérateurs. Pour EDF, les structures de médiation revêtent une importance majeure. Elles permettent de renouer le contact avec les familles en situation de précarité, de trouver une solution pour le règlement de leurs factures, d'informer les usagers sur les conseils en économie d'énergie et de faciliter leurs démarches administratives.



EDF partenaire de l'Association Unir la Ville PIMMS

Ce partenariat s'inscrit dans une démarche de proximité et de rapprochement des habitants avec d'autres

entreprises et organismes investis d'une mission de service public. La neutralité de la structure et sa posture de médiateur lui permettent de :

- **Soutenir et orienter** les habitants du département du **Calvados** dans l'utilisation des services publics par une information adaptée et un accompagnement personnalisé,
- **Renforcer la cohésion sociale** en apportant aide et écoute pour toutes les démarches de la vie courante,
- **Constituer des parcours de qualification** des salariés de l'Association qui rencontrent des difficultés d'intégration dans le monde du travail leur permettant d'évoluer vers une situation conforme à leurs projets professionnels personnels.

Dans ce dispositif, EDF s'appuie sur les structures de médiation sociale pour trouver des solutions aux problèmes financiers rencontrés par ses clients, pour les raisons suivantes :

- La structure de médiation sociale est un relais qui permet de renouer le lien avec des clients qu'EDF n'arrive plus à contacter, clients qui se trouveraient alors dans des procédures de recouvrement classiques,
- les structures de médiation sociale peuvent réaliser un examen de la situation financière globale du client, en traitant notamment le problème de non-recours aux aides possibles, alors que les conseillers solidarité d'EDF n'ont ni la compétence, ni la légitimité pour le faire.

Pour l'exercice 2017, **EDF a versé 48 000 euros à l'Association Unir la Ville PIMMS de Caen et d'Hérouville Saint Clair** pour assurer ces missions.

Les conseils aux clients de la concession

Aider les clients à maîtriser leur facture d'électricité est pour EDF un enjeu prioritaire.

EDF a ainsi fait le choix de proposer des solutions en ce sens à ses clients.

➤ Le conseil tarifaire

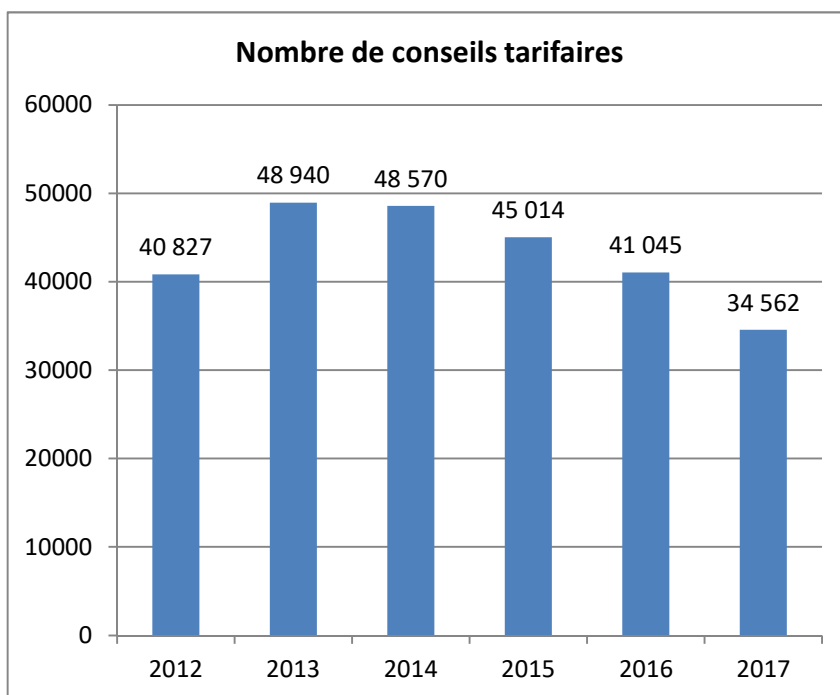
Le conseil tarifaire (également désigné : conseil énergie) consiste à proposer le contrat de fourniture le plus adapté au client sur la base d'une estimation de consommation à la mise en service ou sur la base de la consommation réelle en vie courante du contrat.

Le conseil tarifaire sur la concession

Un conseil tarifaire est effectué systématiquement à la souscription du contrat, et par la suite à la demande du client. L'évolution du nombre de conseils tarifaires est notamment fonction des souscriptions de contrats.

Nota :

- ne sont pas comptabilisés les conseils tarifaires que le client peut obtenir par lui-même à partir du canal digital : la solution e.quilibre permet ainsi au client de vérifier à tout moment l'adéquation de son tarif.
- il est précisé que l'Accompagnement Energie (cf. infra) inclut un conseil tarifaire.



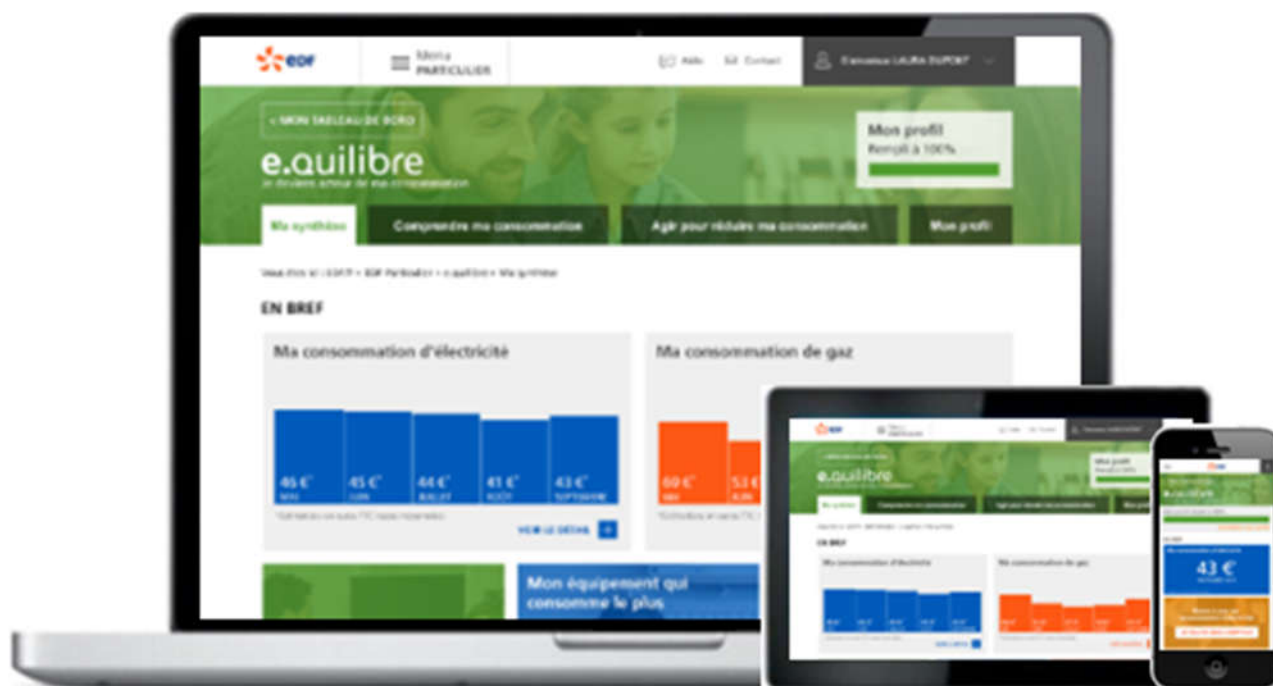
Nota : données sur le périmètre de la concession

➤ La sensibilisation aux éco-gestes

EDF mène auprès des clients des actions de sensibilisation aux gestes du quotidien permettant de réaliser des économies d'énergie :

- **Sur internet**, depuis le site particuliers.edf.fr, accès à une rubrique « économies d'énergie et travaux » ;
- Une **brochure éco-gestes** disponible pour les clients ;
- Des **courriels** envoyés aux clients pour leur expliquer de manière pédagogique les éco-gestes quotidiens, pour leur permettre de réaliser des économies d'énergie ;

- « **e.quilibre** », une nouvelle solution digitale, proposée par EDF depuis le printemps 2015, pour accompagner les clients Particuliers : grâce à cet outil, le client peut mieux comprendre et agir sur sa consommation d'énergie, et devenir ainsi acteur de la transition énergétique. L'outil « e.quilibre » est inclus dans le contrat électricité. Il est accessible depuis l'espace Client.



L'aide aux clients de la concession en difficulté de paiement

Le dispositif « Accompagnement Energie » d'EDF permet d'apporter une solution immédiate personnalisée à tout client exprimant une difficulté à payer sa facture d'électricité.

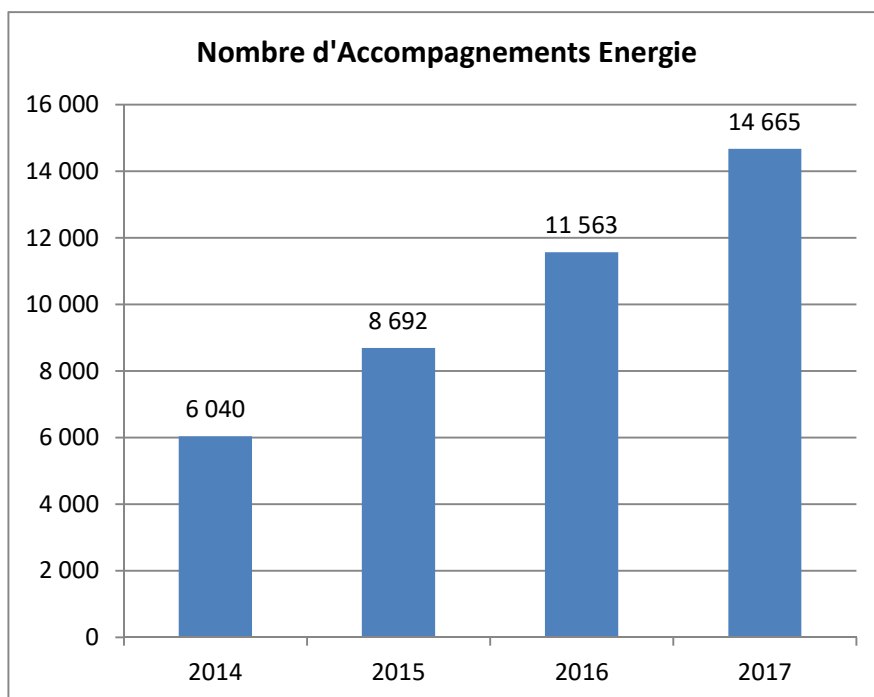
Dans le cadre de ce dispositif lancé en 2010, le conseiller EDF :

- vérifie que la facture a bien été établie sur la base d'un index réel et que le client bénéficie du tarif correspondant à son mode de consommation ;
- donne au client des conseils en matière d'économies d'énergie ;
- engage avec le client un échange sur les conditions de règlement pouvant passer par l'attribution d'un délai de paiement et la proposition d'un mode de paiement plus adapté à sa situation ;
- informe le client sur les tarifs sociaux, notamment le Tarif de Première Nécessité (TPN) en électricité, le cas échéant ;
- oriente le client, si nécessaire, vers les services sociaux.

Depuis le CRAC de l'exercice 2014, EDF rend compte à l'autorité concédante du nombre d'Accompagnements Energie réalisés au profit des clients de la concession.

L'Accompagnement Energie

Les conseillers clientèle d'EDF sont mobilisés pour accompagner les clients lorsque ces derniers font part de difficultés à régler leur facture d'électricité.



Nota : données sur le périmètre de la concession

L'action d'EDF à destination des clients démunis

La solidarité constitue l'une des valeurs fondamentales du concessionnaire EDF qui a fait le choix d'inscrire son action dans une démarche de partenariat avec les collectivités locales.

L'objectif d'EDF est que la facture d'énergie ne soit pas un facteur aggravant de la précarité.

L'action d'EDF vers les clients démunis comprend plusieurs volets :

- l'aide au paiement ;
- l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique ;
- la prévention des situations de précarité énergétique.

Le Tarif Première Nécessité (TPN)

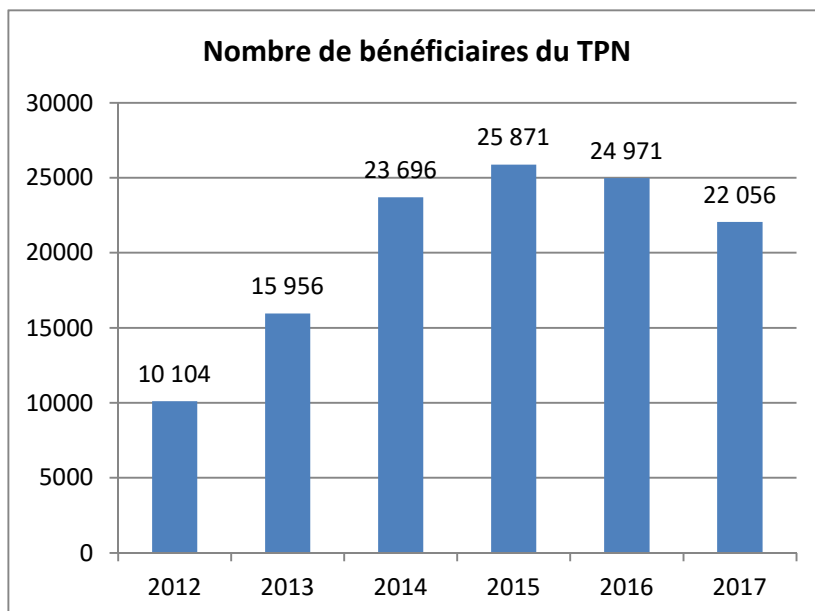
Evolution du nombre de clients bénéficiant du TPN sur la concession

Depuis le décret du 8 mars 2012, l'attribution du TPN est automatique : tout client d'EDF éligible au TPN en bénéficie, sauf opposition expresse de sa part.

A mi 2013 : mise en œuvre de l'arrêté du 21 décembre 2012 modifiant le montant des ressources permettant de bénéficier des tarifs sociaux de l'énergie.

Publication de la loi dite Brottes le 15 avril 2013 et de son décret d'application en novembre 2013 :

- élargissement de l'attribution du TPN à de nouveaux bénéficiaires,
- attribution du TPN par tous les fournisseurs d'électricité (l'application du TPN est retirée du champ de la concession),
- extension du bénéfice des tarifs sociaux aux résidences sociales conventionnées,
- protection « Trêve hivernale » avec maintien de la puissance électrique contractuelle entre le 1er novembre et le 15 mars pour les bénéficiaires du TPN, prolongée au 31 mars (loi TEPCV du 17 août 2015)



NB : la restitution du nombre de bénéficiaires au 31/12/17 a été affectée par la suppression du TPN, auquel a succédé en 2018 le chèque énergie.

L'expérimentation du chèque énergie en 2016-2017 sur 4 départements, et sa généralisation en 2018

EDF a participé à l'expérimentation du chèque énergie décidée par les pouvoirs publics (loi TECV du 17 août 2015).

Concernée comme tous les fournisseurs, EDF a mis en œuvre cette expérimentation en 2016 et 2017 auprès de ses clients éligibles au chèque énergie, dans les quatre départements retenus par le décret n° 2016-555 du 6 mai 2016 relatif au chèque énergie : l'Ardèche, l'Aveyron, les Côtes-d'Armor et le Pas-de-Calais.

Un bilan a été réalisé au dernier trimestre 2017 par les pouvoirs publics qui ont décidé de la généralisation du chèque énergie à compter de 2018. Les tarifs sociaux de l'énergie (TPN et TSS) sont donc supprimés au 31 décembre 2017.

Le Fonds Solidarité Logement (FSL)

EDF est un partenaire actif du Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL), aux côtés des collectivités territoriales, des conseils départementaux et des différents acteurs sociaux (DDASS, CAF, ASSEDIC...),

EDF s'implique dans ce dispositif de proximité qui a pour vocation l'aide aux personnes en difficulté pour accéder à un logement ou pour s'y maintenir.

Installé dans chaque département, le Fonds de Solidarité Logement (FSL) accorde des aides financières aux personnes ayant des difficultés pour régler les charges de leur logement et toutes leurs dépenses locatives. Il permet ainsi de financer :

- Un dépôt de garantie
- L'assurance d'un logement

- Les impayés de factures d'électricité, de gaz, d'eau et même de téléphone fixe.

Sur la période concernée, EDF est restée au niveau national le 1^{er} contributeur aux FSL après les collectivités territoriales.

Il est rappelé que le niveau de contribution des fournisseurs d'électricité aux FSL n'est pas imposé par la loi mais résulte d'un choix d'entreprise. Les contributions des fournisseurs d'électricité aux Fonds Solidarité Logement font l'objet d'une compensation publique dans la limite d'un plafond défini par la réglementation.

Evolution de la contribution d'EDF au FSL du département du Calvados

En 2017, EDF a contribué au FSL du département du **Calvados** à hauteur de **250 000 euros**

Nota :

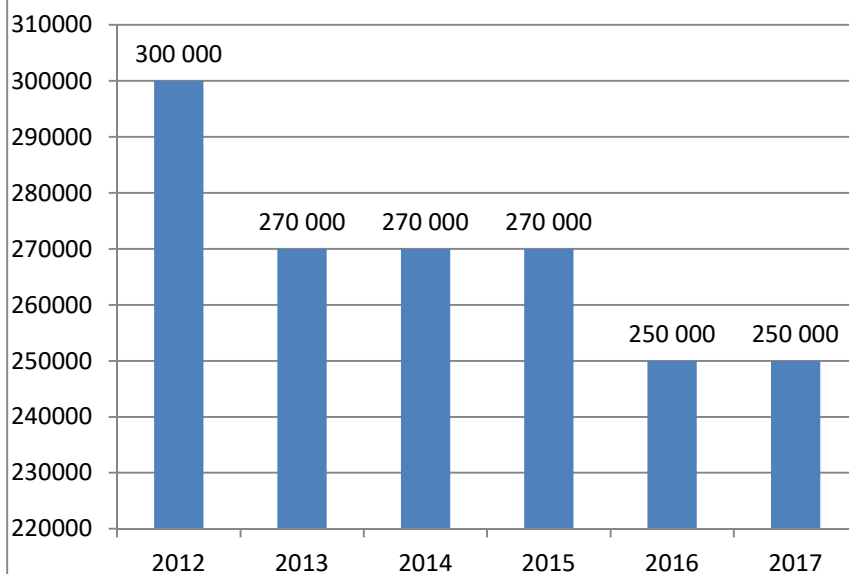
- le montant de la contribution au FSL est décidé par EDF ;
- les contributions au FSL sont compensées dans une limite fixée par la réglementation.

Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité sur la concession (*):

- **2014 : 1 926**
- **2015 : 1 762**
- **2016 : 1 551**
- **2017 : 1 234**

(*) : données complémentaires à celles du CRAC. Il est rappelé que les aides ne sont pas attribuées par le concessionnaire EDF.

Montant de la contribution d'EDF



Les partenariats d'EDF

EDF a noué **des partenariats forts inscrits dans la durée** avec des associations engagées dans la lutte contre la précarité énergétique.

- **Partenariats d'EDF avec plusieurs grandes associations nationales**

EDF entretient plusieurs partenariats, notamment avec le **Secours Populaire**, le **Secours Catholique** ou encore l'**UNCCAS**. Ces partenariats font l'objet de conventions régulièrement renouvelées.



Ces partenariats sont tournés vers l'action, en rapprochant les équipes d'EDF spécialisées dans le champ de la solidarité et les agents et bénévoles des associations et organismes partenaires.

Cela se traduit notamment par des formations dispensées par EDF pour permettre d'améliorer l'information des personnes en difficulté sur le chèque énergie, les économies d'énergie, les programmes de rénovation solidaire, ... EDF peut également mettre à la disposition des membres des

associations un numéro de téléphone dédié, leur permettant d'entrer rapidement en contact avec les conseillers solidarité d'EDF. Ce lien privilégié permet aux associations de solliciter EDF pour traiter des situations d'urgence requérant une prise en charge rapide par EDF.

- **Participation d'EDF au programme « Habiter Mieux » de l'Anah**



Le programme « Habitat Mieux » de l'Agence nationale de l'habitat (Anah) prévoit des aides pour réaliser des travaux de rénovation, s'il y a garantie d'atteindre un certain seuil de gain énergétique.

Depuis son lancement en 2011, près de 200 000 logements ont ainsi été rénovés.

Les propriétaires occupants à faibles revenus, qui en ont bénéficié, ont ainsi amélioré leur habitat et réalisé un gain énergétique moyen de plus de 40 %, les aides du programme pouvant aller, en fonction des travaux, jusqu'à 12 000 euros.

EDF est partenaire ce programme depuis 2011. Habiter mieux répond à deux priorités d'EDF. Tout d'abord, il favorise la rénovation des bâtiments pour réduire les consommations énergétiques. Ensuite, il apporte une aide aux clients en situation financière fragile afin que leur facture énergétique n'aggrave pas leur situation tout en améliorant le confort dans leur logement.

L'implication d'EDF se traduit par ses actions pour aider à la promotion de ce programme pour lequel EDF reste le premier financeur privé, avec une participation financière d'EDF de 60,5 millions d'euros pour la période 2016-2017.

- **Participation d'EDF au programme « Toits d'abord » de la Fondation Abbé-Pierre**



Le partenariat avec la Fondation Abbé-Pierre s'est inscrit dans le cadre du programme « 2000 Toits – 2000 familles », centré sur la mise à disposition de logements performants destinés à des populations en difficulté et la mise en place d'un dispositif d'accompagnement des familles en difficulté puis, depuis 2012, dans le cadre du programme « Toits d'abord ».

L'arrêté du 6 juillet 2016 a validé le programme « Toits d'abord » comme programme de réduction de la consommation énergétique des ménages en situation de précarité énergétique.

Ce programme vise à la production d'une offre locative à loyers « très sociaux » à très haute performance énergétique destinée aux ménages les plus défavorisés en situation de grande précarité énergétique. L'objectif est de ramener la dépense contrainte pour les locataires de ces logements à un niveau acceptable et compatible avec une insertion durable.

L'équipe solidarité d'EDF intervenant sur le périmètre de la concession



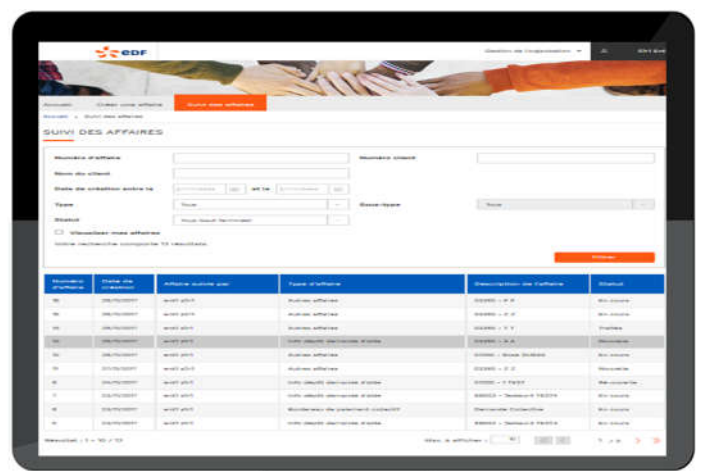
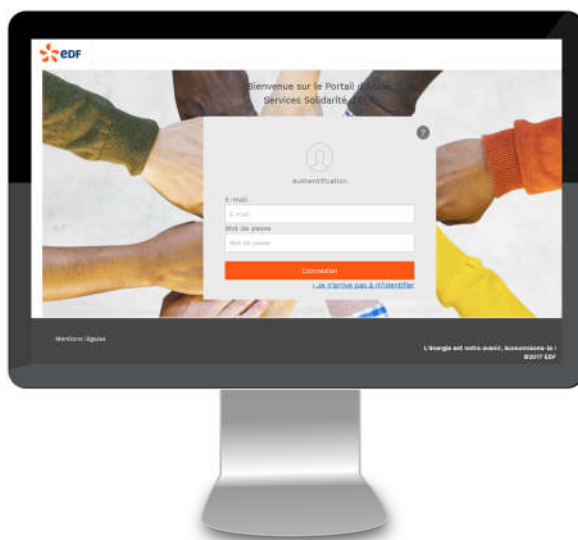
Une équipe de **conseillers Solidarité** au sein de la Direction Commerce d'EDF Ouest accompagne au quotidien les travailleurs sociaux.

Les conseillers Solidarité apportent des solutions souples et adaptées aux situations des clients démunis.

Le **Correspondant Solidarité EDF**, dédié au département de **Calvados**, porte la politique Solidarité d'EDF auprès des travailleurs sociaux et des bénévoles des associations d'aide. Son action couvre principalement l'information sur les tarifs sociaux, la formation et la pédagogie autour des bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie.

Plusieurs canaux mis à la disposition des élus et travailleurs de l'action sociale pour contacter les conseillers solidarité :

- une ligne téléphonique dédiée : **0 810 810 111**
- un portail internet : le **PASS (Portail d'Accès aux Services Solidarité d'EDF)**



- une adresse électronique dédiée : <https://pass-collectivites.edf.com>

Annexe n° 1 Evolution des Conditions Générales de Vente

Sont retracées ci-après les évolutions apportées aux CGV au cours des cinq dernières années, tel que les CRAC en ont rendu compte :

Evolutions des CGV en 2013 :

Les CGV de la fourniture d'électricité au Tarif Bleu pour les clients particuliers ont été modifiées après consultation des associations nationales de consommateurs agréées et en concertation avec la FNCCR. Une réunion de concertation s'est tenue le 30 mai 2013 entre EDF et la FNCCR.

Les modifications les plus notables ont été les suivantes :

- Les précisions apportées sur la souscription et la résiliation des contrats, la facturation (modalités de facturation et de paiement), les délais de remboursement et la protection des données personnelles,
- La suppression des frais de rejet de prélèvement ;
- L'application effective de pénalités de retard dont le montant ne pourra être inférieur à 7,5 € ;
- Tous les clients ont reçu les CGV modifiées au cours du second trimestre 2013.

Les CGV modifiées sont entrées en vigueur au 1^{er} février 2014.

Evolutions des CGV en 2014 :

EDF a modifié les CGV de la fourniture d'électricité au Tarif Bleu pour les clients particuliers afin de prendre en compte les dernières évolutions législatives et réglementaires et de clarifier la rédaction de certaines clauses dans un souci de meilleure compréhension par les clients.

Les nouvelles CGV ont été élaborées après consultation des 16 associations de consommateurs nationales agréées et en concertation avec la FNCCR. Elles sont entrées en vigueur le 1^{er} février 2014.

Parmi les modifications les plus notables :

La distinction faite entre EDF, fournisseur d'électricité et ERDF, gestionnaire du réseau de distribution d'électricité clarifiant ainsi les missions et responsabilités respectives de ces deux entités à l'égard du client,

La prise en compte de l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures d'électricité ou de gaz naturel avec des précisions apportées sur les points suivants :

- La formule de calcul des estimations des factures estimées,
- Les modalités de transmission des index pour prise en compte sur la facture suivante,
- Les modalités de remboursement des trop-perçus pour les contrats en cours.

La suppression des frais prévus en cas de rejet de paiement,

L'application effective des pénalités en cas de retard de paiement d'un montant minimum de 7,5 €.

Evolutions des CGV en 2015 :

EDF a modifié les CGV de la fourniture d'électricité pour les clients particuliers afin de les mettre en conformité avec les évolutions législatives et réglementaires (essentiellement celles résultant de la loi consommation du 17 mars 2014). Les CGV modifiées sont entrées en vigueur le 15 juillet 2015.

Les modifications apportées sont les suivantes :

Délai de rétractation : le délai de rétractation du client, qui souscrit son contrat à distance, est porté de 7 à 14 jours à compter de la date de souscription du contrat. Cette disposition ne concerne que les nouveaux contrats ;

Changement d'option tarifaire : la modification de l'option tarifaire n'est possible désormais que dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du réseau public de distribution (RPD) consultable sur le site erdf.fr ;

Continuité et qualité de fourniture d'électricité : lorsque le client subit une interruption de fourniture supérieure à six heures imputable à une défaillance des réseaux publics de distribution, EDF lui reverse automatiquement une pénalité égale à 20 % de la part fixe annuelle du tarif d'utilisation du RPD, par période de six heures d'interruption consécutives ;

Établissement de la facture : si ERDF n'a pas respecté un rendez-vous technique sans en informer préalablement le client, EDF verse au client, sans qu'il ait besoin d'en faire la demande, une somme égale à celle qu'il devrait payer s'il était absent à un rendez-vous convenu avec ERDF ;

Correspondance et informations :

- un contact par courriel a été ajouté : « serviceclient@edf.fr » ;
- une mention visant à promouvoir une consommation d'énergie sobre et respectueuse de l'environnement a été insérée.

Les CGV modifiées ont été adressées aux nouveaux clients à compter du 15 juillet 2015 et ont été mises en ligne sur le site edf.fr à cette même date. Les clients existants à cette date ont été informés via un encadré sur la lettre « EDF & MOI » jointe à leur facture. Les nouvelles CGV leur sont envoyées sur simple demande.

Les CGV de fourniture d'électricité au Tarif Bleu pour **les clients non résidentiels** ont également évolué en 2015. Les évolutions ont fait l'objet d'une concertation avec la FNCCR.

Les CGV modifiées applicables aux sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA sont entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2015.

Les principales modifications apportées sont les suivantes :

Distinction entre EDF, fournisseur d'électricité, et ERDF, gestionnaire du réseau de distribution d'électricité : elle clarifie, dans l'ensemble des articles, les missions et les responsabilités respectives des deux entités à l'égard des clients ;

Responsabilités et obligations du gestionnaire de réseau ERDF :

- la relation directe entre le client et ERDF est possible pour les prestations relevant de l'acheminement,
- la continuité et la qualité de fourniture d'électricité : même disposition que pour les clients « Particuliers » (cf. supra),
- le changement de compteur : ERDF peut modifier ou remplacer le dispositif de comptage en fonction des évolutions réglementaires (Décret n°2010-1022 du 31 août 2010),
- le dysfonctionnement de comptage : ERDF évalue et communique au client le volume estimé de sa consommation, que ce dernier peut contester sur la base d'éléments circonstanciés ; sans réponse du client sous 30 jours, l'évaluation produite est considérée comme validée et EDF procède à la rectification de la facture,
- les données à caractère personnel : mise à disposition du client par ERDF, sur son site internet, de l'historique des données de consommation et de puissance de tout site équipé d'un compteur communicant télé-relevé quotidiennement ;

Caractéristiques des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) : le client choisit l'option tarifaire selon ses besoins. Il peut demander à changer d'option tarifaire en cours de contrat après l'avoir conservée pendant au moins douze mois consécutifs, afin de respecter le caractère annuel de l'abonnement ;

Facturation : si le client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter un rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, EDF procède alors au remboursement du montant des frais appliqués ;

Modalités de paiement :

- moyen de paiement : le client dispose de possibilités de paiement élargies, notamment par télépaiement et carte bleue via internet ;
- pénalités de retard du client pour non règlement ou d'EDF pour un remboursement au client : le taux d'intérêt retenu est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne (BCE) à ses opérations principales de refinancement les plus récentes, majoré de 10 points de pourcentage (8 points dans les précédentes CGV) ;
- factures impayées des parties communes d'immeubles : EDF peut demander l'interruption de la fourniture dans le respect des dispositions du décret n° 2008-780 du 13 août 2008.

Les CGV modifiées ont été mises à la disposition des clients à partir du 1^{er} novembre 2015 sur le site edf.fr ou remises, sur simple demande orale ou écrite adressée au service clients dont les coordonnées figurent sur la facture.

Evolutions des CGV en 2016 :

Les conditions générales de vente d'électricité (CGV) pour les clients au Tarif Bleu résidentiel ont évolué le 3 octobre 2016 pour tenir compte de l'évolution des dispositions législatives et réglementaires. Elles intègrent également la nouvelle dénomination du distributeur, Enedis.

Les principales modifications apportées aux CGV des clients au Tarif Bleu résidentiel sont les suivantes :

Article 3-1 Souscription du contrat, date de prise d'effet :

Le délai prévisionnel de livraison de l'électricité est désormais précisé : 5 jours ouvrés pour un raccordement existant et 10 jours ouvrés pour un nouveau raccordement.

Article 3-1 Souscription du contrat, droit de rétractation :

L'article mentionne plus précisément le point de départ du délai de rétractation, ainsi que l'hypothèse selon laquelle il tombe un jour férié ou chômé.

Article 7-4 Contestation et régularisation de facturation - Régularisation par EDF :

La régularisation des factures ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de 14 mois au dernier relevé ou auto-relevé sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque le distributeur a signifié au client par lettre recommandée avec accusé de réception le défaut d'accès à son compteur ou l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- en cas de fraude.

Article 12 Modes de règlement de litiges :

Il est désormais explicitement indiqué que les clients ne doivent pas nécessairement passer par tous les niveaux de traitement des réclamations internes pour saisir le médiateur national de l'énergie. En outre, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou n'a pas été résolu dans un délai de 2 mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de 10 mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie.

Article 14 Correspondance et informations :

Il est fait référence à la liste d'opposition au démarchage téléphonique Bloctel à laquelle les clients peuvent s'inscrire gratuitement sur le site bloctel.gouv.fr.

Les CGV des clients au Tarif Bleu non résidentiel n'ont pas été modifiées en 2016. Les CGV appliquées sont celles qui sont entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2015.

Evolutions des CGV en 2017 :

Les conditions générales de vente d'électricité (CGV) pour les clients au Tarif Bleu résidentiel ont évolué en décembre 2017. La modification principale a consisté à séparer dans les CGV les clauses relatives à la fourniture d'électricité par EDF des clauses relatives à son acheminement par Enedis. Cette séparation fait suite à une recommandation de la CRE.

Les autres modifications tiennent compte d'évolutions réglementaires et du déploiement des compteurs communicants ou procèdent d'un alignement sur les CGV pour les clients au Tarif Bleu non résidentiel.

Les principales modifications apportées aux CGV des clients au Tarif Bleu résidentiel sont les suivantes :

Article 3.4 : résiliation du contrat

- Résiliation du contrat par EDF

Les nouvelles CGV précisent que le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD).

- Dans tous les cas de résiliation

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, la facture de résiliation est établie sur la base des consommations télérelevées le jour de la résiliation. A défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial.

Article 6.2 : modalités de facturation

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

Article 7.2 : modes de paiement

Le télé-règlement change de nom et devient le TIP en ligne.

Le chèque énergie est ajouté dans les modes de paiement.

Article 7.5 : dispositions pour les clients en situation de précarité

Les nouvelles CGV précisent les modalités pour bénéficier du chèque énergie. Le dispositif fait l'objet d'une information sur le site chequeenergie.gouv.fr et sur simple appel au 0 805 204 805 (appel et service gratuits).

Article 8.2 : responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable en cas de non-respect et mauvaise exécution des conditions relatives à l'accès et l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD annexée aux CGV.

Article 9 : données à caractère personnel

Les nouvelles CGV font référence au règlement européen du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données qui sera applicable à compter du 25 mai 2018. Elles mentionnent également la durée de conservation des données personnelles, soit pendant toute la durée du contrat et 5 ans après sa résiliation.

Enfin, les CGV précisent les nouvelles modalités selon lesquelles le client peut exercer son droit d'opposition.

Article 12 : correspondance et informations

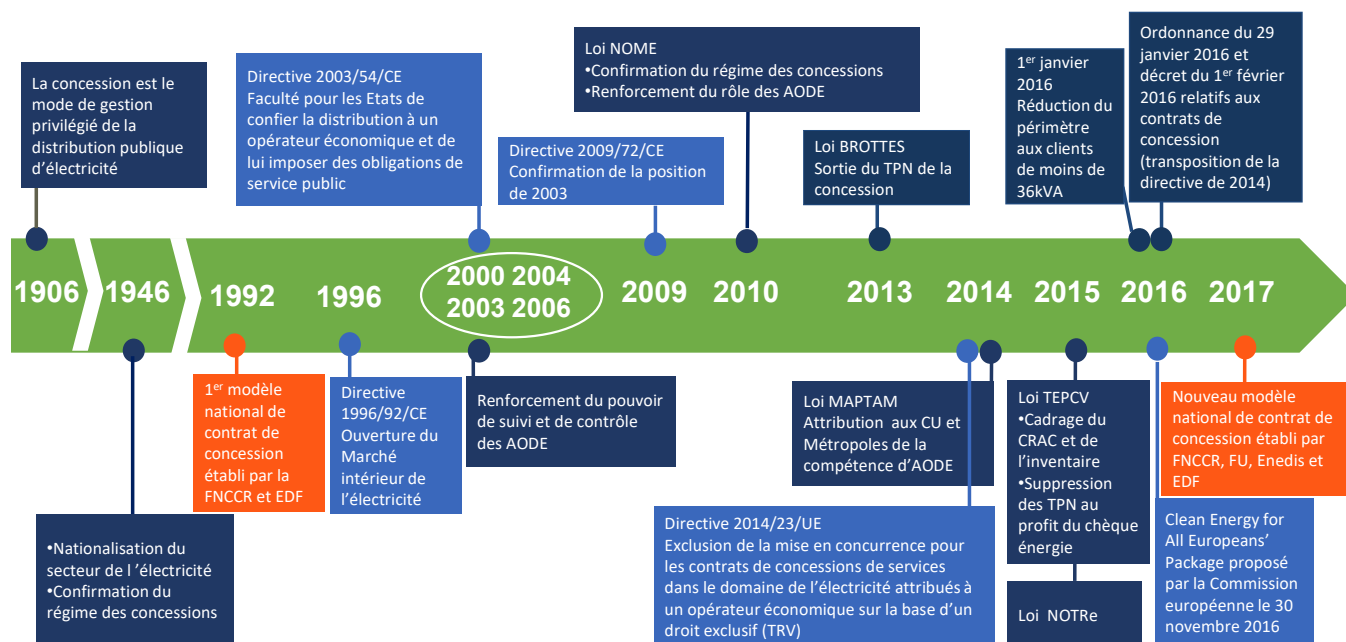
Pendant la durée du contrat, EDF met à la disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site edf.fr lui permettant notamment de consulter son contrat, ses factures et suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder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

Les coordonnées du site internet où le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie ont été mises à jour :

<https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Les CGV des clients au Tarif Bleu non résidentiel n'ont pas été modifiées en 2017. Les CGV appliquées sont celles qui sont entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2015.

Annexe n° 2 : Evolution du cadre juridique des concessions depuis 1906



Annexe n° 3 : Lexique

Termes	Définition
CGV	Conditions Générales des Vente
CRC	Centre de Relation Clients
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSPE	Contribution aux Charges de Service Public de l'Electricité
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
FU	France Urbaine (née de la fusion de l'AMGVF : Association des Maires des Grandes Villes de France et de l'ACUF : Association des Communautés Urbaines de France)
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement
MDE	Maîtrise de la Demande en Energie
NOME	Loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (7 décembre 2005)
PASS	Portail d'Accès aux Services Solidarité d'EDF
TCFE	Taxes (communale et départementale) sur la Consommation Finale
TECV	Loi relation la Transition Energétique pour la Croissance Verte (17 août 2015)
TPN	Tarif de Première Nécessité (électricité)
TRV	Tarifs Réglementés de Vente (Tarif Bleu, Tarif Jaune, Tarif Vert)
TSE	Tarifs Sociaux de l'Energie (TPN et TSS)
TSS	Tarif Spécial de Solidarité (gaz)

La qualité de service de la concession de distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente caractérise la relation entre un usager et le Concessionnaire (en l'occurrence, Enedis en tant que gestionnaire de réseau et EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés).

La relations entre les utilisateurs du réseau et le gestionnaire du réseau de distribution

• Nombre de PDL* (Points De Livraison)

Maille* concession		Au 31/12/2012	Au 31/12/2013	Au 31/12/2014	Au 31/12/2015	Au 31/12/2016	Au 31/12/2017
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	424 095	427 392	431 462	435 245	439 047	449 238
Entre 36 et 250 kVA	C4	4 296	4 443	4 529	4 592	4 641	4 712
> à 250kVA	C1 à C3	1 027	1 016	1 005	995	982	977

• Satisfaction clients

De 2010 à juin 2016, la satisfaction client était évaluée grâce à un système d'enquête « à froid » (deux mois max après intervention). Les principes de cette enquête :

- Tous les clients ayant connu une intervention des services d'Enedis étaient interrogés ;
- Des enquêtes téléphoniques mensuelles, conduite 4 à 6 semaines après l'intervention, basée sur un questionnaire long (30 à 40 questions) ;
- 4 axes de questionnement : raccordement, mise en service, intervention technique et relève ;
- Des résultats traités pour obtenir une moyenne annuelle par item.

Maille Normandie	2012*			2013			2014			2015			2016			2016		
	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part	C2- C4 Ent	C5 Pro	C5 Part
Taux de satisfaction globale		88,4 %	89,6 %	83,9 %	93,7 %	91,2 %	86,6 %	88,8 %	98,0 %	93,7 %	96,5 %	94,4 %	87,2 %	86,7 %	91,6 %	88,2 %	88,1 %	90,3 %
Raccordement	75,7 %	83,5 %	88,5 %	77,3 %	90,9 %	89,8 %	81,3 %	92,3 %	93,5 %	83,9 %	90,9 %	90,5 %	90,7 %	88,6 %	90,0 %	82,6 %	84,3 %	86,6 %
Mise en service	81,8 %	90,1 %	88,3 %	82,5 %	89,4 %	90,1 %	84,6 %	86,9 %	90,2 %	94,9 %	88,4 %	92,2 %	87,2 %	86,7 %	91,6 %	88,2 %	88,1 %	90,3 %
Intervention Technique	84,3 %	89,0 %	93,4 %	84,9 %	92,7 %	91,6 %	85,2 %	87,6 %	89,3 %		92,4 %	94,0 %						
Relève	87,7 %	92,1 %	97,6 %	84,3 %	93,3 %	92,3 %	87,6 %	95,0 %	96,4 %		93,9 %	96,2 %						

NB : Résultats non disponible à la maille de la concession – Maille Normandie utilisée

Depuis mai 2016, Enedis a modifié son dispositif de mesure de la satisfaction client, qui évolue vers un système d'enquête « à chaud » (Max 48H après la prestation). Les principes du nouveau dispositif :

- Tous les clients ayant connu une intervention des services d'Enedis sont interrogés ;
- Enquête par sms ou mél 48h après la prestation basée sur un questionnaire court (2 à 5 questions) et laissant de la place au verbatim client ;
- De nouveaux axes de questionnement, en plus des axes historiques : accueil dépannage, intervention dépannage, accueil distributeur, coupures pour travaux, qualité de traitement de la réclamation client, déplacements d'ouvrages, modification de branchement ;
- En cas d'insatisfaction exprimée, rappel du client par Enedis ;
- Des résultats traités pour obtenir une moyenne annuelle par item.

	2016 Nouvelle méthode Maille concession En %		2016 Maille nationale En %	
	Pro	Part	Pro	Part
Taux de satisfaction globale	86,71	91,58	88,10	90,25
Raccordement	88,61	90,02	84,30	86,55
Mise en service	86,71	91,58	88,10	90,25
Intervention Technique				
Relève				
Accueil dépannage				
Intervention dépannage				
Accueil distributeur				
Coupures pour travaux				
Qualité du traitement de la réclamation				
Déplacements d'ouvrages				
Modifications de branchement				

2017 Maille concession en %			2017 Maille nationale en %		
C5 part	C5 pro	C2-C4	C5 part	C5 pro	C2-C4
86,7	90,1	98,2	86,9	86,1	87,6
85		100	82,3	87,1	85,5
C5 Pro : 89.4% (maille régionale)					

- Respect des délais d'envoi des propositions de raccordement

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux moyen annuel en %	95,6	92,3	56,4	54,8	83,4	80,9
Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés)	7	8	26	23	19	19

Consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA – sans adaptation du réseau

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux moyen annuel en %	95,3	94	78,9	89,5	91,3	91,6
Délai moyen d'envoi du devis (en jours ouvrés)	16	21	32	23	23	21

Producteurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA – sans adaptation du réseau

- **Respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements¹**

Maille DR Normandie	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux moyen annuel	ND	ND	ND	94,41	95,44	96,32

Consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA

- **Taux de mises en service (avec déplacement) sur installation existante réalisées dans les délais demandés**

Maille ²	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux moyen annuel en %	96,8	96,8	97,4	96,9	97,2	95,0

- **Relevés annuels des index réels**

Les valeurs indiquées correspondent au taux de compteurs ayant fait l'objet d'à minima un relevé sur index réel dans l'année.

Maille ex-centre*	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux	94,9	95	94,8	94,8	95,5	75,4

- **Relevés semestriels des index réels**

Les valeurs indiquées correspondent au taux de compteurs ayant fait l'objet de relevés semestriels ; les index peuvent avoir été relevés par le client (auto-relève).

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux	ND*	ND	ND	ND	ND	ND

*ND : Non Disponible

Cet indicateur est suivi nationalement par la CRE.

- **Politique de traitement des réclamations**

Enedis s'est dotée d'une cellule écoute client au niveau des Directions Régionales qui traite les réclamations en première instance.

Au plan national, le département écoute client national d'Enedis traite les réclamations appelant une réponse nationale dans le cadre des instances d'appel de second niveau, des saisines et recommandations du Médiateur National de l'Energie et des médiateurs des fournisseurs. Il assure la cohérence des réponses aux réclamations dans le respect des règles du marché et de la réglementation en vigueur.

Le traitement de ces réclamations s'appuie sur un outil de collecte, de suivi et de traitement interfacé avec l'ensemble des fournisseurs (SGE – Système de Gestion des Echanges).

¹ Cet indicateur a été mis en place en 2014. Il est suivi à maille régionale

² Maille centre jusqu'en 2014 – Maille DR (direction régionale) en 2015 – Maille concession en 2016

Le délai de traitement des réclamations (30 jours) est un indicateur soumis à incitation financière suivi par la CRE dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service.

Maille Concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Nb de réclamations ³	3 968	3 501	2 707	2 207	2 516	3 318

(*)Depuis janvier 2017, la mesure du traitement des réclamations a connu, dans le cadre de la nouvelle régulation incitative TURPE 5, une évolution importante puisque le nombre de réclamations intègre les lettres d'attente liées à la qualité de fourniture, ainsi que les réclamations liées au compteur communicant Linky.

Pour le SDEC, cet état de fait semble justifier l'augmentation du nombre de réclamations entre 2016 et 2017, le Concédant précisant dans le compte rendu annuel d'activités 2017 : « L'année 2017 s'est caractérisée par une baisse du volume des réclamations reçues de 9,2 % par rapport à 2016, hors celles relatives au déploiement des compteurs Linky. »

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de 4réclamations	3 968	3 501	2 707	2 207	2 516	3 318
Dont raccordements	256	155	112	87	80	152
Dont relève et facturation	1 988	1 640	1 354	1 097	1 180	1 584
Dont accueil	56	55	54	20	24	21
Dont interventions techniques	777	590	445	410	558	907
Dont qualité de fourniture	891	1 061	742	593	674	654

- Taux de réponse sous 15 jours et sous 30 jours aux réclamations
Durée moyenne de réponse

Maille Concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Taux de réponse sous 15 jours	90,4%	86,0%	95,9%	96,5%	98,2%	93,9%
Taux de réponse sous 30 jours	98,2%	94,7%	99,6%	99,0%	99,8%	ND
Durée moyenne de réponse	5,73	7,46	5,81		6,72	ND

³ Sur le segment des clients particuliers

⁴ Sur le segment des clients particuliers

2. Le réseau de distribution

Les principaux ouvrages constituant le réseau de distribution de la concession (réseau HTA, BT, postes de transformation, appareils de coupure...) sont décrits ci-après : par nature, âge, quantité.

Des précisions spécifiques sont apportées pour les ouvrages dont la technologie est susceptible d'impacter plus fortement la qualité de la distribution : réseaux en fils nus, de faible section, câbles papier imprégné...

Les données chiffrées ci-dessous sont présentées à différentes mailles (échelons), l'annexe au présent document, constituées de plusieurs fichiers informatiques présentent ces données à une maille plus fine, généralement à la maille communale.

Les taux d'incidents sont calculés ci-après comme suit :

- Les incidents comptabilisés sont les coupures longues ayant pour origine un incident, à l'exclusion des coupures brèves et très brèves.
- Les incidents retenus sont « Toutes Causes Confondues ».
- La somme des incidents qui recense l'ensemble des incidents sur les accessoires et les canalisations (à l'exception du taux calculé du réseau HTA aérien faible section qui recense les incidents dont le siège est la canalisation).

Les postes sources

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de Poste sources sur le territoire de la concession	24	24	24	24	23	23
Nombre de Poste sources alimentant les clients de la concession	31	31	31	28	27	27

Les évolutions dans le nombre de postes sources sur la concession et le nombre de postes sources alimentant la concession sont liées à des modifications de schéma du réseau et à des opérations de fiabilisation des raccordements dans la cartographie (Caen et Dronnière).

Le SDEC ENERGIE souligne que les capacités d'accueil en injection et soutirage pourraient être mieux appréhendées en ajoutant les données suivantes :

- puissances disponibles en soutirage et en injection des postes sources,
- puissances maximales corrigées du climat des postes sources sur la chronique,
- puissances minimales appelées des postes sources,
- taux de charge des transformateurs.

Le réseau BT

Le réseau BT - généralités

- Longueur BT par nature d'ouvrage et écarts de longueurs entre bases technique (BT)* et comptable (BC)*

Maille Concession Base Technique	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur (km)	10 703,43	10 789,00	10 863,54	10 920,68	10 991,38	11 057,15
Nb incidents / 100 km	6,04	7,73	5,74	6,21	8,22	8,7
Âge moyen	30,90	30,76	30,80	30,84	30,86	28,94

Maille Concession Base Comptable	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur (km)	10 764,80	10 854,37	10 911,65	10 953,84	11 010,89	11 100,81
Nb incidents / 100 km	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Âge moyen	21,60	21,80	22,10	22,40	22,80	23,11

Conformément aux engagements pris dans le cadre du protocole d'accord signé avec la FNCCR le 18 septembre 2013, Enedis a engagé un chantier de rapprochement des bases technique et comptable concession par concession et de résorption des écarts associés.

Pour les concessions ayant plus de 1 000 km de réseau BT, le protocole fixait comme objectif de résorber les écarts supérieurs à 5% d'ici fin 2014 et les écarts supérieurs à 2% d'ici fin 2015.

A fin 2017, l'écart en BT entre la base technique et la base comptable était de 0,41 % sur la concession.

Le rajeunissement de l'âge moyen du réseau BT en 2017 est lié à la résorption de la singularité de datation des réseaux BT de 1946. (Cf. paragraphe Réseaux BT datés « 1946 » dans la base technique).

Le SDEC ENERGIE souligne que l'âge moyen des ouvrages BT varie fortement en fonction des inventaires communiqués par Enedis.

Les analyses sur l'âge moyen du réseau BT sont altérées du fait de la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980 et du retrait mécanique des réseaux les plus anciens de la typologie concernée sur la commune concernée dans la base comptable.

Le SDEC ENERGIE souligne en outre que les écarts de longueur ou d'âge sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacune des bases technique et comptable se compensent. Si on retient les écarts absolus cumulés en tenant compte des ETI (Elément Technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur localisation à maille communale : code géographique INSEE), les écarts entre la base technique et comptable sont substantiels.

Ces remarques sont valables pour l'ensemble des ouvrages.

Cet état de fait altère la fiabilité des bases technique et comptable et par conséquent, la connaissance par le SDEC ENERGIE du patrimoine concédé.

- Réseaux BT datés « 1946 » dans la base technique

Ne connaissant pas avec certitude la date de mise en service des anciens câbles, Enedis a opté pour mettre 1946 comme date par défaut lors de la création de la GDO (actuellement dénommée le SIG). Ceci explique les longueurs significatives de câbles mis en service sur cette année ce qui ne correspond pas forcément avec la date effective de mise en service.

Longueur en km du réseau daté de 1946 (source base technique)	2016	2017
Aérien	1 765,27	1 679,67
dont aérien nu total	736,59	656,38
dont aérien nu faible section	264,46	219,09
dont torsadé	1 028,67	1 023,29
Souterrain	986,77	320,69
dont souterrain en CPI	118,56	88,26
dont souterrain à neutre périphérique	868,22	232,43
Total réseau BT	2 752,04	2 000,36

En 2017, afin de réduire les longueurs de réseaux dont la datation est erronée, Enedis a réalisé un travail de rapprochement de la date de mise en service du tronçon inscrite dans de la base technique « moyenne échelle » (SIG ME- cette base représente les informations des plans de récolement) avec la date de mise en service de ce même tronçon, figurant dans le SIG « grande échelle » et ou l'âge du poste HTA - BT et du bâti entourant ce tronçon.

Cette action a entraîné un rajeunissement de l'âge moyen des réseaux BT (et plus particulièrement du réseau souterrain) en base technique et une diminution du stock de câble CPI BT (ou Alu NP).

• Politique d'élagage du réseau BT et longueur de réseau élagué

Dans le cadre de ses missions de service public, Enedis doit notamment veiller à la qualité de l'électricité ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes à proximité des ouvrages électriques. L'élagage est une des actions d'entretien nécessaire pour remplir pleinement cette mission.

Des diagnostics préalables sont conduits chaque année permettant de recenser précisément les zones boisées et de cibler des zones d'intervention prioritaires d'élagage afin que la végétation reste, jusqu'à la prochaine coupe, aux distances de sécurité en vigueur.

Cette politique contribue ainsi à assurer une bonne qualité de fourniture d'électricité en limitant le nombre d'incidents liés à la présence de végétation à proximité des lignes aériennes.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur de réseau BT élagué (km)	1 375	621	82	53	77	57

A partir de 2014, la mesure est faite sur les longueurs végétalisées.

Le SDEC ENERGIE souligne que l'interprétation de ces valeurs pourrait être mieux appréhendée si le stock de longueurs végétalisées était connu du concédant.

Le réseau BT - les départs BT

Maille concession	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017
Nombre de départ BT*	26 267	26 975	27 450	27 669	27 883	28 199
Longueur moyenne des départs BT en km	0,407	0,399	0,396	0,395	0,394	0,393
Nombre de départ en contrainte* de tension	249	217	146	114	76	64
Nombre de départ en contrainte d'intensité*	30	17	9	6	7	8

Le nombre de départ en contrainte d'intensité n'est pas communiqué au SDEC ENERGIE

Au 31/12/2017, le nombre de départ BT est de 28 199, représentant une augmentation de 7,36 % depuis 2012.

La longueur moyenne d'un départ est de 0,393 km.

A fin 2017, le nombre de départ en contrainte de tension est de 64 soit une diminution de 74,30 % depuis 2012.

Le nombre de départ en contrainte d'intensité est de 8 soit une diminution de 73,33 % depuis 2012.

Le SDEC ENERGIE souligne que la localisation des départs en contrainte d'intensité lui permettrait une meilleure appréhension de son patrimoine.

Le réseau BT aérien nu

- Généralités

	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
Maille concession	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	1 158,8	1230,6	1 063,5	1 142,8	987,4	1 069,2	901,2	988,5	813,1	918,8	724,5	847,69
NB Incidents / 100 km	14,76	ND	23,60	ND	13,87	ND	16,42	ND	20,54	ND	20,8	
Âge moyen	63,9	47,2	64,8	48	65,8	48,9	66,7	49,7	67,7	50,5	68,7	51,3

Au 31/12/2017, le réseau BT aérien nu a diminué de 434,3 km en 5 ans, soit de 37,48 %.

Le SDEC ENERGIE note que le réseau aérien nu est ancien.
Son âge moyen dépasse sa durée d'amortissement.

- Évolution du réseau BT aérien nu

Valeurs de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	813,11	750,85	432,26	380,86	422,85	328,00
	En %	100	100	53	47	56	44
Proportion du réseau BT aérien nu / Réseau BT aérien(%)		15,3	14,3	39,38	9,05	38,8	7,9
Diminution sur 5 ans du réseau BT aérien nu	En km	345,65	406,93	71,95	273,71	80,36	326,57
	En %	29,8	35,1	14,27	41,81	16,0	49,9
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien nu total	En %	96,4	96,4	96,53	96,18	96,5	96,3
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien nu total (base comptable)	En %	95,9	95,7	97,22	94,66	97,5	93,0
Part du réseau daté de 1946/ aérien nu total	En %	90,6	90,8	92,81	88,07	92,7	88,2

Le réseau BT aérien nu de faible section

- Généralités

Maille concession	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BC	BT	BC	BT	BC	BT
Longueur (km)	499,5	ND	447,8	ND	405,3	ND	ND	355,6	ND	299,9	ND	250,1
Nb Incidents / 100 km	15,2	ND	12,5	ND	9,1	ND	ND	10,1	ND	16,01	ND	13,2
Age moyen	63,7	ND	64,6	ND	65,6	ND	ND	66,4	ND	67,3	ND	68,3

Au 31/12/2017, le réseau BT aérien nu de faible section a diminué de 249,4 km en 5 ans, soit de 49,92 %. Il a été le siège en 2017 de 13,2 incidents aux 100 km, soit une diminution de 13% en 5 ans.

Le SDEC ENERGIE note que le réseau aérien nu faible section est ancien. Son âge moyen dépasse sa durée d'amortissement.

Le SDEC ENERGIE relève qu'il s'agit d'un réseau fortement incidentogène.

- Évolution du réseau BT aérien nu de faible section

Valeurs de la Base Technique		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	299,855	250,10	86,85	213,005	79,58	170,52
	En %	100	100	29	71	32	68
Proportion du réseau BT aérien nu de faible section / réseau BT aérien nu (%)		36,9	34,5	20,1	55,9	19,0	55,7
Diminution sur 5 ans du réseau BT aérien nu FS	En km	199,64	249,39	37,163	162,477	44,43	204,96
	En %	40	49,9	30	43,3	36	55
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien nu de faible section		96,4	96,4	97,4	95,9	97,3	96,0
Part du réseau daté de 1946/ aérien nu de faible section		88,2	88,1	89,8	87,5	89,1	87,6

Le réseau BT aérien torsadé

- Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2016	
	BT	BC	BT	BC	BT	BT	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	4 512,60	4 494,63	522,40	493,70	502,12	475,01	494,56	463,38	494,79	448,61	494,00	: 4 438,96
NB Incidents / 100 km	1,95	ND	3,07	ND	2,09	ND	2,56	ND	4,65	ND	3,85	
Âge moyen	31	21,1	31,4	21,7	32,1	22,4	32,7	23,1	33,5	23,8	34,3	24,6

Au 31/12/2017, le réseau BT aérien torsadé a diminué de 18,60 km en 5 ans, soit de 0,41 %.
Il a été le siège en 2017 de 3,85 incidents aux 100 km.

Au vu du faible nombre d'incidents sur ce type de réseau, la sensibilité aux conditions climatiques est un élément majeur dans l'évolution des taux annuels.

Le SDEC ENERGIE relève l'écart important existant entre l'âge moyen des ouvrages en base technique et comptable.

- Évolution du réseau BT aérien torsadé

Valeurs de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification		2016		2017	
		zones d'électrification		zones d'électrification		zones d'électrification	
		2016	2017	Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	4 494,79	4 494,0	665,39	3829,40	667,39	3826,62
	En %	100	100	14,80	85,20	14,85	85,15
Proportion du réseau BT aérien torsadé / réseau BT aérien (%)		84,68	86,12	60,62	90,95	61,48	92,59
Diminution sur 5 ans du réseau BT aérien torsadé	En km	17,81	18,58	2,51	15,30	0,50	18,08
	En %	0,39	0,59	0,38	0,40	0,10	0,47
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien torsadé	En %	25,40	25,89	49,58	21,20	60,47	7,70
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien torsadé (base comptable)	En %	3,74	3,51	9,91	2,68	10,95	2,53
Part du réseau daté de 1946 / aérien torsadé	En %	22,89	22,77	47,61	18,59	47,38	18,48

Le réseau BT souterrain

- Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	5 032,07	5 039,57	5 203,09	5 217,91	5 374,02	5 367,41	5 524,92	5 502,01	5 683,48	5 643,43	5 5838,70	5 814,16
NB Incidents / 100 km	2,07	ND	2,40	ND	2,36	ND	2,32	ND	3,01	ND	2,8	
Âge moyen	23,2	15,8	23,2	16,1	23,3	16,6	23,4	17	23,5	17,5	19,9	17,9

Au 31/12/2017, le réseau BT souterrain a augmenté de 806,63 km en 5 ans, soit de 16,03 %

Le SDEC ENERGIE relève l'écart important existant entre l'âge moyen des ouvrages en bases technique et comptable jusqu'au 31/12/2016.

En 2017, la réduction de cet écart est liée à la résorption de la singularité de datation des réseaux BT de 1946 (Cf. paragraphe Réseaux BT datés « 1946 » dans la base technique).

- Évolution du réseau BT souterrain

Valeurs de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	5 683,48	5 838,69	3 012,95	2 670,53	3 061,14	2 777,552
	En %	100	100	53,01	46,99	52,43	47,57
Proportion du réseau BT souterrain / Réseau BT (%)		51,71	52,80	73,30	38,81	27,68	25,12
Augmentation sur 5 ans du réseau BT souterrain	En km	651,42	806,63	220,57	430,85	268,76	537,87
	En %	12,95	16,03	7,90	19,24	9,62	24,02
Part du réseau de plus de 40 ans / souterrain	En %	19,54	12,42	31,62	5,91	19,90	4,17
Part du réseau de plus de 40 ans / souterrain (base comptable)	En %	7,38	6,94	12,52	1,58	13,62	1,56
Part du réseau daté de 1946 / souterrain	En %	17,36	5,49	28,46	4,84	8,58	2,09

En 2017, la réduction de la part du réseau daté de 1946 est liée à la résorption de la singularité de datation des réseaux BT de 1946 (Cf. paragraphe Réseaux BT datés « 1946 » dans la base technique).

- **Généralités**

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	1 291,84	ND	1 277,97	ND	1 268,21	ND	1 251,55	ND	1 226,46	ND	928,37	ND
NB Incidents / 100 km	0,08	ND	1,17	ND	0,47	ND	0,80	ND	0,57	ND	0,54	ND
Âge moyen	60,7	ND	61,7	ND	62,7	ND	63,5	ND	64,2	ND	52,2	ND

Au 31/12/2017, le réseau BT souterrain en CPI/NP a diminué de 363,47 km en 5 ans, soit de 28,1 %, dont une grande partie suite à fiabilisation des données dans les bases techniques.

Sur le terrain, Enedis met à profit les coordinations de travaux avec les collectivités pour remplacer ces types de réseaux.

En 2017, la réduction du stock de réseau BT souterrain en CPI et à neutre périphérique est liée à la résorption de la singularité de datation des réseaux BT de 1946 (Cf. paragraphe Réseaux BT datés « 1946 » dans la base technique).

Le SDEC ENERGIE relève que ces ouvrages sont anciens.
Leur âge moyen dépasse leur durée d'amortissement.
Le SDEC ENERGIE relève qu'il s'agit d'un réseau peu incidentogène.

- **Évolution du réseau BT souterrain CPI-NP**

Valeurs de la Base Technique		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	1 226,46	928,37	1 028,17	198,30	766,82	161,55
	En %	100	100	83,83	16,17	82,60	17,40
Proportion du réseau BT souterrain en CPI-NP / réseau BT souterrain (%)		21,58	15,90*	34,12	7,43	25,05	5,82
Diminution sur 5 ans du réseau BT souterrain CPI-NP	En km	65,38	363,47	63,17	2,20	324,52	38,95
	En %	5,06	28,14	5,79	1,10	21,45	19,42
Part du réseau de plus de 40 ans / souterrain CPI-NP	En %	90,54	72,12	92,66	79,57	73,69	64,62

⁵ NB : il s'agit de données estimatives. Les données CPI/NP ne sont pas natives dans nos requêtes. Il est possible d'obtenir des éléments en identifiant les CPI/NP en croisant les dates de mises en services avec la section des câbles.

Part du réseau daté de 1946 / souterrain CPI-NP	En %	80,46	47,9	83,39	65,23	46,45	55,73
--	-------------	-------	------	-------	-------	-------	-------

NB : il s'agit de données estimatives

Le réseau souterrain en Alu daté de 1946 en base technique a été redaté à partir de données suivantes : années de pose figurant dans le plan cartographique grande échelle, date des postes HTA/BT...

Le réseau HTA

Le réseau HTA - généralités

- **Longueur HTA par nature d'ouvrage et écarts entre base technique (BT) et comptable (BC)**

Maille Concession Base Technique	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur (km)	8 491,87	8 554,31	8 580,18	8 618,06	8 651,87	8 699,04
Nb incidents / 100 km	4,35	4,17	2,80	2,29	3,11	3,6
Âge moyen	24,59	25,06	25,58	26,25	26,73	27,28

Maille Concession Base Comptable	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur (km)	8 659,15	8 714,67	8 739,09	8 679,56	8 747,98	8 772,40
Nb incidents / 100 km	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Âge moyen	24,56	25,07	25,63	26,31	26,78	27,36

Conformément aux engagements pris dans le cadre du protocole d'accord signé avec la FNCCR le 18 septembre 2013, Enedis a engagé un chantier de rapprochement des bases technique et comptable concession par concession et de résorption des écarts associés.

Pour les concessions ayant plus de 1 000 km de réseau HTA, le protocole fixait comme objectif à fin 2014 une résorption des écarts supérieurs à 2% à la maille de la concession.

A fin 2017, l'écart en HTA entre la base technique et la base comptable était de 0,85 % sur la concession.

Les écarts évoqués ci-dessus sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des réseaux HTA quels que soit la technologie utilisée, l'âge de l'ouvrage, et la commune d'implantation.

Ces écarts de longueurs entre les bases technique et comptable font l'objet d'une procédure de réduction, spécifique sur la concession dont les modalités sont en cours de définition entre le concédant et le concessionnaire.

Le SDEC ENERGIE souligne en outre que les écarts de longueur ou d'âge relevés ci-dessus sont des écarts relatifs, c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacune des bases technique et comptable se compensent. Si on retient les écarts absolus cumulés en tenant compte des ETI (Elément Technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur localisation à maille communale : code géographique (INSEE), les écarts entre la base technique et comptable sont plus important.

Cet état de fait altère la fiabilité des bases technique et comptable et par conséquent la connaissance par le SDEC ENERGIE du patrimoine concédé.

- **Politique d'élagage du réseau HTA et Longueur de réseau élagué**

Dans le cadre de ses missions de service public, Enedis doit notamment veiller à la qualité de l'électricité ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes à proximité des ouvrages électriques. L'élagage est une des actions d'entretien nécessaire pour remplir pleinement cette mission.

Des diagnostics préalables sont conduits chaque année permettant de recenser précisément les zones boisées et de cibler des zones d'intervention prioritaires d'élagage afin que la végétation reste, jusqu'à la prochaine coupe, aux distances de sécurité en vigueur.

Cette politique contribue ainsi à assurer une bonne qualité de fourniture d'électricité en limitant le nombre d'incidents liés à la présence de végétation à proximité des lignes aérienne.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur de réseau HTA élagué (km)	1 486	1 703	262	246	275	268

A partir de 2014, la mesure est faite sur les longueurs végétalisées.

Le SDEC ENERGIE souligne que l'interprétation de ces valeurs pourrait être mieux appréhendée si le stock de longueurs végétalisées était connu du concédant.

Le réseau HTA – Les départs HTA

Maille concession	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017
Nombre de départs HTA*	325	327	327	328	331	332
Longueur moyenne des départs HTA en Km	26,13	26,16	26,24	26,27	26,14	27,40
Nombre de départs en contrainte de tension* (avec chute de tension > 5%)	15	17	12	10	12	12
Nombre de départs HTA en 20 kV	293	295	295	296	299	322
Longueur des départs HTA en 20 kV	8 086,09	8 143,16	8 165,49	8 207,2	8 245,59	8 288,05
Nombre de départs HTA en 15 kV	44	44	44	43	44	44
Longueur des départs HTA en 15 kV	375,14	380,51	384,05	380,23	375,65	380,35
Nombre de départs HTA en 30 kV	3	3	3	3	3	3
Longueur des départs HTA en 30 kV	30,64	30,64	30,64	30,64	30,64	30,64

Au 31/12/2017, le nombre de départ HTA est de 332, représentant une évolution de 2,15% depuis 2012.

La longueur moyenne d'un départ est de 27,40 Km.

Le nombre de départs HTA en contrainte de tension (plus de 5% de chute de tension maximale) est de 12, soit une diminution de 20 % depuis 2012.

Au 31/12/2017, on comptabilise 44 départs HTA en 15 kV soit le même nombre qu'en 2012.

Le réseau HTA aérien nu

• Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	5 132,08	5 209,94	5 097,17	5 175,51	5 039,62	5 123,32	5 020,46	5 074,54	4 965,46	5 031,96	4 929,32	4 988,68
NB Incidents / 100 km	2,69	ND	3,81	ND	2,18	ND	1,63	ND	2,62	ND	2,90	
Âge moyen	30,57	30,74	31,45	31,62	32,27	32,47	33,23	33,35	34,02	34,21	34,87	35,03

Au 31/12/2017, le réseau HTA aérien nu a diminué de 202,75 km en 5 ans, soit de 3,95 %

Le SDEC ENERGIE relève une augmentation de l'âge moyen des ouvrages qui est la conséquence d'un renouvellement insuffisant.

Le SDEC ENERGIE souligne aussi qu'une proportion importante de ce stock pourrait dépasser sa durée d'amortissement dans les années à venir. La proportion de réseau de plus de 40 ans pourrait fortement augmenter. Cette situation doit s'accompagner d'une analyse fine de l'incidentologie des ouvrages les plus anciens.

Enedis précise que les priorités d'investissements de modernisation du réseau sont définies sur la base de l'analyse du comportement des composants de ce réseau, dont l'âge n'est que l'une des caractéristiques prises en compte, avec l'incidentologie, le contexte climatique, la puissance desservie ...
Le dialogue mis en œuvre dans le cadre du PPI permet de définir les priorités d'investissement par composant du réseau et par territoire concerné

- Évolution du réseau HTA aérien nu

Valeurs de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification 2016	Toutes zones d'électrification 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
Longueur	En km	4 965,46	4 929,32	Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
	En %	100	100	570,42	4 395,03	561,52	4 367,8
Proportion du réseau HTA aérien nu / Réseau aérien (%)		99,98	99,98	11,49	88,51	11,39	88,61
Diminution sur 5 ans du réseau HTA aérien nu	En km	166,63	202,77	99,94	99,99	99,94	99,99
	En %	3,25	3,95	36,58	130,05	45,48	157,28
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau aérien nu	En %	25,87	27,39	6,03	2,87	7,49	3,48
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau aérien nu (base comptable)	En %	26,48	26,01	30,29	25,29	3,69	23,69
				31,46	25,81	34,60	25,31

Au 31/12/2017, le réseau HTA aérien nu a diminué de 202,77 km en 5 ans, soit de 3,95 %.

Au 31/12/2017, 27,39 % des réseaux ont plus de 40 ans.

Le réseau HTA aérien nu de faible section

- Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		2017
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT
Longueur (km)	140,377	ND	125,626	ND	117,682	ND	112,001	ND	107,256	ND	105,13
NB Incidents / 100 km	0,71	ND	12,74	ND	5,10	ND	0,89	ND	3,73	ND	3,81
Âge moyen	52,38	ND	53,12	ND	53,94	ND	54,73	ND	55,66	ND	56,61

Au 31/12/2017, le réseau HTA aérien nu de faible section a diminué de 35,25 km en 5 ans, soit de 25,11%.

Il a été le siège en 2017 de 3,81 incidents aux 100 km.

Le SDEC ENERGIE relève que l'âge moyen du réseau HTA aérien faible section est de 55 ans en croissance régulière d'un an par an. Le SDEC ENERGIE souligne un taux d'incidents assez volatile pouvant atteindre 12,74% en 2013.

- Évolution du réseau HTA aérien nu de faible section

Valeurs de la Base Technique		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	107,26	105,13	10,99	96,27	9,82	95,32
	En %	100	100	10,25	89,75	9,34	90,66
Proportion du réseau HTA aérien nu FS / réseau aérien nu (%)		2,16	2,13	1,93	2,19	1,75	2,18
Diminution sur 5 ans du réseau HTA aérien nu FS	En km	33,12	22,63	2,30	30,82	3,95	18,66
	En %	23,59	16,12	17,30	24,25	28,69	16,37
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau aérien nu FS	En %	97,67	97,60	93,46	98,15	95,82	97,78

Le réseau HTA souterrain

- Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	3 359,09	4 477,55	3 456,45	3 537,27	3 539,87	3 613,88	3 596,72	3 602,94	3 685,54	3 713,93	3 768,84	3 784,92
NB Incidents / 100 km	2,38	ND	1,71	ND	1,36	ND	1,64	ND	1,38	ND	1,45	
Âge moyen	15,44	15,23	15,63	15,49	16,05	15,95	16,52	16,41	16,91	16,73	17,34	17,25

Au 31/12/2017, le réseau HTA souterrain a augmenté de 409,75 km en 5 ans, soit de 12,20 %.

Pour le SDEC, ce type de réseau a été le siège en 2017 de 1.45 incidents aux 100 km soit une diminution de 39 % en 4 ans.

- Évolution du réseau HTA souterrain

Valeurs de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification 2016	Toutes zones d'électrification 2017	Zone d'électrification 2016		Zone d'électrification 2017	
Longueur au 31/12/2017	En km	3 685,54	3 768,84	Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
	En %	100	100	1 957,69	1 727,85	1 990,70	1 778,09
Proportion du réseau HTA souterrain / réseau HTA au 31-12-2017 (%)		42,60	43,31	53,12	46,88	52,81	47,19
Augmentation sur 5 ans du réseau HTA souterrain	En km	326,44	311,18	77,43	28,22	77,94	28,93
	En %	9,72	8,26	85,97	240,47	96,71	214,48
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau souterrain	En %	4,15	3,87	4,59	16,17	4,86	12,09
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau souterrain (base comptable)	En %	4,24	3,96	7,50	0,35	7,04	0,32
				7,60	0,43	7,85	0,59

Le réseau HTA souterrain en CPI

- Généralités

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Longueur (km)	251,698	ND	229,767	ND	219,939	ND	202,916	ND	191,766	ND	183,37	ND
NB Incidents / 100 km	0	ND	14,36	ND	11,37	ND	15,77	ND	14,08	ND	10,90	ND
Âge moyen	40,16	ND	40,94	ND	41,89	ND	42,75	ND	43,65	ND	44,65	ND

Au 31/12/2017 le réseau HTA souterrain en CPI a diminué de 68,33 km en 5 ans, soit de 27,15%.

Il a été le siège en 2017 de 10,90 incidents aux 100 km soit une évolution de -4,13% en 4 ans.

Le SDEC ENERGIE relève que l'âge moyen des réseaux HTA CPI est de 44 ans en 2016 en croissance régulière d'un an par an.

- Évolution du réseau HTA souterrain CPI

Valeurs de la Base Technique		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur (km)	En km	191,77	183,387	183,48	8,28	175,976	7,412
	En %	100	100	95,68	4,32	95,96	4,04
Proportion du réseau HTA souterrain CPI / réseau HTA souterrain (%)		5,20	4,87	9,37	0,48	4,67	0,20
Diminution sur 5 ans du réseau HTA souterrain CPI	En km	59,93	68,32	59,36	0,57	66,86	1,44
	En %	23,81	27,14	24,44	6,45	27,53	16,27
Part du réseau de plus de 40 ans / souterrain CPI	En %	77,94	77,78	78,18	72,69	77,88	75,53

Les organes de manœuvre HTA télécommandés (OMT)*

Maille concession Valeur de la Base Technique	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre OMT	1 348	1 546	1 609	1 691	1 714	1 897,5
Dont OMT sur départ aérien ou mixte	905,5	1 026	1 071	1 134	1 255,5	1 290
Dont OMT sur départ souterrain	442,5	520	538	557	458,5	607,5
Dont OMT moyen par départ HTA	4,15	4,73	4,92	5,16	5,18	5,71
Nombre moyen de PDL couvert par OMT	314,4	276,3	268,3	258,1	257,1	236,8

Au 31/12/2017, le nombre moyen d'OMT est de 1 897,5, soit une augmentation de 40,1 % depuis 2012.

Le nombre d'OMT en moyenne par départ HTA est de 5,71 contre 4,15 en 2012 soit une augmentation de 37,7%.

La source utilisée par Enedis dans le diagnostic technique est l'outil de suivi de la conduite. Cet outil comptabilise par organe au sens équipement (exemple : AC3T = 1). Les données fournies dans l'état des lieux sont quant à elles comptabilisées par interrupteur télécommandé (exemple : AC3T = 3).

Les organes de manœuvre HTA non télécommandés (OM)*

Maille concession Valeur de la Base Technique	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre OM ⁶	1 720	1 700	1 666	1 631	1 612	1 594

Au 31/12/2017, le nombre moyen d'OM est de 1 594 soit une diminution de 7,3 % depuis 2012.

Autres ouvrages

Les postes HTA/BT*

- Généralités**

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Nombre	10 964	11 175	11 035	11 250	11 116	11 314	11 170	11 370	11 226	11 407	11 280	11 472
NB incidents / 1000 postes	8,6	ND	5,4	ND	4,8	ND	5,7	ND	7,2	ND	8,1	ND
Âge moyen	25	24,88	25,6	25,52	26,06	26,34	26,78	27,03	27,39	27,9	26,57	25,63

N.B. : Pour la base comptable : l'âge moyen concerne l'appareillage des postes

Au 31/12/2017, le nombre de poste est de 11 280 soit une évolution de 2,88% sur 5 ans et une évolution moyenne de 0,6% par an.

⁶ Sont comptabilisés ici les IACM (Interrupteur aérien à commande manuelle)

- Détail des postes au 31/12/2017 à la maille de la concession

Type de Poste	Base technique				Base comptable				
	Nbre 2016	Nbre 2017	Âge Moyen 2016	Âge moyen 2017	Libellé de l'ETI correspondant au type de poste de la base technique	Nbre 2016	Âge Moyen 2016	Nbre 2017	Âge Moyen 2017
Cabine Basse*	1 121	1 113	40,83	41,04	bâtiment de poste maçonné HTA/BT	1 324	43,09	1305	43,5
Cabine Haute*	115	106	48,92	58,05					
En Immeuble*	379	386	36,52	30,69	Appareillage des postes maçonnés ⁷	455	ND ⁸		
Enterré*	2	2	33,5	33,0	Bâtiment industriel Génie civil de postes enterrés	2	32	2	33
H61*	4 378	4 335	35,58	34,22	Bâtiment support de transformateur H61	2	10	2	11
					Poste sur poteau	4 417	31,42	2 378	32,32
Sur Poteau (non H61)*	0	0	-	0	Poste sur poteau				
Cabine de Chantier*	0	0	-	0	Poste Préfabriqué	5 207	15,09	5 310	15,72
Poste au sol Type A*	910	938	7,05	7,78					
Autre au sol Type B*	330	342	7,08	7,81					
Poste rural compact simplifié*	241	284	3,11	3,5					
Poste Urbain intégré à son environnement*	10	17	4,7	19,76					
Rural Compact*	510	504	29,97	29,40					
Rural Socle*	1098	1 095	19,12	18,92					
Urbain Compact*	1 004	1 004	22,14	22,07					
Urbain Portable*	1 128	1 154	16,26	16,12					
Total	11 226	11 280	27,39	26,57		11 407	25,16	11 472	25,63

N.B. : Pour la base comptable, l'âge moyen concerne l'enveloppe des postes, sauf pour les postes sur poteau (appareillages sur poteau).

Le SDEC ENERGIE relève que l'âge moyen des postes HTA-BT en 2017 est de 26 ans en base technique.

Le syndicat rappelle que lors du contrôle 2016, il a relevé que cet âge moyen (27.39) était biaisé par une datation erronée d'environ 2 000 postes HTA/BT en 1970 et relève que les postes H61 ont un âge moyen dépassant leur durée d'amortissement (durée d'amortissement des postes H61 : 30 ans).

Le SDEC ENERGIE note en outre l'existence d'écart d'âge moyen important entre les deux bases pour certaine catégorie de poste, voire des écarts en nombre.

⁷ L'ETI « Appareillage des postes maçonnés » n'est pas utilisé uniquement pour les postes en immeuble ; on le retrouve également pour décrire l'appareillage des postes maçonnés et enterrés. Il peut également être présent en plusieurs exemplaires dans un poste.

⁸ Donnée non disponible dans nos SI, la maçonnerie n'est pas immobilisée dans nos SI car elle ne nous appartient pas.

Enedis précise que la singularité relevée au titre du contrôle 2016 a été traitée à l'automne 2017 en rapprochant la date des bases techniques de celle des bases comptables.

Les dates des postes dans la base technique ont été recalées sur les dates de mise de ce poste en service comptable.

- **Évolution du nombre de postes HTA/BT**

Valeur de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification en 2016	Toutes zones d'électrification en 2017	Zone d'électrification en 2016		Zone d'électrification en 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Nb de postes		11 226	11 280	3 624	7 602	3 645	7 635
Évolution sur 5 ans du nb de postes	En nb	262	316	109	153	130	186
	En %	2,4	2,8	3,1	2,1	3,7	2,5
Évolution sur 5 ans du nb de cabines hautes	En nb	-17	-17	-2	-15	-4	-13
	En %	-12,9	-13,8	-10,5	-13,3	-22,2	-12,3
Nb moyen de clients par poste HTA/BT		39,2	39,2	84,4	17,6	84,3	17,7
Nb de postes HTA/BT au droit desquels la chute de tension HTA > 5%		258	316	53	205	59	257
Nb de transformateurs HTA/BT en contrainte de charge		28	29	15	13	16	13

Le nombre de cabines hautes supprimées depuis 2012 grâce au partenariat SDEC ENERGIE/Enedis est de 17, soit une diminution de 11,4% sur 4 ans.

Le SDEC ENERGIE souligne l'impossibilité de localiser l'ensemble des transformateurs HTA/BT en contrainte de charge.

Les transformateurs

Les travaux menés depuis 2012 pour améliorer la localisation des ouvrages ont permis de fiabiliser les données patrimoniales et de localiser à la maille commune chaque transformateur HTA/BT. Ces données sont disponibles depuis le 1^{er} janvier 2015.

Puissance du transformateur	Nbre au 31/12/2014	Nbre au 31/12/2015	Age moyen au 31/12/2016	Nbre au 31/12/2017	Age moyen 31/12/2017
25 kVA	3	3	49	3	50
40 kVA	9	9	44,5	8	45,5
50 kVA	2 219	2 190	28,07	2 127	28,86
63 kVA	2	2	48	2	49
100 kVA	3 195	3 217	20,35	3 279	20,70
160 kVA	1 989	1 993	17,02	2 006	17,78
250 kVA	1 459	1 461	20,96	1 471	21,67
315 kVA	1	1	X ⁹	0	
400 kVA	1 362	1 390	21,57	1 418	22,19
630 kVA	879	902	20,39	944	20,72
1 000 kVA	122	126	16,88	133	17,47
Total	11 240	11 294	21,46	11 391	22,56
NB incidents / 1000 transformateurs	2,67	1,95			2,02
Âge moyen en base technique	20,42	20,9	21,46		22,56
Âge moyen en base comptable	19,38	19 ,77	20,32		20,93

Base technique

Le parc total de transformateurs a augmenté de 0,45% par an entre 2014 et 2017.

Base comptable

Puissance du transformateur	Nombre au 01/01/2015	Nombre au 31/12/2015	Age moyen au 31/12/2016	Nombre Au 31/12/2017	Age moyen au 31/12/2017
50 kVA	11 847 ¹⁰	11 795 ¹¹	20,32	11 832	20,93
100 kVA					
160 kVA					
250 kVA					
400 kVA					
630 kVA					
1 000 kVA					
Total	11 847	11 795	20,32	11 832	20,93
Transformateurs en poste	11 142	11 295	20,50	11 391	21,08
NB incidents / 1000 transformateurs	2,53	1 ,87		2,19	
Âge moyen en base technique	20,42	20,9	21,46	22,56	22,56
Âge moyen en base	19,38	19 ,77	20,32	20,93	20,93

⁹ Ce transformateur a été supprimé en 2016.

¹⁰ Comprend les transformateurs en magasin

¹¹ Comprend les transformateurs en magasin

Puissance du transformateur	Nombre au 01/01/2015	Nombre au 31/12/2015	Age moyen au 31/12/2016	Nombre Au 31/12/2017	Age moyen au 31/12/2017
comptable					

Le SDEC ENERGIE regrette qu'il ne soit plus possible de connaître le nombre de transformateur par puissance en base comptable.

Le SDEC ENERGIE relève que les ouvrages mis en service avant 1986 ont dépassé leur durée d'amortissement (durée d'amortissement : 30 ans). Ces ouvrages représentent 31% du stock.

• Évolution du nombre de transformateurs

Valeur de la Base Technique sauf mention contraire		Toutes zones d'électrification 2016	Toutes zones d'électrification 2017	Zone d'électrification à fin 2016		Zone d'électrification à fin 2017	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Nb de transformateurs		11 350	11 391	3 750	7 600	3 761	7 630
Évolution depuis le 1 ^{er} janvier 2015 du nb de transformateurs	En nb	11 240	11 240	3710	7 530	3 710	7 530
	En %	0,97	5,26	1,07	0,92	1,07	0,92
Nombre de transformateurs > 30 ans en base technique		3 472	3 897	1 271	2 201	1 394	2 503
Nombre de transformateurs MES > 30 ans en base comptable		3 028		1 094	1 934	1 094	1 934
Nombre de transformateurs en contrainte de charge*		28	30	15	13	14	16

• Les autotransformateurs*¹²

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC ¹³	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC	BT	BC
Nombre	ND	11	ND	11	ND	11	ND	11	ND	11	ND	11
Âge moyen	ND	3,92	ND	4,69	ND	5,69	ND	6,69	ND	7,69	ND	ND

¹² Ces données sont disponibles dans notre base technique à partir de 2015

¹³ La base comptable donne l'année de mise en service de l'autotransformateur qui n'est pas forcément équivalente à l'année de fabrication.

Les branchements

Les branchements - généralité

- **Généralités**

Ces ouvrages ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial, en raison principalement de la volumétrie des ouvrages concernés et de la nécessaire maîtrise des coûts de gestion pour le suivi d'ouvrages très nombreux, ces coûts étant supportés par le tarif acquitté par tous les consommateurs. Les valeurs immobilisées sont donc affectées par concession via des clés de répartition.

Le décret CRAC n°2016-496 du 21 avril 2016 prévoit la réalisation d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages. Enedis appliquera l'arrêté ministériel prévu à l'article D. 2224-45 devant préciser le contenu de l'inventaire et ses délais de production, en cours de concertation entre la DGEC, la FNCCR, France Urbaine et Enedis.

Le SDEC ENERGIE relève que ces ouvrages ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial.

Il est donc impossible de connaître leur localisation, leur date de mise en service, leurs caractéristiques techniques et leurs taux d'incidents. Le décret du 21 avril 2016 prévoit la réalisation d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages. Un arrêté ministériel restant à publier déterminera le contenu de cet inventaire.

Cette situation altère fortement la connaissance patrimoniale du SDEC ENERGIE.

- **Évolution du flux de branchements**

Maille concession	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017
Nombre de PDL total	429 418	432 851	436 996	440 832	444 670	449 238
Population municipale Concession	681 860	684 099	686 279	688 903	691 026	693 579

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de branchements créés ou modifiés sur la concession*	4 189	3 831	3 199	3 271	3 211	3 937

Au 31/12/2017, le nombre de PDL est de 449 238 soit une augmentation de 4.62 % depuis 2012.

Les branchements ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial, en raison principalement de la volumétrie des ouvrages concernés et de la nécessaire maîtrise des coûts de gestion pour le suivi d'ouvrages très nombreux, ces coûts étant supportés par le tarif acquitté par tous les consommateurs.

Les valeurs immobilisées sont donc affectées par concession en masse financière via des clés de répartition

La population de la concession est de 693 579 habitants soit une augmentation de 1,72 % depuis 2012.

- **Les Incidents**

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre d'incidents de branchement pour 100 PDL	1,02	0,99	0,59	0,52	0,50	

Les branchements collectifs

Conformément au protocole d'accord signé avec la FNCCR le 18 septembre 2013, Enedis a mis en place en 2014 un système d'information visant à enregistrer la totalité des flux entrants de colonnes montantes. Les données avant le 1^{er} janvier 2015 ne sont pas disponibles.

Maille concession	2015	2016	2017
Nombre de colonnes montantes en concession mise en service (création et rénovation)	116	71	160

Les compteurs

Le déploiement du compteur Linky a débuté le 1^{er} décembre 2015 sur la concession et se poursuivra jusqu'en 2021. Les compteurs électroniques restent quant à eux gérés en masse financière.

Maille concession	2015	2016	2017
Nombre de compteurs Linky posés	952	34 803	87 537

Le SDEC ENERGIE relève que ces ouvrages ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial.

Il est donc impossible de connaître leur localisation, leur date de mise en service, leurs caractéristiques techniques et leurs taux d'incidents. Le décret du 21 avril 2016 prévoit la réalisation d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages. Un arrêté ministériel restant à publier déterminera le contenu de cet inventaire.

Dans le cas où les compteurs seraient localisés au titre de ces dispositions réglementaires, Enedis complètera les données utiles fournies dans le cadre du suivi annuel des données utiles au diagnostic ou lors de sa prochaine actualisation.

Les supports aériens

Le résinage des supports vise à renforcer leur structure et leur résistance aux intempéries.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de supports résinés	15	52	41	12	10	9
Nombre d'incidents liés aux supports (y compris agressions externes)	31	20	18	19	32	39

La conformité à la réglementation : les transformateurs pollués par les PCB

Les transformateurs ayant plus de 500 ppm ont déjà été traités conformément à la réglementation. Les transformateurs contenant entre 50 ppm et 500 ppm sont en cours de traitement et seront éradiqués, pour les postes cabines d'ici fin 2019 et d'ici au 31 décembre 2025 pour les H61.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de transformateurs PCB >50 ppm	727	641	616	409	389	304
- Dont poste cabine	ND	ND	ND	ND	ND	ND
- Dont H61	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Nombre de transformateurs PCB traités	466	86	25	207	20	85
- Dont poste cabine	ND	ND	ND	ND	ND	ND
- Dont H61	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Au 31/12/2017, il reste 304 transformateurs PCB à traiter, ce qui représente une diminution de 58 % depuis 2012.

3. La tenue de tension et la continuité

Les articles D322-2 à D322-8 du code de l'énergie fixent les niveaux de qualité en termes de tenue et de continuité globales de la tension sur le réseau de distribution.

Les articles D322-9 à D322-10 du code de l'énergie fixent les niveaux de qualité en termes de tenue et de continuité en un point de livraison particulier du réseau.

L'arrêté du 16 septembre 2014 fixe les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux d'électricité.

La qualité de la distribution en terme de tenue de tension

La méthode de détermination et seuils

La tenue de tension :

- La tension peut varier dans une plage de +/- 10% de la tension nominale, fixée à 230V en monophasé et 400V en triphasé pour la BT et 15kV ou 20kV pour la HTA ;
- Le niveau de qualité est respecté si le % d'utilisateurs en dehors de cette plage n'excède pas 3%.

Le SDEC ENERGIE souhaite présenter les remarques suivantes permettant d'éclairer les résultats de la concession en matière de tenue de tension : La GDO-SIG reste l'outil de référence concernant la méthode statistique d'évaluation des Clients Mal Alimentés en tenue de tension sens de l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié. Cette méthode présente certaines caractéristiques de modélisation :

- Tous les clients mal alimentés (CMA) dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par GDO-SIG, les chutes de tension HTA étant plafonnées à 5 % ;
- Les valeurs utilisées dans GDO-SIG pour les prises à vide des transformateurs HTA/BT sont optimisées par défaut indépendamment du réglage réel sur le terrain ;
- Cette méthode tient compte également de valeurs de réglage en charge des postes source non communiquées à l'AODE ;
- L'exercice 2010 a vu l'application d'une nouvelle méthode de calcul du nombre de CMA. Celle-ci a entraîné une diminution de moitié du nombre de CMA sur l'ensemble du territoire national. Plus précisément, cette mise à jour a concerné l'actualisation des températures de référence, la mise à jour des profils de consommation, la mise en place d'un nouveau plan de tension.

L'évaluation globale de la tenue de tension

• Les Clients Mal Alimentés (CMA)

Maille département	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de CMA HTA	0	12	0	0	0	0
Nb de CMA BT	1 637	1 237	682	504	318	261
CMA HTA BT en % / Nb total de clients	0, 39%	0,29%	0,16%	0,12%	0,07%.	0,06%

- Les Facteurs d'influence

Maille départementale	2014	2015	2016	2017
% de postes HTA/BT au droit desquels la chute de tension est > à 5%	2,7	2,2	2,3	2,7
% de transformateurs HTA/BT avec prise optimisée à 5%	1,2	0,9	0,9	0,73
Nb de résidences secondaires au titre de l'INSEE	67 894	69 112	69 683	70 544
Nb de résidences secondaires dans les bases de données d'Enedis	33 677	34 980	36 026	36 463
Nb de réclamations relatives à la tenue de tension pour 1000 clients	0,007	0,051	0,034	0,054
- dont réclamations issues de notre GDO				
- dont réclamations issues des remontées terrain				
Indice local	3,30	3,41	2,61	2,45
Rang du département	32	31	21	21

Autres facteurs

Le SDEC ENERGIE regrette l'absence de communication d'éléments permettant de localiser :

- les départs BT en contrainte d'intensité et/ou de tension
- et les postes de transformation en contrainte de charge.

- Les départs BT en contrainte de tension et d'intensité

Maille concession	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU	UR	RU
Nb de départs BT contrainte de tension	58	191	48	169	31	115	21	93	15	61	18	45
Nb de départs BT en contrainte d'intensité	27	3	14	3	6	3	5	1	6	1	6	1
Nb de départs BT en contrainte d'intensité et de tension	1	2	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0

- Les départs HTA en contrainte de tension et d'intensité

Maille Concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de départs HTA en contrainte de de tension	15	17	12	10	12	12

- **Les postes en contrainte**

Maille concession	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural
Nb de postes HTA/BT en contrainte de charge*	70	35	35	28	23	18	15	16	15	13	16	14

Dès lors qu'un des transformateurs composant un poste est en surcharge, le poste est considéré comme étant en contrainte.

La qualité de la distribution en terme de tenue de continuité de tension

La méthode de détermination et seuils

La continuité de fourniture se caractérise par le nombre de coupures longues (+ de 3 min), leur durée cumulée maximale et le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min) que subit un client au cours d'une année.

Pour chacun de ces critères, une valeur de référence est définie ; au-delà de cette valeur, un client est considéré comme mal alimenté :

- Nb de coupures longues : clients au-delà du seuil si + de 6 coupures longues
- Nb de coupures brèves : clients au-delà du seuil si + de 35 coupures brèves
- Durée cumulée maximale de ces coupures : clients au-delà du seuil si + de 13h de coupures

Le niveau de qualité est respecté si le % d'utilisateurs mal alimentés n'excède pas 5%.

Le SDEC ENERGIE souhaite présenter les remarques suivantes permettant d'éclairer les résultats de la concession en matière de continuité :

- La computation des coupures HTA et BT est liée à leur enregistrement. Pour ce qui concerne les coupures ayant leur siège sur le réseau HTA, ces coupures sont enregistrées automatiquement au niveau de chaque départ des postes source qui sont équipés de consigneurs d'états qui datent et reportent toutes les coupures en temps réels. Le temps de coupure résultant peut donc être comptabilisé avec précision. En revanche, les réseaux BT ne possèdent pas les capteurs nécessaires à l'enregistrement et à la comptabilisation des coupures dues aux défauts de ces réseaux. Dans ce cas, le temps de coupure est seulement comptabilisé à partir des appels des utilisateurs : cela a pour effet de minorer le temps de coupure du aux défaillances du réseau BT. (Rapport CRE 2010 Qualité de l'électricité p° 21)
- L'analyse des incidents a été menée à partir de la liste des incidents (HTA, BT, postes HTA/BT...), et leurs caractéristiques (NiTi, Siège, Cause, Date...), sans localisation des incidents avec le détail des NiTi par poste HTA/BT coupé pour les coupures longues HTA.

<i>Coupures longues</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients au-dessus des seuils	727	1 859	468	1 447	634	797
% de clients au-dessus des seuils	0,17	0,44	0,11	0,33	0,14	0,18

<i>Coupures brèves</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients au-dessus des seuils	0	1988	2 413	0	411	0
% de clients au-dessus des seuils	0	0,47	0,56	0	0,9	0

<i>Durée cumulée max des coupures</i>	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de clients au-dessus des seuils	911	19 354	2 977	951	4 126	3 096
% de clients au-dessus des seuils	0,21	4,46	0,69	0,22	0,94	0,70

L'évaluation globale de la continuité

- **Les Clients Mal Alimentés (CMA)**

Maille Département	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nb de CMA HTA	10	73	17	18	19	10
Nb de CMA BT	1 432	21 404	5 530	2 338	5 011	3 744
NB de clients qui subissent plus de 6 coupures longues par an	727	1 859	468	1 447	634	797
NB de clients qui subissent plus de 35 coupures brèves par an	0	1988	2 413	0	411	0
NB de clients qui subissent plus de 13 heures cumulées de coupures longues par an	911	19 354	2 977	951	4 126	3 096
CMA HTA BT en % / Nb total de clients	0.3	5.0	1.3	0.5	1.1	0, 8

Autres facteurs

- **Fréquence des coupures**

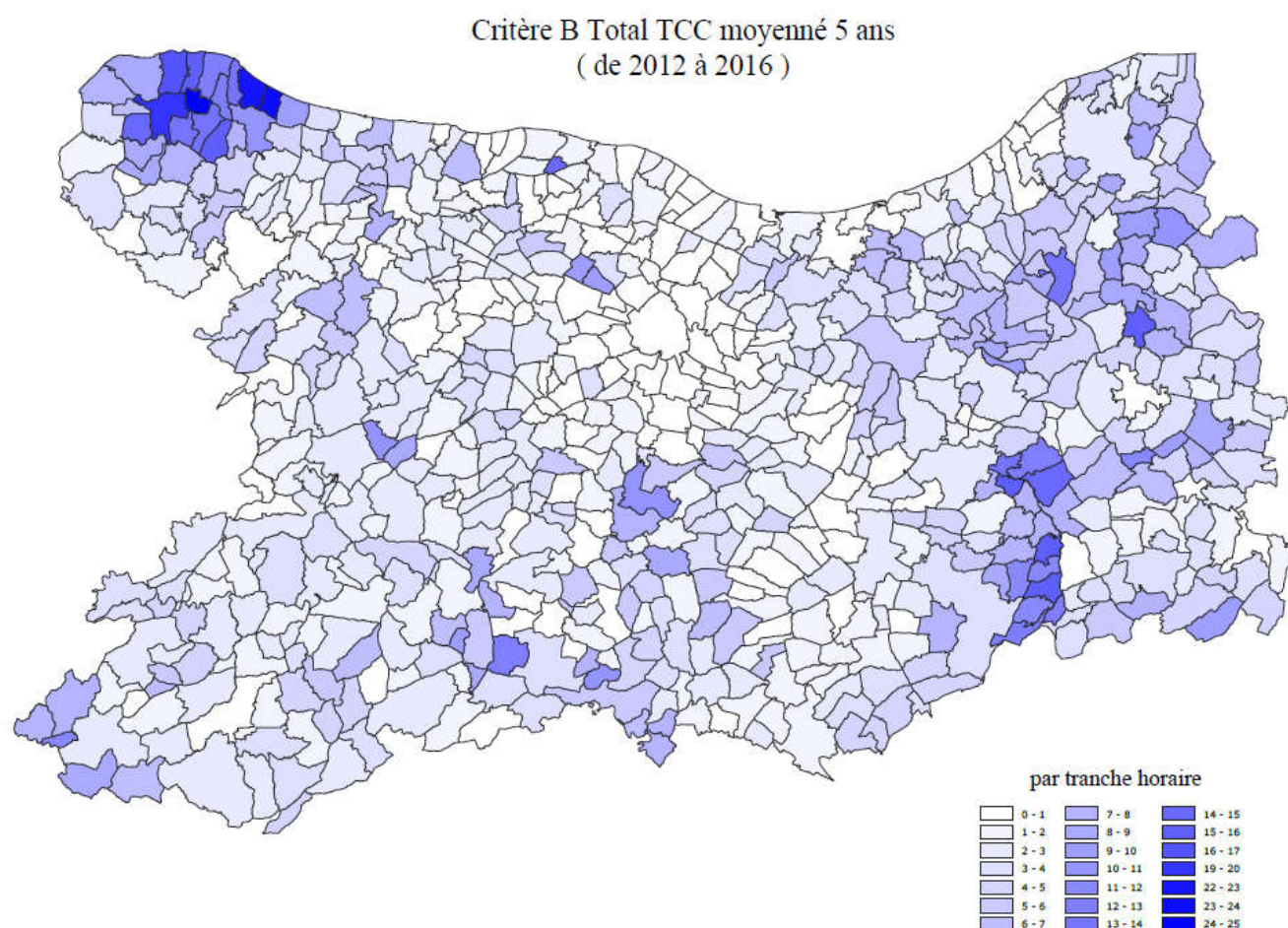
Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues vue des clients BT*	0,831	1,237	0,858	0,809	0,800	0,815
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur incidents vue des clients BT*	0,744	1,075	0,719	0,653	0,632	0,652
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur travaux vue des clients BT*	0,087	0,162	0,138	0,156	0,168	0,164
Fréquence moyenne annuelle de coupures brèves TCC*	1,180	2,226	2,812	1,530	1,995	2,184
Fréquence moyenne annuelle de coupures très brèves TCC*	1,798	3,826	7,387	3,124	4,341	3,967
Fréquence moyenne annuelle de coupure vue des clients BT*	3,808	7,289	11,056	5,463	7,136	6,966

- **Le Critère B***

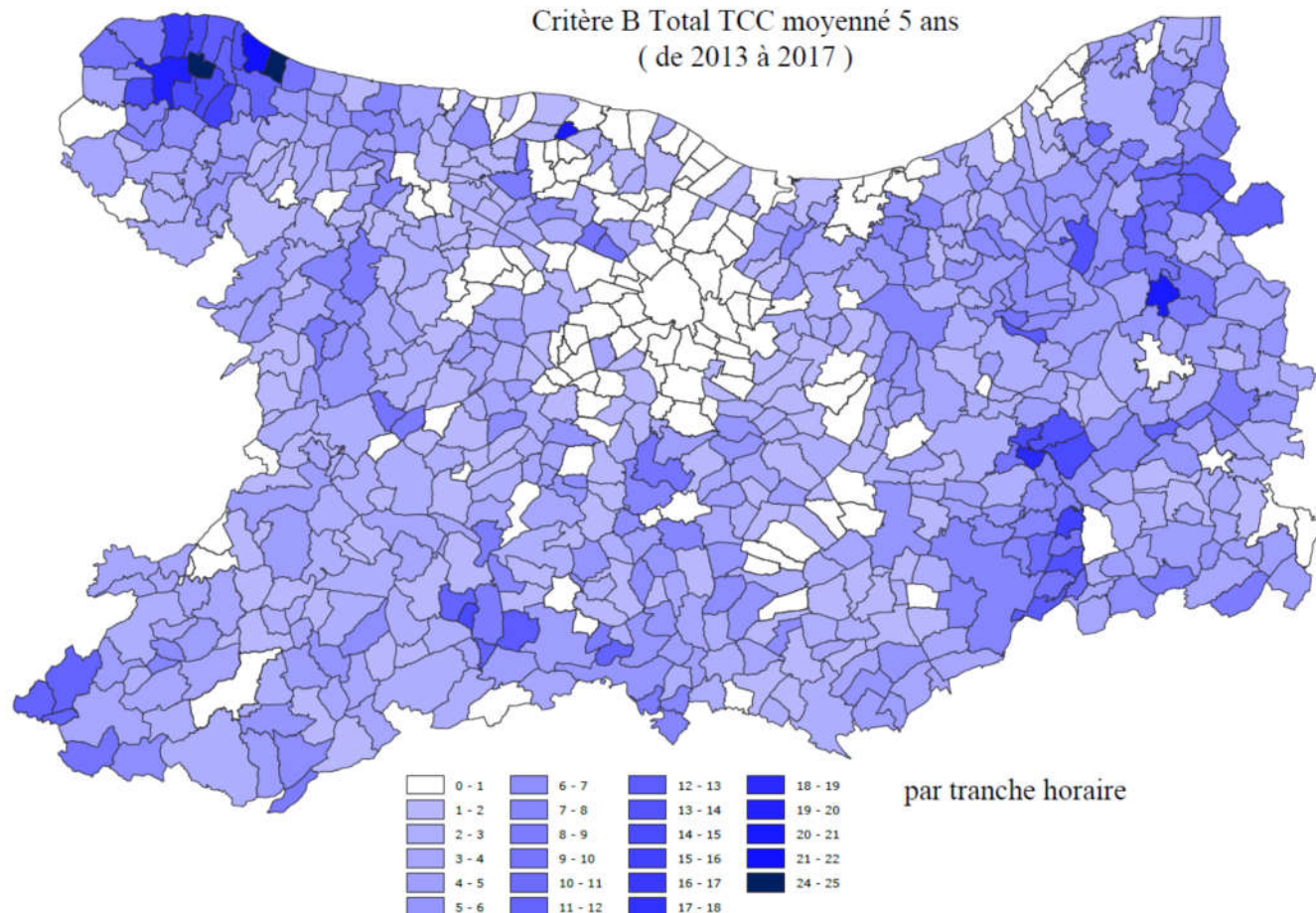
Le critère B correspond à la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur du réseau public de distribution d'électricité raccordé en BT. La définition détaillée du critère B est insérée dans le lexique.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Critère B TCC	55	221	57,4	65,6	72,5	87,3
Critère B HIX	55	151	56,7	64,9	71,6	60,7

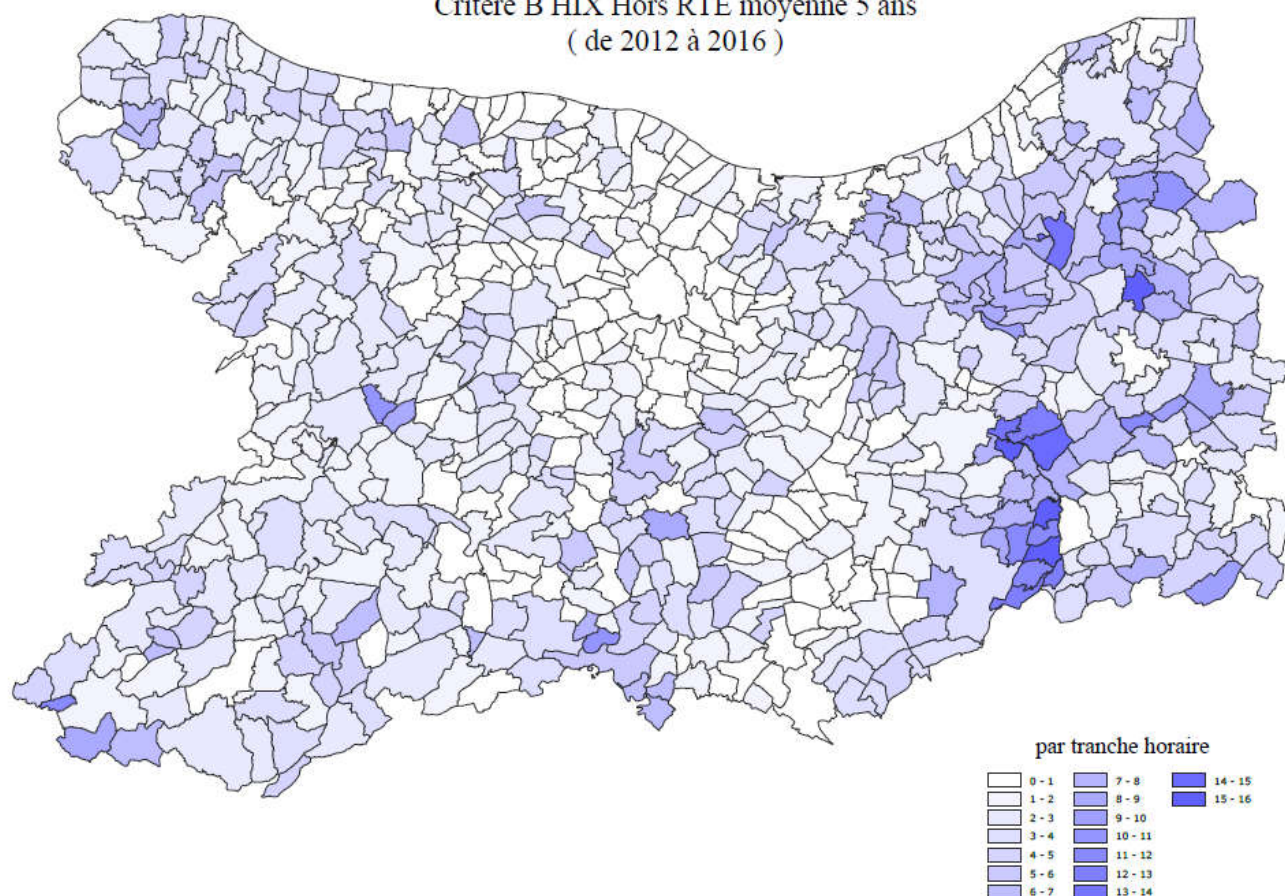
Le SDEC ENERGIE souligne qu'il ne dispose pas de la décomposition du critère B annuel à la maille communale. Il lui est donc impossible d'analyser finement les données cartographiques ci-après.



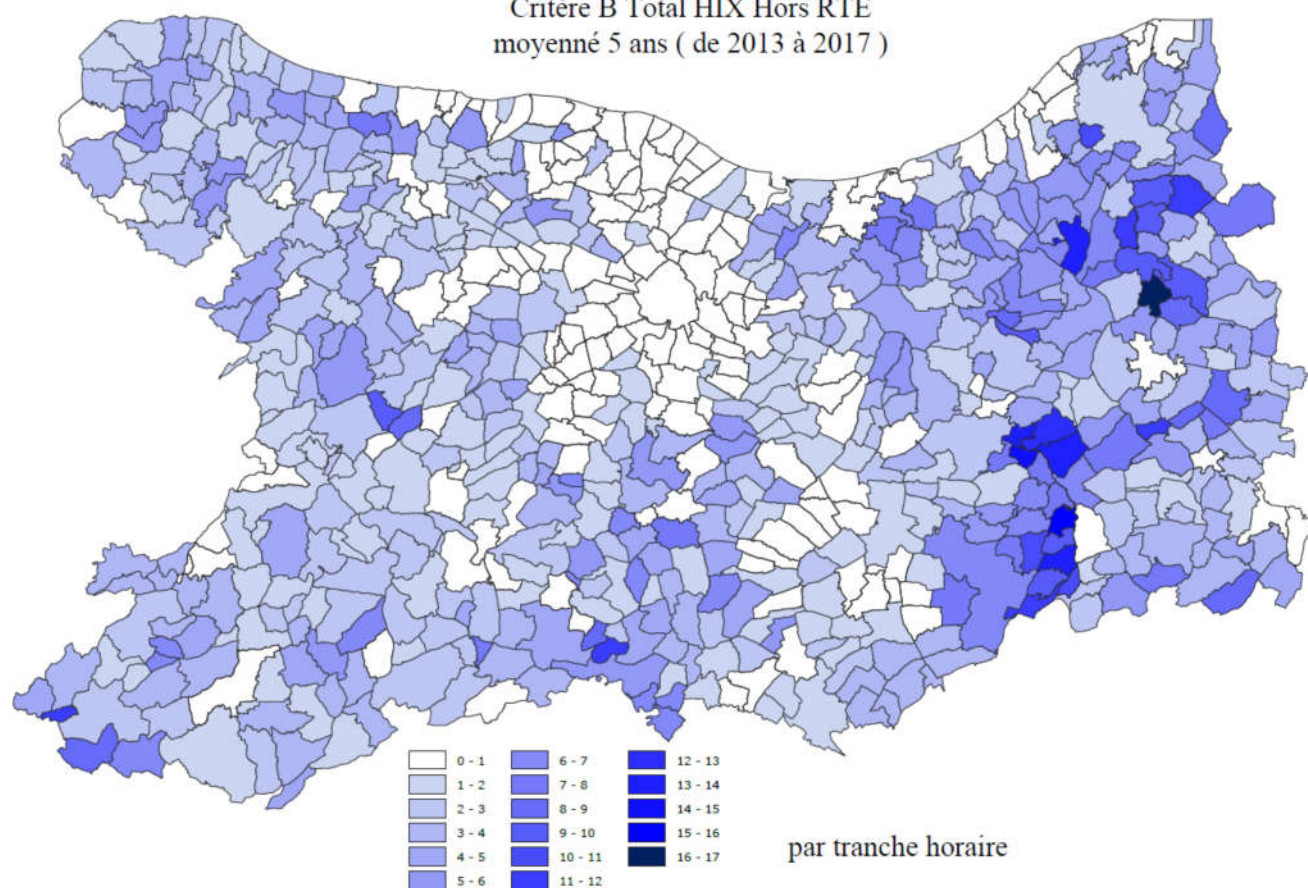
Critère B Total TCC moyenné 5 ans
(de 2013 à 2017)



Critère B HIX Hors RTE moyenné 5 ans
(de 2012 à 2016)



Critère B Total HIX Hors RTE
moyenné 5 ans (de 2013 à 2017)



Le SDEC ENERGIE relève la forte disparité entre les communes du Calvados en matière de critère B TCC. En effet, celui-ci varie de 0 à 60 minutes jusqu'à 25 à 26 heures (1 500 à 1 560 minutes).

- **NiTi et PsTi**

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NITI maille concession coupures longues	18 426 364	79 180 254	19 787 301	23 206 374	25 353 875	30 874 885
PSTi maille concession coupures longues	10 898 367	34 800 888	10 641 403	17 578 882	16 145 123	24 049 639

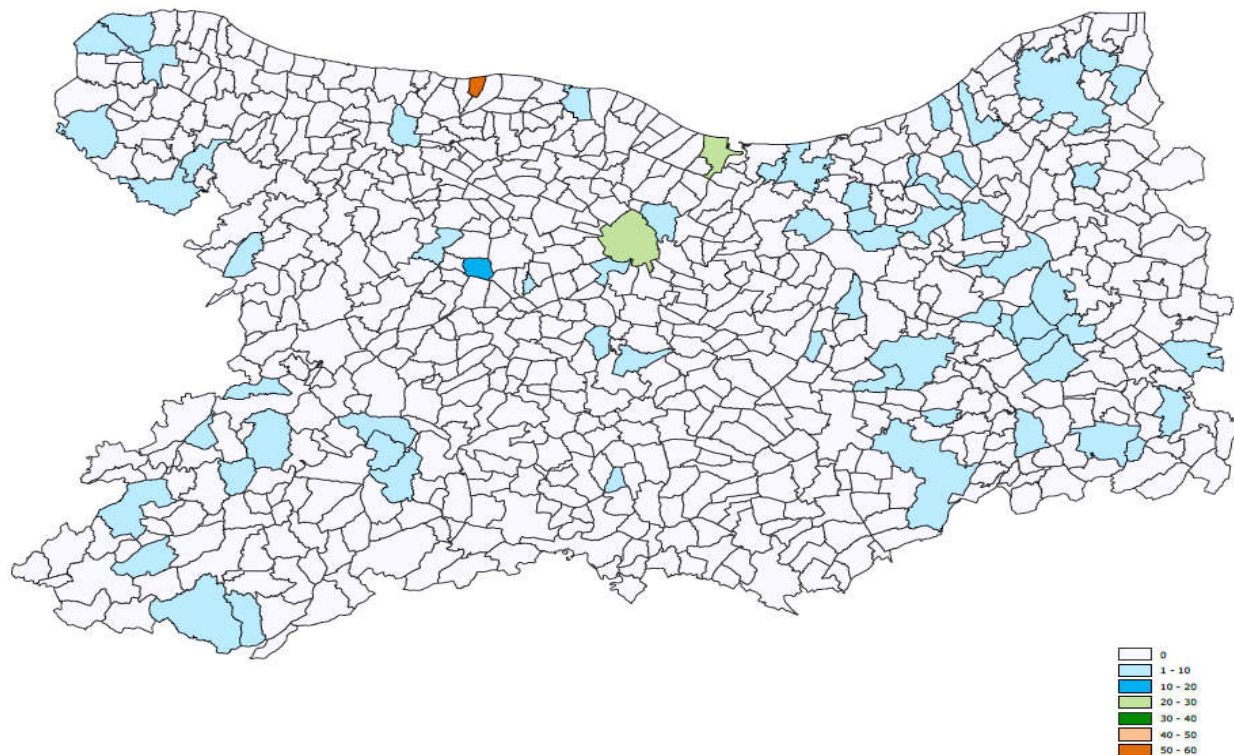
Le SDEC ENERGIE souligne qu'il ne dispose pas des NITI et PSTi sur l'ensemble de la chronique étudiée. Il lui est donc impossible d'analyser finement les données ci-dessus.

La qualité de l'onde électrique par zone géographique

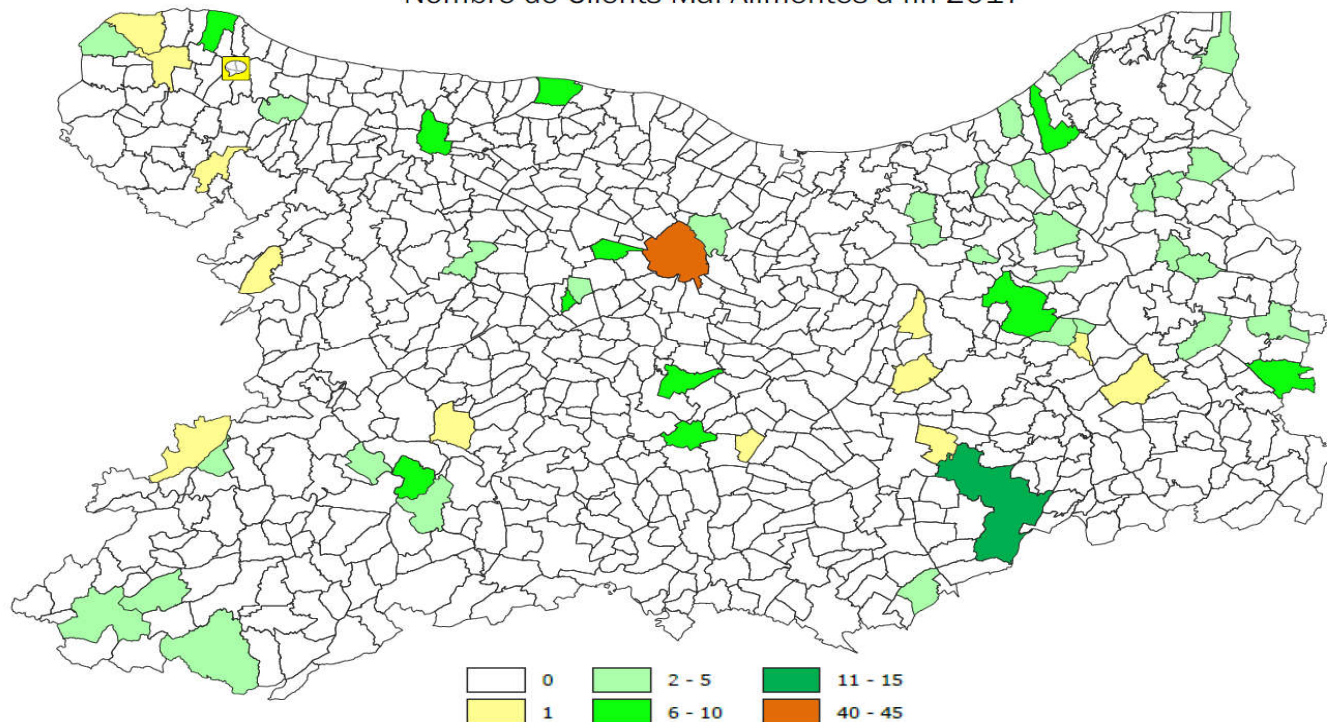
Chaque carte se base sur un zonage géographique à la maille de chaque commune.

La tenue de tension

Nombre de Clients Mal Alimentés à fin 2016



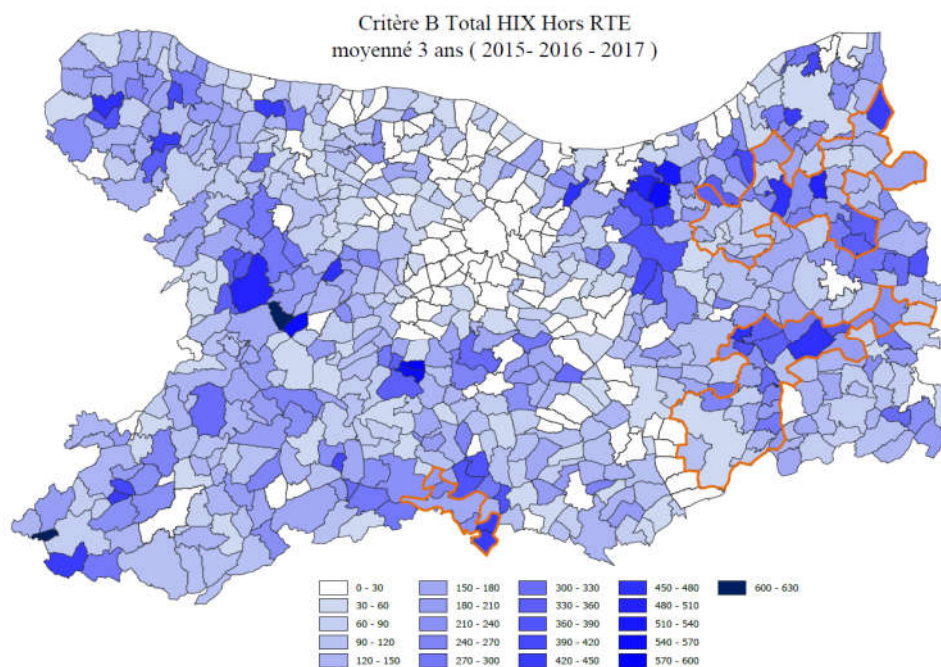
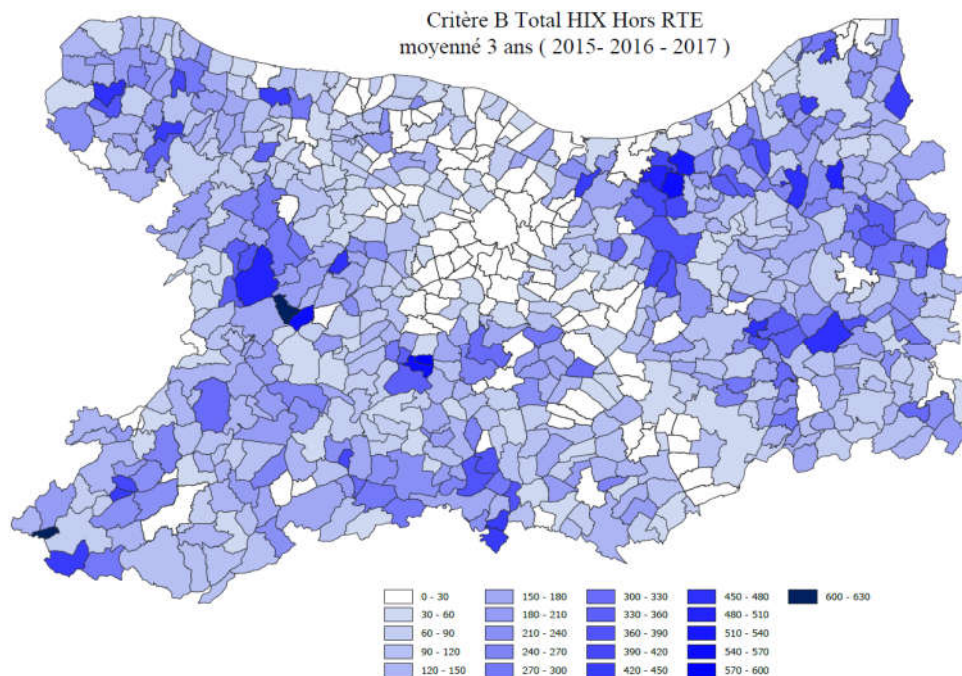
Nombre de Clients Mal Alimentés à fin 2017



La continuité

Cartes (et fichiers Excel associés) présentant, pour chaque exercice de 2012 à 2016, à la maille de chaque commune, par plage de 30 minutes, la valeur annuelle moyennée sur 3 ans glissants du:

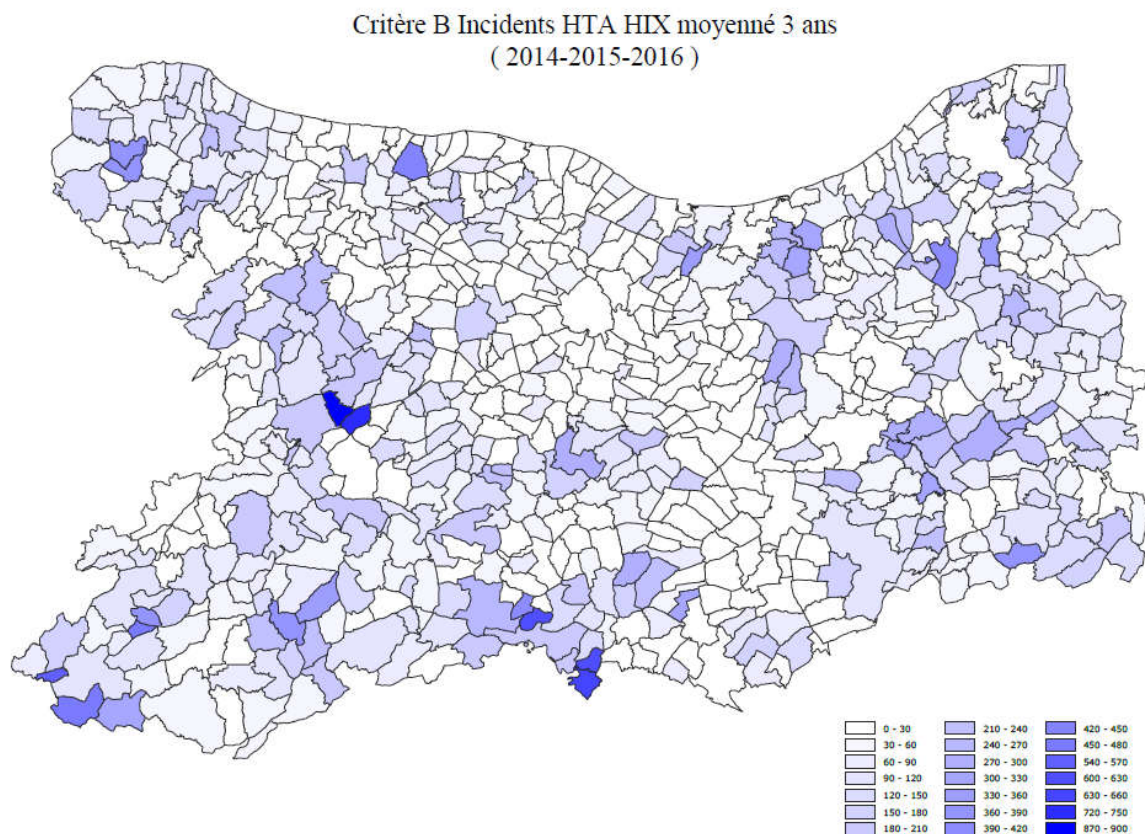
- **Critère B HIX**

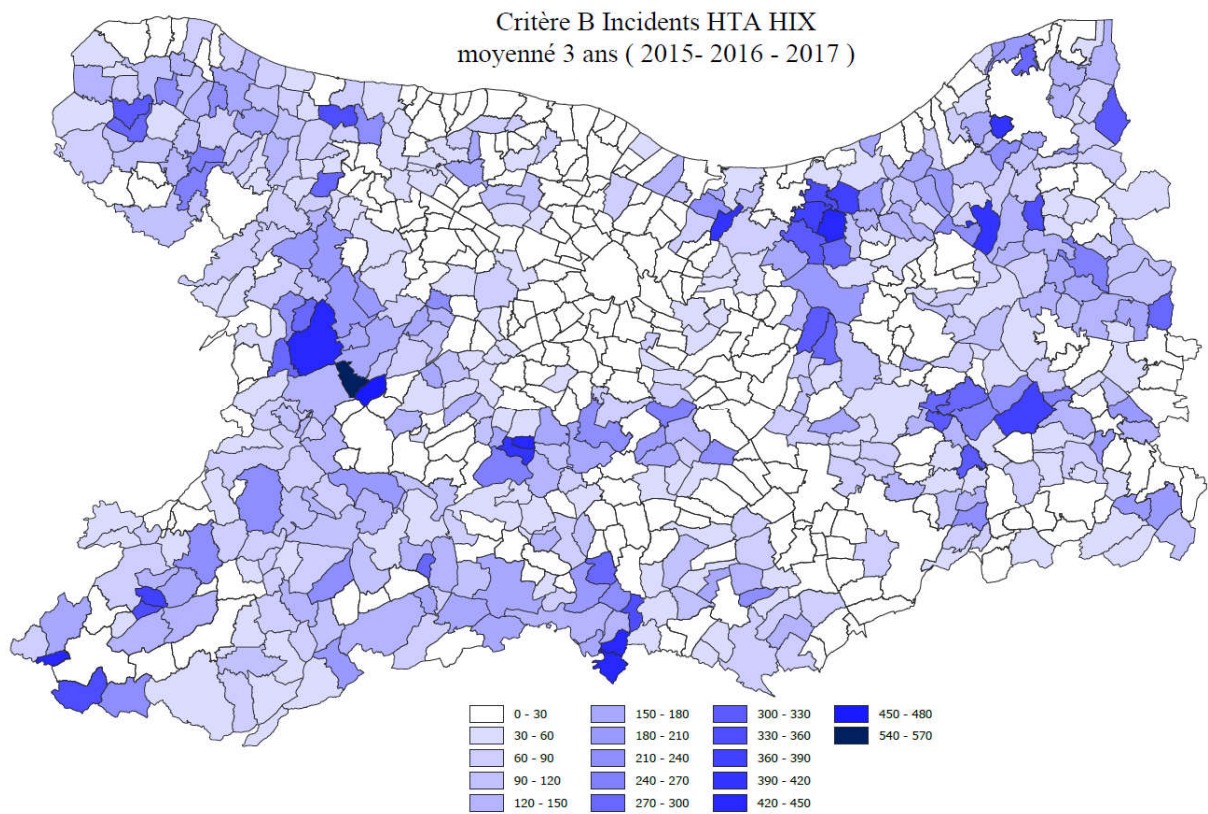


Le SDEC ENERGIE souligne que l'obtention du critère B HIX hors RTE annuel à la maille de la commune lui permettrait une analyse plus pertinente des temps de coupure.

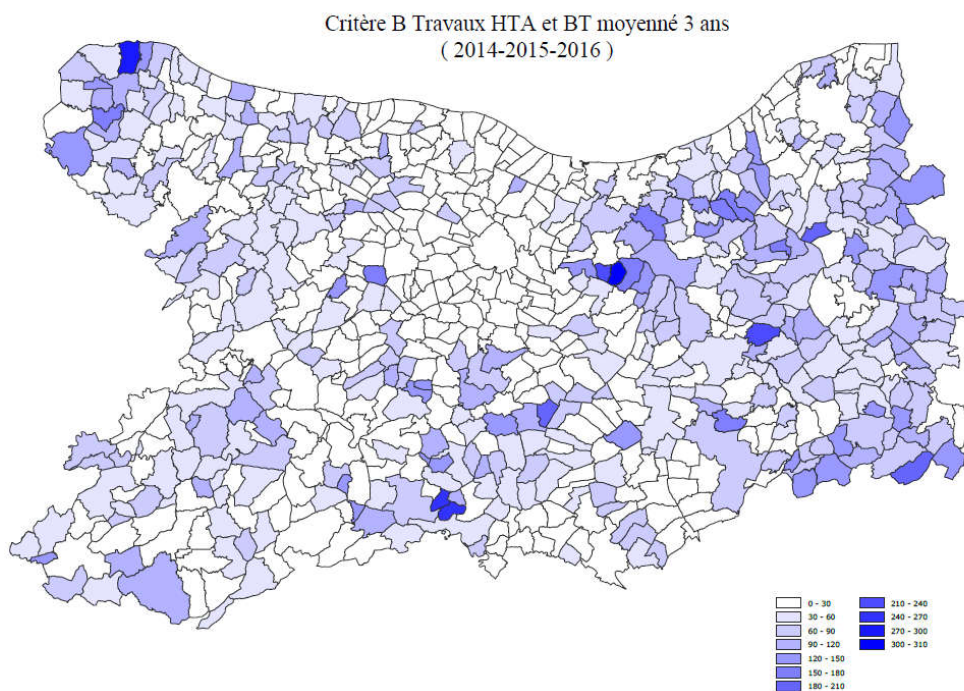
Le SDEC ENERGIE souligne la forte disparité entre les communes du Calvados en matière de critère B HIX hors RTE. En effet, celui-ci varie de 0 à 30 minutes jusqu'à 600 à 630 minutes (10 heures).

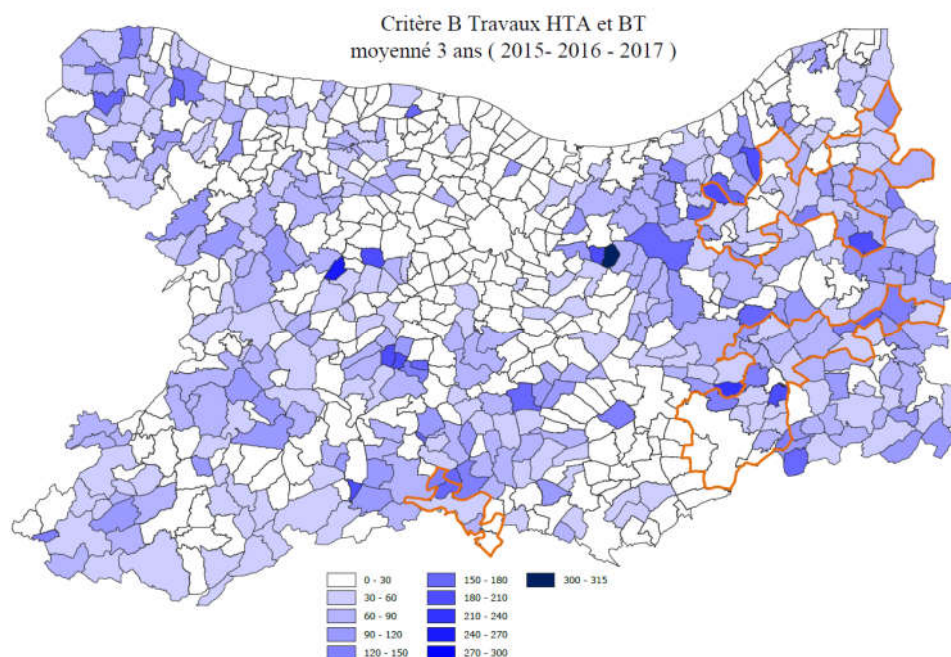
- **Critère B Incidents HTA HIX**





- critère B travaux HTA et BT :





Le SDEC ENERGIE relève que le temps de coupure moyen liés aux coupures programmées varie de 0 à 30 minutes jusqu'à 5 heures (300 à 315 minutes).

Les aléas climatiques

La politique industrielle d'Enedis prévoit la réduction de l'exposition des réseaux aux aléas climatiques. L'ensemble des mesures prévues par Enedis pour faire face aux aléas climatiques de grande ampleur a été résumé dans un « Plan Aléas Climatiques (PAC) », présenté à la DIDEME en juin 2006 et a fait l'objet d'une approbation par lettre ministérielle.

Le Contrat de Service Public (2005) engage Enedis à mettre en œuvre des actions spécifiques en faveur de la sécurisation des réseaux :

- identifier les zones fragiles du réseau, respectivement en HTA et en BT, au regard de 4 classes de risques climatiques : tempête, neige collante, inondation et canicule.
- élaborer un programme de traitement adapté de ces zones de fragilité combinant dépose, enfouissement, substitution d'ouvrages et élagage.

Les objectifs finaux étant :

- assurer la réalimentation d'au moins 90% des utilisateurs dans un délai de 5 jours en cas d'événement climatique majeur ;
- garantir en cas de panne importante la réalimentation dans les 12 heures des sites sécurisés accessibles à la population ;
- garantir, en cas d'inondation, la réalimentation des utilisateurs hors zones inondées selon des priorités définies par les pouvoirs publics.

Concernant le réseau aérien, l'identification des tronçons à risque climatique est réalisée selon 3 risques :

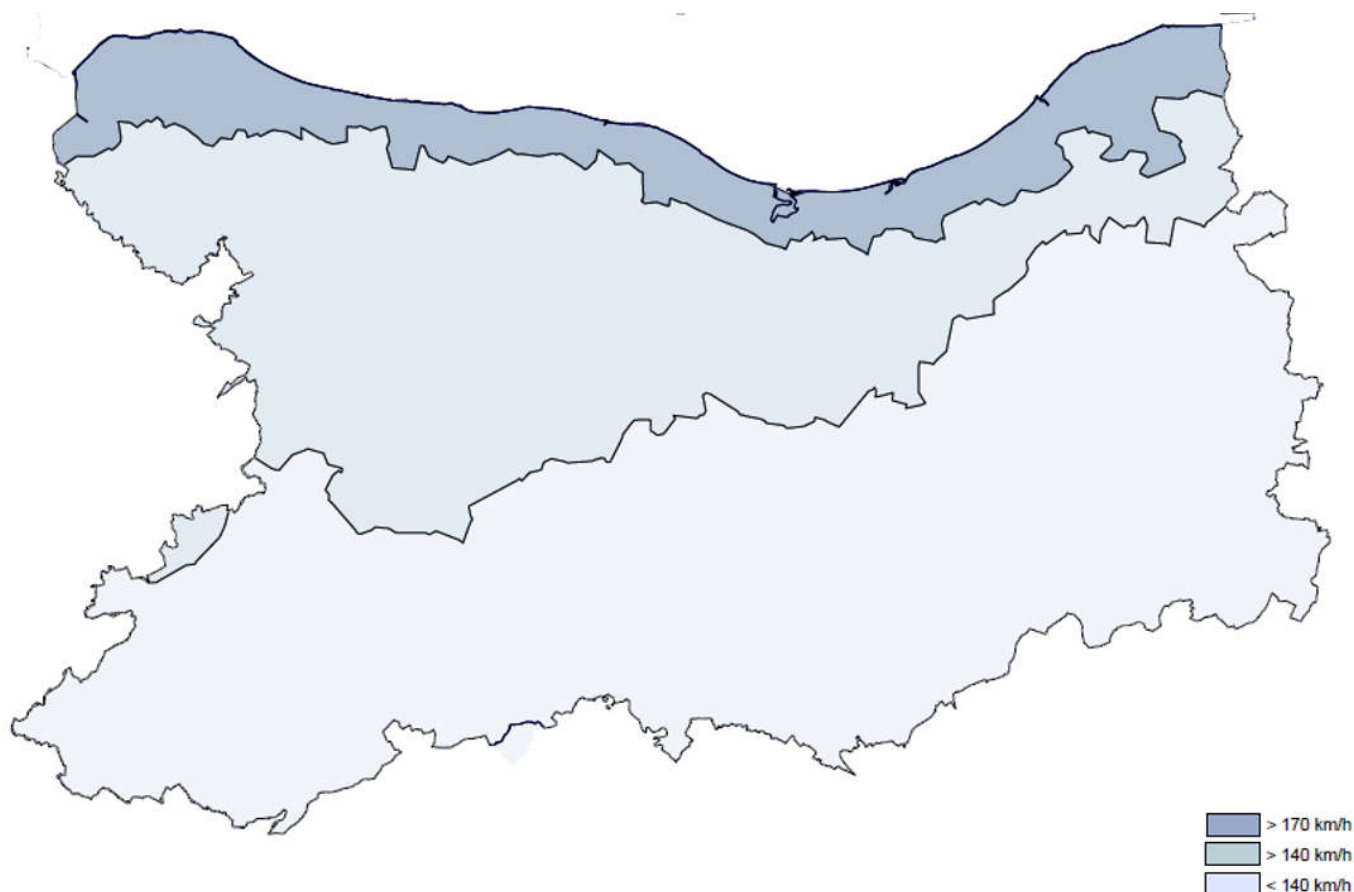
- risque bois (présence d'arbres pouvant chuter sur la ligne)
- risque vent (réseau sous dimensionné pour les vitesses de vent enregistrées)
- risque faible section (section "fragile")

Pour un maximum d'efficacité, la politique demande de prioriser le traitement des tronçons du réseau les plus à risque à partir d'un critère de risque qui a été calculé pour chaque tronçon HTA aérien nu et qui est le produit :

- de son exposition au risque au travers de sa longueur, avec une éventuelle pondération de celle-ci (maximale en zone boisée et dépendante de la tenue mécanique du conducteur pour les risques vent et neige/givre) ;
- de sa puissance en aval. »

3 cartes représentant respectivement les zones ventées, les zones à neige collante¹⁴ et les zones inondables seront produites.

Cartographie des zones ventées sur le territoire du SDEC ENERGIE



¹⁴ Il n'y a pas de zone à risque « neige collante » identifiée sur le territoire du SDEC

Cartographie des zones à risque « inondations » sur le territoire du SDEC ENERGIE



4. Les niveaux d'investissement

Les dépenses des maîtres d'ouvrages

Les Investissements d'Enedis

Investissements en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Raccordements	16 199	14 617	16 134	13 910	11 270	13 373
Amélioration du patrimoine	18 088	21 468	19 532	18 339	19 885	22 797
▪ Performance réseau	14 749	18 624	16 412	15 377	17 377	18 214
▪ Exigence environnementales et contraintes externes	3 339	2 844	3 120	2 962	2 508	4 584
Logistique	380	855	821	595	64	189
Total Général	34 667	36 941	36 488	33 148	35 093	41 748

Les Investissements du SDEC ENERGIE

Investissements en k€	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Raccordements	1 240	1 154	1 003	1 071	839	868
Amélioration du patrimoine	17 316	17 353	15 526	15 408	14 468	12340
▪ Performance réseau	8 766	9 256	8 335	9 078	9 315	8045
▪ Exigence environnementales et contraintes externes	7 336	6 886	6 109	5 252	4 151	4295
Logistique	1 214	1 211	1 082	1 078	1 002	925
Total Général	18 556	18 507	16 529	16 479	15 307	13 208

Les ouvrages mis en concession

- Généralités

Variation de la valeur des ouvrages concedés à fin 2017 en k€	Apports Enedis	Apports Externes
Canalisations HTA	7 820	1 993
- Dont aérien	1 492	49
- Dont souterrain	6 328	1 945
Canalisations BT	8 247	11 048
- Dont aérien	301	889
- Dont souterrain	7 947	10 160
Postes HTA/BT	1 317	513
Transformateurs HTA/BT	683	332
Autres biens localisés	886	78

- Chronique depuis 2012 des fichiers 2301 consolidés par année de mise en service et maître d'ouvrage

Année de mise en service par maître d'ouvrage	Valeur brute	Financements nets Enedis	Apports externes
SDEC ENERGIE			
2012	13 763 674	1 094 433	12 669 241
2013	11 748 353	731 183	11 017 170
2014	13 396 082	813 374	12 582 708
2015	15 123 652	837 267	14 286 385
2016	14 457 089	821 142	13 635 948
2017	3 041 744	24 580	3 017 164
Somme	71 530 594	4 321 979	67 208 615
Enedis			
2012	19 843 863	18 630 659	1 213 204
2013	19 488 512	18 191 104	1 297 408
2014	16 739 180	15 639 600	1 099 580
2015	19 874 643	18 344 697	1 529 946
2016	29 742 677	28 623 461	1 119 216
2017	25 882 004	24 516 109	1 365 895
Somme	131 570 879	123 945 631	7 625 248
Tiers			
2012	1 048 340	0	1 048 340
2013	238 346	0	238 346
2014	133 214	0	133 214
2015	2 395	0	2 395
2016	0	0	0
2017	17 917	0	17 917
Somme	1 440 213	0	1 440 213

5. Lexique

Termes	Définition
Age moyen des ouvrages	L'âge moyen des ouvrages se calcule par type de réseau ou d'ouvrage et de technologie (aérien nu, aériens nu de faible section, torsadé, souterrain). Il se calcule de la date de mise en service relevée dans la base technique et la base comptable. Les âges moyens des ouvrages peuvent différer d'une base à l'autre. Cela s'explique notamment par le fait que les retraits pour les réseaux BT dans la base comptable sont réalisés de façon statistique, les réseaux BT les plus anciens de la typologie et de la commune concernée étant sortie de l'inventaire.
Base technique BT	Fichiers techniques fournis en annexe du présent document et dont le nom est repéré dans le tableau des annexes.
Base comptable-BC	Fichiers comptables fournis en annexe du présent document et dont le nom est repéré dans le tableau des annexes.
Branchement individuel	La consistance des ouvrages de branchement des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par l'article D. 342-1 du code de l'énergie (cf. annexe).
Branchement collectif	Un branchement est individuel lorsqu'il permet le raccordement d'un seul client au réseau public, ou collectif s'il dessert plusieurs clients.
Branchements créés ou modifiés	Un branchement est : - créé à l'issue d'une opération de raccordement avec création d'un branchement neuf ; - modifié à l'issue d'une opération de raccordement avec modification d'un branchement existant.
Ouvrage vétuste	Un ouvrage est dit vétuste suite à la survenance de 2 types de vieillissement : - vieillesse interne des matériels, qui dépend des matières constitutives du matériel (essentiellement dépendant de l'âge du matériel) ; - vieillesse externe liée à l'exploitation (niveau de charges, nombre de manœuvres, etc.) et à l'environnement (vent, orage, neige, zones boisées, bord de mer...).
Coupures brèves	Les coupures (interruptions) brèves sont les coupures comprises entre une seconde et trois minutes.
Coupures longues	Les coupures (interruptions) longues sont les coupures supérieures à trois minutes. il n'est pas tenu compte des éventuelles coupures secondaires survenant mécaniquement du fait des manœuvres normales d'exploitation ou du fonctionnement des protections automatiques du réseau, dès lors que ces coupures secondaires concernent le même incident et qu'elles surviennent moins d'une heure après le début de celui-ci.
Coupures très brèves	Les coupures (interruptions) inférieures à 1 seconde (également appelées microcoupures).
Critère B	Durée moyenne de coupure de l'année N ($DMC \frac{BT}{N}$) également appelée critère B, est définie comme le ratio de la durée de coupures longues des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $DMC \frac{BT}{N}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Dès lors on parle de critère B HIX, dans le cas contraire on parle de critère B TCC (Toutes causes confondues). $DMC \frac{BT}{N} = \frac{\sum \text{Année N Durées des coupures longues des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Départ BT	Canalisations BT situées entre les postes de transformation HTA/BT et la limite des branchements clients.

Termes	Définition
Départ BT en contrainte d'intensité	Un départ BT est en contrainte d'intensité lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons des canalisations est supérieure à la puissance admissible sur ce tronçon.
Départ BT en contrainte de tension	Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la plage des valeurs admissibles mentionnées à l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007.
Départ HTA	Canalisations HTA situées entre les postes sources et les postes de transformation HTA/BT.
Départ HTA en contrainte d'intensité	Un départ HTA est en contrainte d'intensité lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible sur ce tronçon. La puissance admissible sur un tronçon dépend de sa technologie et de sa section
Départ HTA en contrainte de tension	Un départ HTA est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la plage des valeurs admissibles mentionnées à l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007.
Données repères	Toutes les données chiffrées indiquées dans le présent document à l'exception de celles concernant l'année de référence. Ces données chiffrées sont d'unité variable (longueur, nombre, pourcentage...). Ces données et les commentaires associés permettent de déterminer les caractéristiques, le dimensionnement des réseaux et la qualité de la distribution d'électricité sur la concession au terme du contrat conclu le 18 décembre 1992, soit au 30-06-2018. Ces données sont celles communiquées par le concessionnaire au titre du compte rendu d'activité de l'année 2016 transmis à l'autorité concédante au plus tard le 30 juin 2017. Elles seront actualisées par le concessionnaire suite à la communication des données relatives à l'exploitation du service pour l'année 2017 au plus tard le 30 décembre 2018.
Écart absolu cumulé	Pour chaque triplet « Année de mise en service/ETI/code INSEE », les écarts de longueurs (ou le nombre d'ouvrages) sont quantifiées; entre bases technique et comptable. Les écarts de longueur en valeur absolu peuvent s'apprécier par technologie plus ou non détaillée (exemple aérien, aérien nu, etc...). Le taux d'incohérence d'une technologie correspond aux écarts de longueur par triplet (ou leur cumul) rapportés aux linéaires de la technologie correspondante (ou des technologies correspondantes) de la base technique.
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues	La fréquence moyenne de coupures longues (Travaux incident) de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues (Travaux incident) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur incidents	La fréquence moyenne de coupures longues sur incidents de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues incidents (hors coupures dont la cause est des travaux) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur travaux	La fréquence moyenne de coupures longues sur travaux de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues travaux (hors coupures dont les causes sont des incidents) des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)
Fréquence moyenne annuelle de coupures brèves TCC	La fréquence moyenne de coupures brèves toutes causes confondues (TTC) est définie comme le ratio du nombre de coupures brèves des installations de consommation raccordées en BT/HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT/HTA au 31 décembre de l'année N. Ce ration est calculé en tenant compte des coupures liées aux incidents consécutifs aux événements exceptionnels et aux coupures liées au réseau public de transport (ou aux délestages)

Termes	Définition						
Fréquence moyenne annuelle de coupures très brèves TCC	La fréquence moyenne de coupures très brèves toutes causes confondues (TTC) est définie comme le ratio du nombre de coupures très brèves des installations de consommation raccordées en BT/HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT/HTA au 31 décembre de l'année N. Ce ratio est calculé en tenant compte des coupures liées aux incidents consécutifs aux événements exceptionnels et aux coupures liées au réseau public de transport (ou aux délestages).						
Fréquence moyenne annuelle de coupure vue des clients BT	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en BT est définie comme le ratio du nombre de coupures longues et brèves des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. Le ratio est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).						
Incident	Interruption (coupure) non liée aux travaux.						
GDO-SIG	La définition de l'outil GDO-SIG est précisée par l'arrêté du 16 septembre 2014 reconnaissant une méthode d'évaluation des chutes de tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité.						
Maille	Echelon sur lequel sont présentées des données, selon un axe d'analyse : - territoire : DR, ex-centre, concession, commune, - ouvrage : départ HTA-BT.						
NiTi	Le NiTi correspond au temps de coupure cumulé de l'ensemble des clients impactés. Il est exprimé en minutes. Il peut être total ou limité à la concession (c'est-à-dire pour les clients impactés situés sur le domaine concessif).						
Nombre d'incidents pour 100 km de réseau ou pour 1000 postes HTA/BT ou pour 1000 transformateurs	Nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) hors travaux subies par les clients, localisées sur le linéaire de réseau, les postes HTA/BT ou les transformateurs du périmètre considéré, divisé par la longueur du réseau, le nombre de postes HTA/BT ou le nombre de transformateurs du périmètre considéré, multiplié par 100 km de réseau, 1000 postes HTA/BT ou 1000 transformateurs.						
Organes de manœuvre HTA télécommandés	Les OMT (Organes de Manœuvres Télécommandés) servent à tronçonner les départs HTA en poches de clients pour optimiser les délais de réalimentation des clients en cas d'incident sur le réseau. Les OMT se manœuvrent à distance.						
Organes de manœuvre HTA non télécommandés	Les organes de manœuvre non télécommandés (OM) se manipulent « au pied du poteau ».						
Point de livraison	Un PDL (point de livraison) correspond à un branchement. C'est la référence client qui va permettre d'identifier son installation.						
Postes HTA/BT	<table> <tr> <th>Type de poste</th><th>Définitions</th></tr> <tr> <td>CABINE BASSE</td><td>Le poste en cabine basse est un poste urbain ancien, alimenté par une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, décliné en 2 versions : - Sans appareillage HTA : Construit entre 1968 et 1977, de type simplifié, il est constitué d'une cabine basse en maçonnerie qui contient uniquement le transformateur et un tableau basse tension (incluant 3 gammes de puissance : 100, 160 et 250 kVA). Ce poste ne comporte pas de bac de rétention. - Avec appareillage HTA : Construit en maçonnerie traditionnelle de type cabine en élévation, son appareillage HTA (type ouvert et sous enveloppe métallique) est constitué de 3 à 5 fonctions pour une puissance de transformation (non TPC) allant jusqu'à 1000 kVA. </td></tr> <tr> <td>CABINE DE CHANTIER</td><td>Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire. Il se décline en différentes gammes de puissances pouvant aller</td></tr> </table>	Type de poste	Définitions	CABINE BASSE	Le poste en cabine basse est un poste urbain ancien, alimenté par une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, décliné en 2 versions : - Sans appareillage HTA : Construit entre 1968 et 1977, de type simplifié, il est constitué d'une cabine basse en maçonnerie qui contient uniquement le transformateur et un tableau basse tension (incluant 3 gammes de puissance : 100, 160 et 250 kVA). Ce poste ne comporte pas de bac de rétention. - Avec appareillage HTA : Construit en maçonnerie traditionnelle de type cabine en élévation, son appareillage HTA (type ouvert et sous enveloppe métallique) est constitué de 3 à 5 fonctions pour une puissance de transformation (non TPC) allant jusqu'à 1000 kVA.	CABINE DE CHANTIER	Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire. Il se décline en différentes gammes de puissances pouvant aller
Type de poste	Définitions						
CABINE BASSE	Le poste en cabine basse est un poste urbain ancien, alimenté par une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, décliné en 2 versions : - Sans appareillage HTA : Construit entre 1968 et 1977, de type simplifié, il est constitué d'une cabine basse en maçonnerie qui contient uniquement le transformateur et un tableau basse tension (incluant 3 gammes de puissance : 100, 160 et 250 kVA). Ce poste ne comporte pas de bac de rétention. - Avec appareillage HTA : Construit en maçonnerie traditionnelle de type cabine en élévation, son appareillage HTA (type ouvert et sous enveloppe métallique) est constitué de 3 à 5 fonctions pour une puissance de transformation (non TPC) allant jusqu'à 1000 kVA.						
CABINE DE CHANTIER	Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire. Il se décline en différentes gammes de puissances pouvant aller						

Termes	Définition
	jusqu'à 2500 kVA.
	CABINE HAUTE Le poste cabine haute est un poste rural ancien, construit en maçonnerie traditionnelle jusqu'en 1990 sur les réseaux de distribution. Il comprend les fonctions suivantes : • appareil de coupure HTA de type ouvert (non systématique); • transformateur HTA/BT ; • tableau BT. Il se décline en 2 gammes de puissance : <= 160 kVA ou <=250 kVA.
	En immeuble • Le poste préfabriqué apte à l'exploitation et intégré dans un immeuble : Ce poste est doté initialement d'un équipement de génie civil industriel adéquat tant sur le plan technique qu'environnemental, permettant ainsi une grande facilité de mise en œuvre et d'adaptation lors de son installation dans le génie civil de l'immeuble. • Le poste en maçonnerie traditionnelle construit dans l'immeuble : Le poste est implanté dans un local mis à disposition au sens du Code de l'Urbanisme article R332.16 (décret n° 70.254 du 20 mars 1970). L'environnement particulier de ce poste impose des caractéristiques spécifiques tant en terme d'intégration qu'en terme d'exploitation. Le représentant d'Enedis fait réaliser l'approvisionnement des matériels et leurs installations ainsi que les contrôles en vue de la réception technique du poste. Le poste intégré dans un immeuble est destiné aux zones urbaines denses pour lesquelles les emplacements sont difficiles à trouver. C'est un produit d'assemblage avec des fonctions de base : éclairage public, protection basse tension TIPI, réalimentation. Il permet une adaptation aux besoins du réseau par une modularité de ses Unités Fonctionnelles (UF). L'appareillage est de type compact extensible. Le transformateur est classique avec des pertes réduites, de puissance 400, 630 ou 1 000 kVA.
	ENTERRE Le poste enterré est intégré dans les structures urbaines denses. Il est raccordé à une canalisation souterraine ou aéro-souterraine. Réservé aujourd'hui à des situations exceptionnelles, ce type de poste est exposé aux inondations. L'appareillage HTA est constitué de 3 à 5 fonctions (type ouvert ou sous enveloppe métallique) pour une puissance de transformation (non TPC) allant jusqu'à 1000 kVA.
	H61 Le poste de transformation sur poteau (dit H61) est un poste rural directement alimenté par une ligne aérienne HTA. Sa conception épurée facilite son insertion sur le réseau HTA. La multiplication des points d'injection permet d'une part, de diminuer les chutes de tension sur le réseau basse tension (BT) et d'autre part, de réduire la longueur des lignes BT. Les fonctions suivantes sont regroupées sur un seul et même support : • ancrage des conducteurs aériens (HTA et BT), • transformation, • protection du réseau BT.

Termes	Définition
	D'une puissance unitaire de 50, 100 ou 160 kVA, ce poste est prévu pour : - être alimenté sous des tensions primaires de 15 ou 20 kV, - desservir un ou deux départs sous une tension secondaire de 410 V sous une fréquence de 50 Hz.
POSTE AU SOL TYPE A	Le PSS (Poste au Sol Simplifié) est un ouvrage industriel destiné à la desserte de zones rurales ou périurbaines. C'est un produit semi-global qui se décline en 2 versions : - le PSS A : alimentation en antenne, équipement sans cellule HTA ; - le PSS B : alimentation en coupure d'artère, équipement avec cellule HTA. Il intègre la protection basse tension TIPI, la réalimentation, l'éclairage public et une fonction d'appareillage simplifié pour le PSS B. C'est un concept tout en un où : - les équipements sont spécifiques ; - chaque version est figée en seulement trois variantes de puissances de transformation (100,160 et 250 kVA) ; - le transformateur à protection coupure (TPC) est interchangeable.
Autres au sol type B	
Poste rural compact simplifié	Le Poste Rural Compact Simplifié (PRCS) est un ouvrage industriel destiné au réseau de distribution publique en zones rurales. C'est un produit global livré clé en main, en concurrence en coût global avec le poste sur poteau, pour des fonctions identiques. La fonction transformateur est intégrée, et utilise la technologie à protection coupure avec des pertes réduites. La fonction de protection basse tension utilise des fusibles. Le produit se décline en 3 gammes de puissance : 50, 100 et 160 kVA.
Poste urbain intégré à son environnement	Le PUIE (Poste Urbain Intégré dans son Environnement) est un ouvrage industriel destiné à la desserte de zones périurbaines ou urbaines. C'est un produit global, livré clé en main, qui intègre l'ensemble des fonctions suivantes : - une exploitation HTA en coupure d'artère, - un raccordement au réseau HTA par un appareillage compact 2 interrupteurs, - une transformation avec une protection coupure (TPC), - une protection basse tension de type TIPI, - une réalimentation, - une fonction d'éclairage publique, Le produit se décline en 2 gammes de puissance : 400 et 630 kVA.
Rural compact	Le poste rural compact est un ancien poste sous capot, raccordé à une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, construit entre 1977 et 1991. Il contient uniquement le transformateur et un tableau basse tension (incluant 3 gammes de puissance : 100, 160 et 250 kVA).

Termes	Définition
	Ce poste ne comporte pas de bac de rétention.
	Rural socle Le poste rural socle est un poste socle destiné aux zones rurales, raccordé à une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, construit entre 1991 et 2001. Il se compose d'un transformateur spécifique auto-protégé et d'un disjoncteur BT à image thermique. Il ne comporte pas de bac de rétention. Le produit se décline en 2 gammes de puissance : 100 et 160 kVA.
	Urbain compact Le poste urbain compact est un poste avec appareillage HTA fabriqué principalement entre 1979 et 2000, certains modèles étant encore fabriqués aujourd'hui. Sa puissance de transformation peut aller jusqu'à 1 000 kVA.
	Urbain portable Le poste urbain portable est un poste préfabriqué de type PAC (Poste à Couloir de Manœuvre). C'est un ouvrage industriel destiné aux zones périurbaines ou urbaines. C'est un produit simple avec des fonctions de base : éclairage public, protection basse tension TIPI, réalimentation. Il permet une adaptation aux besoins du réseau par une modularité des Unités Fonctionnelles (UF) et se décline en 2 versions (4 ou 5 UF). L'appareillage est de type compact extensible. Le transformateur est classique avec des pertes réduites, de puissance 400, 630 ou 1 000 kVA. Il existe également des générations plus anciennes de ce type de poste : • PAC 6 m² : appareillage HTA limité à 3 fonctions, puissance de transformation ≤ 1000 kVA ; • PAC 10 m² : appareillage HTA allant jusqu'à 5 fonctions, • PAC 3 UF : puissance ≤ 400 kVA, remplacé à partir de 2010 par le PUIE.
Postes HTA/BT en contrainte de charge	Un poste est dit en contrainte de charges si la puissance appelée par le réseau BT qu'il alimente est supérieure, en tenant compte du foisonnement, à la puissance admissible du ou des transformateurs qui le composent.
Prise optimisée de transformateurs HTA/BT	Les transformateurs HTA/BT comportent en général un commutateur de prise fixe à trois positions permettant d'ajuster le rapport de transformation et de faire varier la tension BT à vide. Une prise est dite optimisée si son réglage, conforme au plan de tension, permet de minimiser l'impact des chutes de tension pour les consommateurs et d'éviter les surtensions sur le réseau BT. Le réglage d'une prise de transformateur peut être différent du réglage enregistré dans l'outil GDO-SIG.
PsTi	Le PsTi correspond au produit de la puissance souscrite des clients HTA coupés par le temps de coupure de ces mêmes clients coupés. Il peut être total ou concessif. L'unité est le KW.mn
Quantité de réseaux BT datés en 1946	Linéaire de réseaux (exprimé en km) dont la mise en service a été datée arbitrairement à 1946 dans la base technique pour les linéaires de réseau BT posés avant les années 1980.
Réclamations en matière de qualité de service (Enedis)	Une réclamation est l'expression d'un client, écrite, d'une insatisfaction dont il attribue directement ou indirectement la responsabilité à Enedis et pour laquelle une réponse ou une solution est explicitement ou implicitement souhaitée. Les principaux types de réclamations sont : « Raccordements », « Relève et facturation », « Accueil », « Interventions techniques », « Qualité de la fourniture ».

Termes	Définition
Réclamations, relatives à la tenue de tension, avérées et non identifiées par l'outil GDO-SIG	Une réclamation est : - relative à la tenue de tension si elle concerne un client mal alimenté au sens du titre II de l'arrêté du 7 décembre 2007 modifié ; - avérée, si elle s'appuie sur des données objectives (réclamation écrite du client, réclamation écrite de l'AODE et mesures sur site effectuées dans les règles de l'art par le concédant ou le concessionnaire) ; - non identifiée par l'outil GDO-SIG si elle n'est pas connue par application du modèle statistique mis en œuvre par cet outil au 31-12- de l'année N-1.
Réseau BT	Réseau de distribution dont la tension est de 400 ou 230 Volts.
Réseau aérien BT	Canalisations électriques posées au-dessus du sol.
Réseau BT aérien nu	Conducteurs BT nus en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium de sections : AL 11 à 51 mm ² , AM 22 à 75 mm ² , CU 3 à 90mm ² .
Réseau BT aérien nu de faible section	Conducteurs nus BT en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium, d'une section inférieure ou égale à en AL et AM : 22mm ² en cuivre : 29 mm ² .
Réseau BT souterrain	Canalisations électriques BT enterrées.
Réseau BT souterrain à neutre périphérique	Conducteurs BT enterrés disposant d'un neutre périphérique en aluminium - Câble de réseau «HN 33-S-32» au niveau national posé de 1969 à 1975. Les sections concernées sont les suivantes (mm2) : 16 ; 25 ; 35 ; 50 ; 95 ; 150 ; 240.
Réseau BT souterrain en CPI	Canalisations électriques BT enterrées à isolation papier, posées jusqu'en 1971 : - NF C 33-100 : câbles à ceinture sous gaine plomb (âmes en alu ou en cuivre) ceinture sous gaine plomb (âmes en alu ou en cuivre), - HN 33-S-10 : câbles à gaine d'aluminium lisse servant de neutre, - HN 33-S-11 : câbles à gaine d'aluminium ondulée servant de neutre. Les sections concernées sont les suivantes (mm2) : 16 ; 25 ; 35 ; 50 ; 60 ; 94 ; 95 ; 120 ; 150 ; 239 ; 240 ; 280 pour le NF C 33-100 (AL) 10 ; 14 ; 22 ; 25 ; 35 ; 50 ; 75 ; 95 ; 100 ; 150 ; 230 pour le NF C 33-100 (CU) 25 ; 35 ; 50 ; 60 ; 95 ; 150 ; 239 ; 240 ; 280 pour le HN 33-S-11 et S-10.
Réseau BT souterrain de faible section	Canalisations électriques BT enterrées, d'une section inférieure ou égale à 14 mm ² (CU) ou 22 mm ² (autres métaux).
Réseau BT torsadé	Regroupement de quatre conducteurs (les trois phases + le neutre), recouverts d'une isolation PRC noire, en une seule « torsade » (ou faisceau).
Réseau HTA	Réseau de distribution dont la tension est de 20 000 ou 15 000 Volts.
Réseau HTA aérien nu	Canalisation HTA non isolée.
Réseau HTA aérien nu de faible section	Faible section en HTA : section <= 14 mm ² pour les conducteurs en cuivre et <= 22 mm ² pour les conducteurs en almélec et autres métaux
Réseau HTA souterrain	Canalisation HTA enterrée.
Réseau HTA souterrain en CPI	Technologie dont l'isolant de câble est constitué d'un papier imprégné d'un liquide isolant. Câbles posés sur le territoire de la concession entre 1946 et 1981.
Somme des écarts en valeur absolue	Somme (km) des écarts de linéaire BT, en valeur absolue (la valeur absolue d'un nombre réel est sa valeur numérique sans tenir compte de son signe) à la maille communale et par technologie (réseau BT aérien nu, torsadé, souterrain) repérés dans les bases technique et comptable.
Transformateur et autotransformateur	Un transformateur est un appareil électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Un autotransformateur est un transformateur ne disposant que d'un seul enroulement, le secondaire étant une partie de l'enroulement primaire. Le courant alimentant le

Termes	Définition
	transformateur parcourt le primaire en totalité et une dérivation à un point donné de celui-ci détermine la sortie du secondaire.
Transformateur en contrainte de charges	Un transformateur est en contrainte de charges si la puissance appelée par le réseau BT qu'il alimente est supérieure, en tenant compte du foisonnement, à sa puissance admissible.
Clients BT mal alimentés au titre de la tenue de tension	Un client raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] de sa tension nominale.
Zone d'électrification urbaine (UR), Zone d'électrification rurale (ER)	• Zone rurale : ensemble des communes soumises au régime d'aides à l'électrification rurale. • Zone urbaine : ensemble des communes non soumises au régime d'aides à l'électrification rurale. Au 31-12-2017, le régime des communes sur le périmètre de la concession est fixé par les arrêtés préfectoraux suivants : • Arrêtés (Préfecture du Calvados) n° 2014300-0001, 2014300-0002 et 2014300-0004 du 27 octobre 2014, • Arrêté (Préfecture de la Manche) du 30 septembre 2014 n° 14-1 CY.



**SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
D'ÉNERGIES DU CALVADOS**

État des lieux de fin de contrat de la concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

DOCUMENT COMPLÉMENTAIRE

Table des matières

6.	BILAN DE FIN DE CONTRAT - DOCUMENT COMPLÉMENTAIRE	92
6.1.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.2.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	93
6.2.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.3.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	95
6.3.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.4.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	97
6.4.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.6 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	98
6.5.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.8 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	99
6.5.1.	<i>Les mesures de terre</i>	99
6.5.2.	<i>Évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité</i>	100
6.6.	COMPLEMENT AU TITRE 4 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	113
6.7.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 4.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	115
6.8.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 4.2.3 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	116
6.9.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 5.1.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	117
6.10.	COMPLEMENT AU TITRE 6 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	119
6.11.	LISTE DES FICHIERS PRINCIPAUX INFORMATIQUES RATTACHES A L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT	121

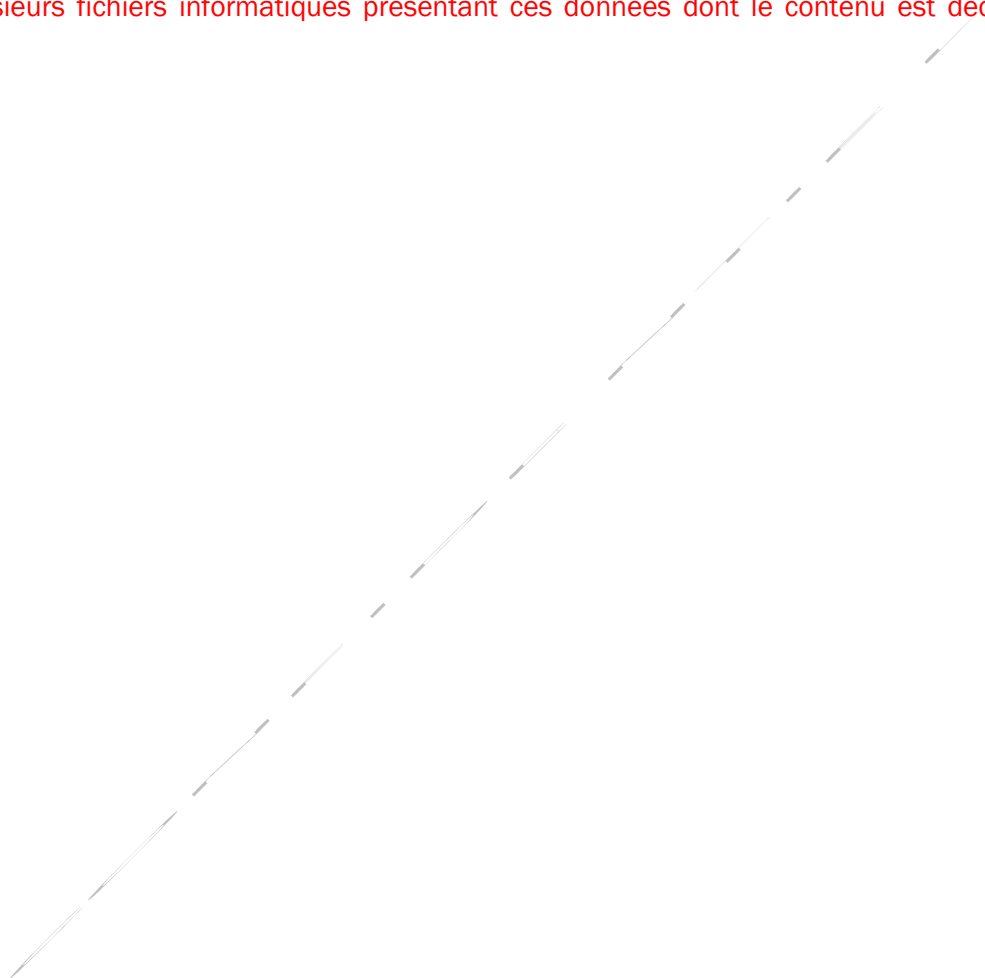
6. BILAN DE FIN DE CONTRAT - DOCUMENT COMPLÉMENTAIRE

Les données chiffrées du bilan de fin de contrat sont présentées à la maille de la concession ou du département.

Le présent document complémentaire a pour objet de présenter ces données à des mailles plus fines, généralement à la maille communale.

Le présent document complémentaire est constitué :

- du présent document,
- de plusieurs rapports
- de plusieurs fichiers informatiques présentant ces données dont le contenu est décrit au chapitre 1.11.



Complément au paragraphe 2.2.1 de l'état des lieux de fin de contrat

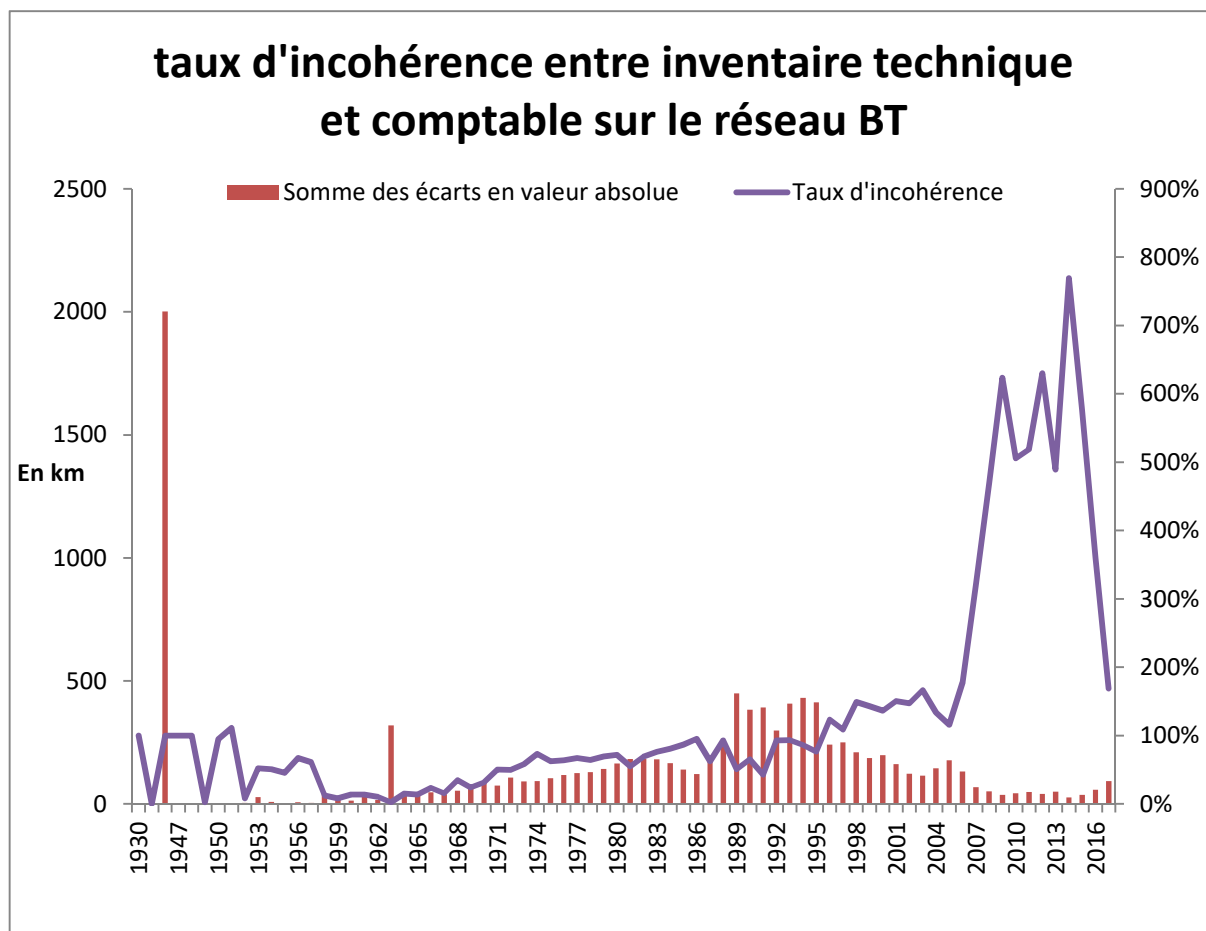
Les écarts évoqués à l'article 2.2.1 du bilan de fin de contrat sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des réseaux BT quels que soient la technologie utilisée, l'âge de l'ouvrage et la commune d'implantation.

Ces écarts de longueurs entre les bases technique et comptable font l'objet d'une procédure de réduction, spécifique sur la concession dont les modalités sont en cours de définition entre le concédant et le concessionnaire.

Les écarts présentés ci-dessous sont des écarts absolus cumulés* tenant compte, des ETI (Elément Technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur localisation à maille communale : code géographique INSEE).

Longueur en km au 31/12/2017	Données de la concession		Écarts absolus cumulés de longueurs	
	Base technique (BT)	Base comptable (BC)	En km	En % [(BC- BT) / BT]
Aérien*	5 307,9	5 367,46	7047.001	135%
dont aérien nu* total	724,5	847,69	1557,523	215%
dont aérien nu faible section*	250,1	ND	ND	ND
dont torsadé*	4 494,00	4 438,96	5489,478	122%
Souterrain*	5 838,70	5 814,16	3654,721	62%
dont souterrain en CPI*	128,87	ND	ND	ND
dont souterrain à neutre périphérique*	1 097,59	ND	ND	ND
Total réseau BT	11 057,15	11 100,81	10 701.722	97%

Synthèse des écarts absolus pour le réseau BT



Complément au paragraphe 2.3.1 de l'état des lieux de fin de contrat

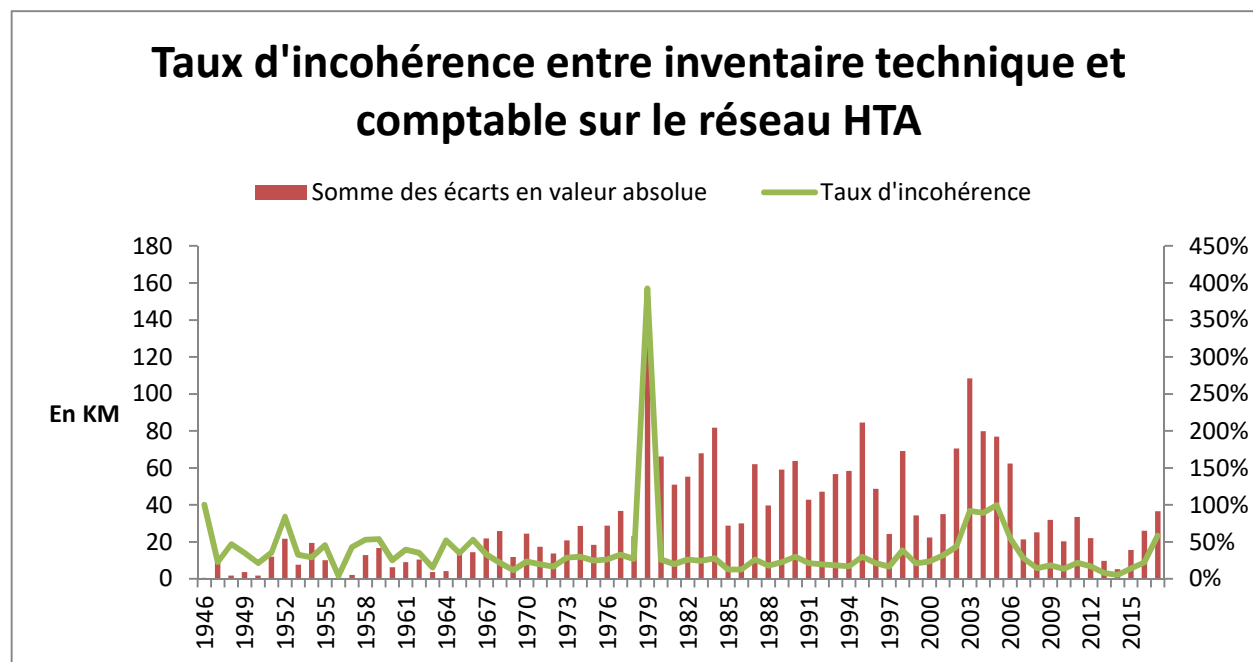
Les écarts évoqués à l'article 2.3.1 du bilan de fin de contrat sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des réseaux HTA quels que soient la technologie utilisée, l'âge de l'ouvrage et la commune d'implantation.

Ces écarts de longueurs entre les bases technique et comptable font l'objet d'une procédure de réduction, spécifique sur la concession dont les modalités sont en cours de définition entre le concédant et le concessionnaire.

Les écarts présentés ci-dessous sont des écarts absolus cumulés* tenant compte, des ETI (Élément technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur localisation à maille communale : code géographique INSEE).

Longueur en km au 31/12/2017	Données de la concession		Écarts absolus cumulés de longueurs	
	Base technique (BT)	Base comptable (BC)	En km	En % [(BC- BT) / BT]
Aérien*	4 930,21	5 034,04	1457,181	30%
dont HTA aérien nu*	4 929,32	4 988,68	1455,213	30%
dont HTA aérien nu faible section*	105,13	ND	ND	ND
Dont HTA torsadé*	0,88	2,08	1,968	224%
Souterrain*	3 768,84	3 784,92	923,466	25%
dont souterrain HTA en CPI*	183,37	ND	ND	ND
Total réseau HTA	8 699,04	8 772,40	2380,647	28%

Synthèse des écarts absolus pour le réseau HTA



Complément au paragraphe 2.4.1 de l'état des lieux de fin de contrat

Les écarts évoqués à l'article 2.4.1 du bilan de fin de contrat sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des postes de transformations HTA/BT quels que soient la technologie utilisée, l'âge de l'ouvrage et la commune d'implantation.

Les écarts présentés ci-dessous sont des écarts absolus cumulés* tenant compte, des ETI (Élément Technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur localisation à maille communale: code géographique INSEE).

- **Écarts cumulés en valeur absolue entre les bases technique et comptable (2016)**

Type de Poste ¹⁵	Nombre	%
H61	6 051	138%
Sur Poteau (non H61)		
Postes préfabriqués	3 756	77%
Autres Postes	2 642	163%
Total	12 449	

¹⁵ Le niveau de détail demandé n'est pas disponible dans nos SI

Complément au paragraphe 2.6 de l'état des lieux de fin de contrat

Les dispositions du paragraphe 2.6 présentent le nombre de compteurs Linky posés sur la concession en 2015 et 2016. Le tableau ci-dessous présente au 31/12/2017 le stock de compteurs communicants ou non.

Type de tarif	Nombre total de compteurs	Compteurs électroniques	% de compteurs accessibles	% de compteurs équipés de téléreport	% de compteurs équipés de télérelève
C1	60	60	100	0	100
C2	370	368	100	0	100
C3	569	562	100	0	98,77
C4	4 646	4 646	100	0,45	99,76
C5	460 124	191 439	71,43	37,88	NC

Complément au paragraphe 2.8 de l'état des lieux de fin de contrat

Les dispositions du paragraphe 2.8 exposent la situation de la concession au regard de la réglementation relative aux PCB. Les dispositions ci-dessous complètent la situation de la concession au regard des mesures de terre et de l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité.

Les mesures de terre

Synthèse des éléments présentés dans le registre des terres.

Interrupteurs : terres des masses

Critère	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre de terres mesurées	1 945	1 931	1 895	1 881	1 819	1874
Terre non renseignée	5	6	6	5	5	13
Pas de mesure à réaliser dépassant 10 ans	0	0	1	0	53	90
Valeur > 30 Ohms	606	602	459	442	489	464
Valeur > 100 Ohms	50	48	35	3	37	45

Armoires : terre des masses

Critère	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre	0	0	0	0	509	520
Terre non renseignée	0	0	0	0	9	2
Pas de mesure à réaliser dépassant 10 ans	0	0	0	0	65	7
Valeur > 30 Ohms	0	0	0	0	5	5
Valeur > 100 Ohms	0	0	0	0	1	0

Postes HTA/BT : terre des masses

Critère	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre	7 980	8 089	8 119	11 177	11 262	8 189
Terre non renseignée	55	49	112	234	39	22
Pas de mesure depuis 10 ans	49	10	1	1	164	435
Valeur > 30 Ohms	1 106	1 294	843	980	1 099	1 063
Valeur > 100 Ohms	90	90	64	12	89	102

Postes HTA/BT : terres du neutre

Critère	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre	7 980	8 089	8 119	11 177	11 262	8 189
Terre non renseignée	71	64	129	234	832	52
Pas de mesure	49	10	1	1	344	479
Valeur > 15 Ohms	1 241	1 349	886	1 174	1 228	1 094
Valeur > 100 Ohms	40	39	27	18	37	38

Évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité

Rapport relatif au potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité :



Rapport d'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux électriques gérés par ENEDIS, pour l'application du décret n°2015-1442 du 6 novembre 2015

Identification : Rapport P2E ENEDIS - Septembre 2016
Version : version originale
Nb. de pages : 12

Version	Date d'application	Nature de la modification	Annule et remplace
Version originale	04 mars 2016	Création – Version projet	

Document(s) associé(s) et annexe(s) :

Résumé / Avertissement

Le décret n°2015-1442 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz, pris sur le fondement de l'article 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, prévoit en son article premier que les gestionnaires de réseaux d'électricité réalisent « une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures qu'ils exploitent ». Le présent document constitue le rapport d'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures exploitées par ENEDIS. Il comporte un rappel sur les fondamentaux en matière de gestion des pertes techniques, un historique des pertes techniques évaluées sur la période [2009-2013], ainsi que le programme d'actions engagé par ENEDIS pour améliorer l'efficacité énergétique du réseau qui lui est concédé.

L'optimisation des pertes techniques est, et restera à l'avenir, un levier de performance fondamental devant être pleinement intégré dans les processus de conception et de gestion des réseaux électriques des gestionnaires de réseau. C'est pourquoi ENEDIS a engagé un programme d'amélioration des pertes techniques qui vient compléter ses pratiques systématiques d'optimisation économique du coût des pertes lors de la conception des réseaux.

Ce programme comporte les axes d'action suivants : déploiement d'une solution de régulation locale de tension, généralisation des transformateurs à pertes réduites et optimisation de l'équilibrage des phases des réseaux BT grâce au nouveau compteur Linky.

enedis.fr

ENEDIS
SA à directoire et à conseil de surveillance
Capital de 270 037 000 euros
Tour ERDF – 34 place des Corolles
92079 Paris La Défense Cedex
R.C.S. de Nanterre 444 608 442
ERDF est certifié ISO 14001 pour l'environnement

© Copyright ENEDIS 2016

SOMMAIRE

1	Introduction	3
2	Efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé à ENEDIS	3
2.1	Périmètre d'intervention d'ENEDIS.....	3
2.2	Enjeux de l'efficacité énergétique d'un réseau de distribution d'électricité	4
2.3	Nature des pertes.....	4
2.4	Historique des pertes techniques	5
2.5	Répartition par niveaux de tension et composants.....	5
3	Optimisation des pertes techniques dans les réseaux de distribution	6
3.1	Prise en compte des pertes techniques dans les études de réseau	6
3.2	Les solutions de réduction des pertes techniques	7
4	Programme d'actions retenu par ENEDIS et potentiels d'économies dans le traitement des pertes techniques	8
4.1	Régulation locale du réactif, une solution complémentaire pour l'insertion des EnR.....	8
4.2	Transformateurs à pertes réduites.....	9
4.3	Optimisation de l'équilibrage des phases des réseaux BT avec Linky : un gisement économique important	10
5	Conclusions	12

1 Introduction

Le décret n°2015-1442 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz, pris sur le fondement de l'article 15 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, prévoit en son article premier que les gestionnaires de réseaux d'électricité réalisent « une évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures qu'ils exploitent ».

Le présent document constitue le rapport d'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures exploitées par ENEDIS.

Il comporte un rappel sur les fondamentaux en matière de gestion des pertes techniques, un historique des pertes techniques évaluées sur la période [2009-2013], ainsi que le programme d'actions engagé par ENEDIS pour améliorer l'efficacité énergétique du réseau qui lui est concédé.

2 Efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé à ENEDIS

2.1 Périmètre d'intervention d'ENEDIS

Gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur 95% du territoire français métropolitain, ENEDIS est en charge des missions de service public que sont la continuité et la qualité de la desserte ainsi que l'accès non discriminatoire au réseau quel que soit le fournisseur d'électricité.

ENEDIS exploite, entretient et développe un réseau électrique de 1,34 million de kilomètres de lignes électriques HTA et BT, 2.250 postes de transformation HTB/HTA et 774.000 postes de transformation HTA-BT, et dessert 35,6 millions de clients (chiffres à fin 2015). Plus de 342.400 installations de production représentant 19,3 GW sont désormais raccordées au réseau public de distribution dont 99% au réseau basse tension représentant 3 GW.

ENEDIS investit annuellement plus de 3 Md€ pour développer et renforcer cette infrastructure dans le cadre de ses missions. Ces investissements, associés aux actions de maintenance préventive, pour un réseau encore plus fiable, plus performant et qui anticipe le développement des nouveaux usages (éolien, photovoltaïque, véhicules électriques...) permettent la modernisation du réseau, le raccordement des nouveaux consommateurs, l'émergence de nouvelles technologies et la préparation des réseaux de demain adaptés à la transition énergétique.

2.2 Enjeux de l'efficacité énergétique d'un réseau de distribution d'électricité

Les pertes générées par échauffement dans un réseau électrique constituent pour un gestionnaire de réseau un enjeu important. Contrairement à des réseaux de fluides, il ne s'agit pas de fuite résultant d'un défaut de maintenance, mais de la traduction de lois physiques. Leur réduction représente une économie d'énergie à produire, synonyme de moindre impact sur l'environnement, et une économie pour le consommateur, ENEDIS devant acheter l'énergie nécessaire à la compensation des pertes.

Les pertes sur le réseau de distribution géré par ENEDIS représentent annuellement un volume d'énergie compris entre 20 et 25 TWh¹ et environ 6,3% des volumes d'énergie injectés. Le rendement du réseau de distribution est donc proche de 94%, performance qui situe ENEDIS dans la moyenne des distributeurs comparables en Europe.

ENEDIS compense en permanence les pertes en énergie enregistrées sur le réseau qu'il exploite.

2.3 Nature des pertes

Les pertes d'ENEDIS sont évaluées à partir de son bilan électrique, donnée accessible librement sur le site Enedis.fr. Ce bilan restitue les volumes d'énergie injectés, soutirés, produits ou consommés à la maille ENEDIS sur une période de temps donnée. La différence entre les volumes d'énergie injectés et les volumes d'énergie soutirés correspond au volume des pertes. Elle a été de 23 TWh en 2015 après correction de l'effet climatique.

Ce volume global calculé correspond d'une part à de l'énergie effectivement consommée mais non attribuable à un client, les pertes dites « non techniques » et d'autre part aux pertes techniques.

Les pertes non techniques recouvrent les fraudes, les défauts de relevé, les impayés...

Dans le calcul des pertes techniques, on distingue :

1. Les pertes indépendantes de la puissance transitée (pertes « fer » des transformateurs ou pertes à vide, services auxiliaires des postes, pertes diélectriques des câbles, ...)
2. Les pertes dépendant de la puissance transitée (pertes « cuivre » ou pertes en charge dans les conducteurs).

Les pertes techniques sont calculées à l'aide d'un modèle statistique d'analyse par niveau de tension, construit à partir de règles électrotechniques et de mesures obtenues sur des échantillons de réseau jugés représentatifs. Les chiffres qui suivent ont été évalués à l'aide cette méthode.

¹ Forte sensibilité au climat

L'efficacité énergétique d'un réseau électrique peut être définie par son taux de pertes techniques, qui est calculé comme le rapport entre les pertes techniques sur les composants électriques du réseau et l'énergie totale qui y est injectée.

2.4 Historique des pertes techniques

Les pertes techniques sont un enjeu essentiel en matière d'efficacité énergétique du réseau. Le tableau ci-dessous présente un historique récent des pertes techniques évaluées par ENEDIS. Le volume des pertes techniques est variable d'une année à l'autre en particulier en fonction de la consommation de l'année et du climat. Il est aussi lié au volume de patrimoine et au nombre de clients : le réseau électrique de distribution s'étend d'environ 10 000 km / an pour accueillir environ 300 000 clients consommateurs de plus tous les ans. La longue durée de vie de nos ouvrages induit une grande stabilité dans le volume de ces pertes. Le taux de pertes techniques d'ENEDIS est de ce fait relativement stable, autour de 3.5% par an.

	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013
Pertes techniques estimées (en GWh) -	13 283	13 242	13 075	13 889
Taux de pertes techniques sur injection	3,49%	3,47%	3,45%	3,51%

Tableau 1 : historique des pertes techniques estimées d'ENEDIS

2.5 Répartition par niveaux de tension et composants

Les pertes techniques sur les ouvrages de réseau se répartissent de la façon suivante :

	Part dans les pertes techniques totales
Pertes Postes Sources	17%
Pertes Départs HTA	28%
Pertes Postes HTA/BT	36%
Pertes Départs BT	12%
Pertes Branchements BT	7%
Total	100%

Tableau 2 : répartition des pertes par niveaux de tension et composants de réseau

Ces chiffres mettent en évidence les postes de pertes importants (en particulier dans les postes HTA-BT), et ont conduit à engager de nombreuses études pour rechercher les améliorations possibles.

3 Optimisation des pertes techniques dans les réseaux de distribution

L'optimisation des pertes techniques est un enjeu essentiel pour une gestion efficace d'un réseau de distribution. La prise en compte du coût des pertes techniques est d'abord au cœur des méthodes utilisées pour les études de réseau pour la conception et le dimensionnement des réseaux de distribution. C'est également un critère de choix essentiel dans la conception des composants du réseau et leur exploitation.

3.1 Prise en compte des pertes techniques dans les études de réseau

La méthode technico-économique utilisée dans les études de planification à moyen terme des réseaux et les études de raccordement intègre systématiquement le coût des pertes techniques sur la durée de vie des ouvrages considérés.

Ces études recherchent des solutions de développement du réseau optimisées en fonction des critères techniques de dimensionnement électrique (tenue de tension, transit de courant) et du gain actualisé sur les pertes.

Ainsi selon la configuration du réseau, le choix de la puissance d'un transformateur ou de la section d'une canalisation électrique prend en compte le coût de pertes :

- plus un départ ou un transformateur est chargé, plus les pertes électriques augmentent (pertes Joule), et donc plus le coût des pertes électriques augmente ;
- plus un départ est long, plus les pertes électriques augmentent (pertes Joule), et donc plus le coût des pertes électriques augmente ;
- si la section de câble augmente (sans modifier la technique de réalisation et la nature du câble), cela diminue les pertes électriques, et donc cela fait baisser le coût des pertes électriques.

Ce processus permet de prendre en compte le meilleur équilibre technico économique lors des décisions d'investissement, en intégrant le coût des pertes. Cette approche est également utilisée pour le choix de spécification de certains matériels (transformateurs à « pertes réduites ») ou des méthodes d'exploitations (régulation de tension), domaines qui sont également présentés dans ce document.

3.2 Les solutions de réduction des pertes techniques

Le gestionnaire de réseau peut recourir à deux types de mesures pour réduire les pertes : soit modifier les conditions d'exploitation des réseaux, soit recourir à des composants de réseaux possédant une meilleure efficacité énergétique. Les mesures du premier type sont difficiles à mettre en œuvre sur les réseaux de distribution qui disposent d'un schéma normal d'exploitation déjà optimisé au plan des pertes techniques et dont la modification peut avoir un impact négatif sur la qualité de fourniture. Tandis que celles du second ont des effets à long terme, le remplacement des équipements de réseau ne pouvant être que progressif.

ENEDIS incite ses fournisseurs d'équipements, à développer des matériels qui génèrent moins de pertes. A titre d'exemple, la politique d'achat d'ENEDIS privilégie des transformateurs HTA/BT à pertes réduites : la valorisation de ces gains sur la durée de vie du matériel est comparée au surcoût d'acquisition de ces matériels plus performants.

La répartition des pertes techniques présentée dans le tableau n°2 ci-dessus a mis en évidence que le premier poste de pertes est celui des postes HTA/BT où le poids des pertes à vide des transformateurs est particulièrement élevé. Pour un niveau de charge donné, le seul moyen possible de réduire leurs pertes est d'adopter des matériels à pertes réduites.

Les départs HTA et les postes sources constituent respectivement le second poste et le troisième poste de pertes. Pour ces composants, les études menées n'ont pas permis d'identifier de réelle opportunité sur le plan technico-économique.

Le réseau BT, en quatrième position, comporte lui un potentiel d'optimisation au travers le rééquilibrage des phases, que le déploiement du compteur intelligent LINKY va permettre pleinement d'exploiter.

Enfin, ENEDIS expérimente un dispositif de régulation de tension associant la production raccordée en HTA. Outre son effet sur le volume des pertes, la mise en œuvre d'un nouveau système de régulation de la tension pour les installations de production raccordées au réseau de distribution peut aussi s'avérer bénéfique pour réduire le coût d'insertion au réseau des énergies renouvelables.

4 Programme d'actions retenu par ENEDIS et potentiels d'économies dans le traitement des pertes techniques

En complément de ses pratiques systématiques d'optimisation économique du coût des pertes lors de la conception des réseaux, ENEDIS met en œuvre actuellement les 3 axes d'action suivants dans le cadre de son programme d'amélioration des pertes techniques :

- Solution de régulation locale de tension ;
- Généralisation des transformateurs à pertes réduites ;
- Optimisation de l'équilibrage des phases des réseaux BT avec Linky.

4.1 Régulation locale du réactif, une solution complémentaire pour l'insertion des EnR

Cette mesure concerne les sites de production décentralisée connectés sur des réseaux moyenne tension partagés avec des sites de consommation (réseaux mixtes production / consommation).

L'accroissement du taux de pénétration de la production décentralisée sur le réseau public de distribution a un impact majeur sur le plan de tension. En effet, l'injection de puissance active élève la tension. Afin de respecter les plages de tension réglementaires, des renforcements de réseau peuvent être nécessaires pour limiter ces élévations de tension.

Une autre possibilité est d'absorber de la puissance réactive sur le réseau, ce qui a pour intérêt de baisser la tension. La réglementation française permet d'utiliser les capacités d'absorption d'énergie réactive des sites de production raccordés en moyenne tension. Cela permet de réduire les besoins de renforcement, et donc d'accroître la capacité d'accueil des réseaux à moindre coût.

En revanche, un transit continu de puissance réactive (tangente ϕ – ou TP – fixe) engendre une augmentation des pertes électriques sur le réseau.

ENEDIS travaille en concertation avec les représentants des producteurs sur la mise en œuvre d'un système de régulation de tension basé sur une gestion dynamique de la puissance réactive (dite $Q=f(U)$ ou QFU). Son principe est de conditionner l'absorption de réactif à l'atteinte d'un niveau haut de tension au niveau du site de production concerné, pour ainsi n'agir que lorsque cela est strictement nécessaire. Cette solution permet ainsi de combiner l'augmentation de la capacité d'accueil du RPD en termes de production décentralisée, tout en minimisant l'impact sur les pertes techniques du réseau.

Cette innovation technique a été testée au préalable sur le démonstrateur SmartGrid VENTEEA.

Déploiement et gains attendus

D'ici 2030, ENEDIS estime que 1200 à 2800 sites de production nouvellement raccordés sur le réseau moyenne tension seront équipés avec ce dispositif. Ce volume, tout comme les gains attendus, sont fortement dépendants du mode de développement de la production HTA.

Le système permet de réduire de 2 à 3% les pertes techniques imputables à ces sites, en comparaison avec les pertes engendrées par une consigne fixe d'absorption de réactif. Le gain varie d'un site à l'autre notamment en fonction du type d'énergie primaire (impact sur les profils de production) et du niveau de saturation des ouvrages de raccordement (occurrence des contraintes de tension). Dans le scénario envisagé, le gain sera de l'ordre de 1.5 à 2GWh de pertes techniques par an.

4.2 Transformateurs à pertes réduites

Le règlement n°548/2014 de la Commission du 21 mai 2014 relatif à la mise en œuvre de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les transformateurs de faible, moyenne et grande puissance, a fixé de nouvelles conditions pour la mise sur le marché ou la mise en service de transformateurs d'une puissance minimale de 1kVA, dans une logique d'éco-conception.

ENEDIS l'a pris en compte dans la constitution de ses appels d'offres pour l'établissement des marchés de transformateurs. Les marchés d'achat sont disponibles depuis le 1^{er} juillet 2015 pour les TR HTA/BT, et depuis le 1^{er} décembre 2015 pour les TR HTB2.

L'application du règlement modifie la conception des transformateurs. Désormais, ils doivent répondre aux critères suivants :

- Les transformateurs à puissance inférieure ou égale à 3150 kVA ne doivent pas excéder les valeurs de pertes en charge et à vide maximales définies par le règlement.
- Les transformateurs à puissance supérieure à 3150 kVA voient leur performance définie par une valeur minimale de l'indice d'efficacité maximale (PEI), fonction de valeurs définies par le règlement.

Sur la base du marché actuel et en comparaison des précédents, le tableau suivant présente les estimations de gains moyens annuels, par transformateur (TR) installé, en comparaison aux technologies plus anciennes ; le tableau évalue également le gain en moyenne annuelle associé à cette évolution.

	Transformateurs ≤ 3150 kVA	Transformateurs > 3150 kVA*	
Gains moyens sur les pertes (par TR)	- Palier (2008) : -27% - Marché (2013) : -13%	A vide	- TR 36 MVA HTB1 : -17% - TR 70 MVA HTB2 : -22%
		En charge	- TR 36 MVA HTB1 : -15% - TR 70 MVA HTB2 : -39%
Gains annuels sur les pertes	TR HTA/BT : 26 GWh/an (hypothèse de taux de charge de 30%)	TR HTB neufs : 10 GWh/an (hypothèse de taux de charge de 50%)	

Tableau 3 – Estimation des gains sur les pertes des transformateurs

*pour les TR > 3150 kVA, estimations de gains pour les appareils les plus représentatifs du parc, et donc les plus commandés.

Un gain d'environ 36 GWh/an de perte est permis grâce à la conception de ces transformateurs. Le choix de ces technologies s'est réalisé dans un cadre équilibré surcoût des transformateurs / gain sur la durée de vie du composant.

Une révision du règlement européen actuel est par ailleurs prévue à compter de la fin de l'année 2016 et contribuera à rechercher un optimum technico-économique intégrant les contraintes d'exploitation de ces matériels.

ENEDIS achète de l'ordre de dix mille transformateurs HTA/BT en moyenne par an. L'investissement dans des transformateurs à faibles pertes est élevé. Il a représenté 65% des transformateurs approvisionnés en 2014 et 100% en 2015.

4.3 Optimisation de l'équilibrage des phases des réseaux BT avec Linky : un gisement économique important

Le déploiement du compteur Linky va permettre à ENEDIS d'agir sur la réduction des pertes techniques, par l'optimisation de l'équilibrage des phases sur le réseau BT².

Si les pertes techniques sur les réseaux BT se répartissent le long des équipements du réseau (postes HTA/BT, câbles réseau et branchements), le phénomène de déséquilibre ne concerne que les pertes sur les câbles BT. L'état d'équilibre d'un réseau BT correspond, pour la puissance desservie par un réseau triphasé, à une intensité égale sur chaque phase.

² L'équilibrage des trois phases d'un câble de réseau BT permet en effet de réduire la somme des carrés des intensités des courants électriques des trois phases et donc les pertes joules dans le câble.

L'optimum absolu serait d'équilibrer toutes les charges sans discontinuer. Néanmoins, la variété du nombre de clients, leur consommation non synchrone, leurs puissances différentes et leur répartition le long du départ empêchent un équilibrage parfait.

Une solution consiste donc à utiliser le compteur Linky, les informations qu'il transmet permettant de connaître la phase exacte de rattachement de chaque compteur. ENEDIS a procédé à une modélisation nationale des pertes techniques sur les câbles des réseaux BT. En s'appuyant sur un état théorique du réseau à l'équilibrage supposé parfait à chaque instant entre les phases, et en prenant soin d'intégrer les facteurs de déséquilibre entre phases, les pertes techniques ont été évaluées à 1,15 TWh/an, contre 1,6 TWh/an avec un facteur de déséquilibre proche de la réalité. Soit un écart de 450 GWh/an qui met en évidence que l'action d'équilibrage des réseaux offre des possibilités de gains sur les pertes. Néanmoins, la diversité des comportements individuels rend l'équilibre permanent impossible. Pour ENEDIS, il s'agit donc davantage d'optimiser l'équilibrage sur quelques moments importants dans l'année. Pour y parvenir, Linky sera un socle essentiel de rééquilibrage, en ce qu'il permet de connaître la phase de rattachement pour chaque client, et rendra possible un diagnostic des réseaux BT.

Si des rééquilibrages sont possibles techniquement, tous ne se justifient pas économiquement. Le rééquilibrage peut être réalisé en optimisant la phase de rattachement des clients monophasés. Il suppose de connaître les rattachements des clients aux phases ou de les focaliser sur les situations simples (gros clients, cas flagrants de mauvais rattachements). Le geste technique est simple mais coûteux en temps (quelques heures agent et un déplacement). La rentabilité doit être mesurée en tenant compte des coûts, des gains sur les pertes et de l'amélioration plus difficilement quantifiable financièrement de la qualité de tension.

Un calcul en coût annuel permet une comparaison avec le gain annuel sur les pertes. La rentabilité peut être améliorée si plusieurs clients peuvent être traités simultanément, ou si le travail est effectué à l'occasion d'un autre chantier programmé. Le gisement cible économique a été évalué à 100 GWh/an lors des hypothèses de lancement de Linky. L'évaluation des gains et des coûts du traitement des pertes sera en revanche modifiée à mesure de la mise en œuvre du dispositif.

5 Conclusions

L'optimisation des pertes techniques est, et restera à l'avenir, un levier de performance fondamental devant être pleinement intégré dans les processus de conception et de gestion des réseaux électriques des gestionnaires de réseau.

ENEDIS en est pleinement convaincue et n'a jamais cessé d'explorer avec sa R&D et ses fournisseurs d'équipements tous les moyens pertinents et économiquement accessibles pour les réduire. Son programme d'actions se veut innovant en visant à la fois la réduction des pertes techniques et l'amélioration de la capacité d'accueil des nouvelles installations de production. Il va bénéficier très directement du déploiement du compteur Linky pour pouvoir exploiter efficacement le gisement d'optimisation par l'équilibrage des phases sur les réseaux BT.

Résumé du programme d'actions ENEDIS	
Actions	Potentiels d'économie
Régulation de tension	Gain de l'ordre de 1.5 à 2 GWh de pertes techniques par an.
Transformateur à pertes réduites	Gain de l'ordre de 36 GWh/an
Equilibrage des phases	Gisement cible de 100 GWh

Complément au titre 4 de l'état des lieux de fin de contrat

Les éléments du titre 4 ont pour objet de préciser la situation de la concession en terme de qualité de l'électricité, les dispositions ci-dessous précisent les dispositions contractuelles en vigueur en 2016 sur le territoire de la concession.

L'article L322-12 du code de l'énergie précise que : « ..., les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité conçoivent et exploitent ces réseaux de façon à assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique.

Dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'alinéa précédent, les cahiers des charges des concessions de distribution mentionnées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et les règlements de service des régies fixent les niveaux de qualité requis... »

Les articles D322-2 à D322-8 du code de l'énergie fixent les niveaux de qualité en termes de tenue et de continuité globales de la tension sur le réseau de distribution.

Les articles D322-9 à D322-10 du code de l'énergie fixent les niveaux de qualité en termes de tenue et de continuité en un point de livraison particulier du réseau.

L'Arrêté du 24 décembre 2007 fixe ces niveaux de qualité comme suit :

	Seuil global au niveau de la concession	Seuil au niveau d'un client (au niveau du point de distribution)
Continuité d'alimentation	Lorsque plus de 5 % de clients connaissent dans l'année soit 6 coupures longues*, soit 35 coupures brèves*, soit 13 heures cumulées de coupures longues, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.	Un dysfonctionnement est réputé constaté lorsque le nombre de coupures longues constatées dans l'année en ce point particulier de connexion excède 15 coupures .
Niveau de tension	Lorsque plus de 3% de clients sont mal alimentés, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.	Un dysfonctionnement est détecté lorsque une mesure de la tension met en évidence une tension efficace, moyennée sur 10 minutes, inférieure à -10% ou supérieure à +10% de la valeur de la tension nominale .

La méthode d'évaluation de la tenue globale de tension, basée sur une évaluation statistique du nombre de clients mal alimentés a été complétée par une analyse locale, le caractère statistique de cette modélisation impliquant, au niveau d'un calcul individuel, un risque d'écart avec la réalité.

L'évaluation statistique repose sur la modélisation GDO BT*.

L'analyse locale a pour objet d'évaluer, plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique précitée.

Ces facteurs d'influence sont les suivants :

- le pourcentage de postes HTA/ BT présents sur le territoire départemental, au droit desquels la chute de tension HTA est supérieure à 5 % (source : GDO-SIG), lequel reflète le fait que le modèle de calcul de l'outil GDO-SIG ne prend pas en compte dans l'évaluation statistique les chutes de tension sur les réseaux HTA excédant 5 % ;
- le pourcentage de transformateurs HTA/ BT présents sur le territoire départemental dont le modèle de calcul considère que la prise optimisée est la prise dite "haute" à 5 %*, cas de figure pour lequel l'écart peut être important entre terrain et modèle (source : GDO-SIG), lequel reflète le fait que le

modèle de calcul procède à une évaluation statistique en considérant le plan de tension optimisé, avec en particulier un réglage optimisé des prises des transformateurs HTA/ BT ;

- pour refléter l'imparfaite connaissance des résidences secondaires dans la base de données du GRD associée à l'outil GDO-SIG, l'écart de recensement entre les données publiques disponibles sur le site de l'INSEE (table des logements du dernier recensement publié) et les données enregistrées dans la base de données du GRD, sur le périmètre des communes desservies par le GRD dans le département. L'écart est pondéré du poids des résidences secondaires dans le département,
- En complément des facteurs d'influence ci-dessus, qui sont relatifs à l'outil GDO-SIG, un quatrième facteur est égal au nombre des réclamations (pour 1 000 clients) sur le territoire départemental du GRD, relatives à la tenue de tension, avérées et non identifiées par l'outil GDO-SIG*.

L'analyse locale conduit à affecter un indice local à chaque territoire.

L'indice local est déterminé par pondération des facteurs d'influence listés ci-dessus en fonction de leur importance relative et des résultats de l'évaluation statistique.

L'indice local est calculé en ne considérant que les départements qui ne sont pas en dépassement du seuil réglementaire à l'issue de l'évaluation statistique.

Les facteurs d'influence portant sur des objets de nature différente, en lieu et place d'une pondération de leurs valeurs, l'indice local est défini comme étant la somme des "rangs" pondérés (divisée par 10) du département selon les résultats de l'évaluation statistique et les différents facteurs d'influence.

Le GRD s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration pour sa zone de desserte dans chacun des départements qu'il dessert où son indice local est supérieur à 8.

En application des dispositions de l'article D322-10 du code de l'énergie, le cahier des charges en vigueur fixent des valeurs repères plus contraignantes en matière de continuité :

- Aucun client ne subira plus de 6 coupures longues (durée supérieure à 3 mn)
- Aucun client ne subira plus de 32 coupures brèves (durée comprise entre 1 sec et 3 mn)
- Aucun client ne subira plus de 70 coupures très brèves* (durée inférieure à 1 sec)
- Durée moyenne de coupure vue par les clients HTA de la concession : 45 mn
- Aucun client BT ne subira plus de huit heures de coupures pour travaux
- Durée moyenne de coupure vue par les clients basse tension de la concession : 70 mn, dont à titre indicatif :
 - Incidents HTA : 45 mn
 - Incidents BT : 15 mn
 - Coupures pour travaux (BT et HTA) : 10 mn

Complément au paragraphe 4.1 de l'état des lieux de fin de contrat

Conformément aux dispositions de l'article D322-9 du code de l'énergie, le tableau ci-dessous indique le nombre de mesures de tension effectuées en un point particulier de connexion du réseau.

Clients mal alimentés en un point particulier de connexion

Maille concession	2013	2015	2017
	ER	ER	ER
Nb clients mal alimentés avérés et non identifiés par l'outil GDO-SIG détectés par le SDEC ENERGIE	190	7	7
Nb clients mal alimentés avérés et non identifiés par l'outil GDO-SIG détectés par ENEDIS	7	3	1

Nombre de CMA en rural retenu dans le cadre des inventaires FACE qui ont lieu tous les 2 ans. Par conséquent, il n'y a pas de donnée pour 2012, 2014 et 2016.

Complément au paragraphe 4.2.3 de l'état des lieux de fin de contrat

- **Fréquence des coupures clients HTA**

La notion de fréquence de coupure fait l'objet d'un suivi historique, réglementaire et/ou opérationnel, concernant les clients BT.

L'application de cette notion aux clients HTA n'a historiquement pas fait l'objet de ce type de suivi.

Ainsi, les données ci-dessous sont fournies à titre purement indicatif.

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues vue des clients HTA*	0,90	1,29	0,95	0,81	0,79	0,49
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur incidents vue des clients HTA*	0,81	1,13	0,82	0,66	0,64	0,45
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur travaux vue des clients HTA*	0,09	0,16	0,12	0,14	0,15	0,04
Fréquence moyenne annuelle de coupure en HTA* (CL+CB+CTB)	3,91	6,95	10,44	5,38	7,40	3,15

- **Le critère M***

Le critère M est défini comme le temps moyen de coupures longues des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.

Le ratio est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Dès lors on parle de critère M HIX, dans le cas contraire on parle de critère M TCC (Toutes causes confondues).

Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Critère M TCC	33,3	128,3	29,6	48	40,2	49,1
Critère M HIX	33,3	104,7	29,4	47,8	40,2	43

Complément au paragraphe 5.1.1 de l'état des lieux de fin de contrat

Investissements Enedis (en k€)	Total 2017	Dépenses localisées	Les dépenses de transformateurs	Dépenses non localisées				Total dépenses non localisées	Total dépenses de transformateurs et non localisées
				Les dépenses de branchements neufs	Les dépenses de colonnes montantes	Les dépenses liées à Linky	Autres dépenses non localisées		
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	13 373	9 631	249	2 673	33		788	3 743	13 374
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	22 797	20 240	402	424	1		1 730	2 557	22 797
2.1 Performance du réseau	18 214	16 249	148	85	1		1 730	1 964	18 213
Dont renforcement	4 989	4 818	143	28				171	4 989
Dont climatique	264	264						0	264
Dont modernisation	10 013	9 949		57	1			58	10 007
Dont moyens d'exploitation	2 948	1218					1 730	1 730	2 948
2.2 Exigences environnementale s et réglementaires	4 584	3 990	254	340				594	4 584
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	577	577						0	577
Dont sécurité et obligations réglementaires	1283	1029	254					254	1 283
Dont modifications d'ouvrages à la demande de	2 723	2 384		340				340	2 724

Investissements Enedis (en k€)	Total 2017	Dépenses localisées	Les dépenses de transformateurs	Dépenses non localisées				Total dépenses non localisées	Total dépenses de transformateurs et non localisées
				Les dépenses de branchements neufs	Les dépenses de colonnes montantes	Les dépenses liées à Linky	Autres dépenses non localisées		
tiers									
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	189	189						0	189
4. Linky	5 118	0				5 106	12	5 118	5 118
Total (en k€)	41 478	30 060	651	3 097	34	5 106	2 529	11 417	41 477
Dont investissements postes sources	4 496	4496							
Dont autres investissements propres									

Termes	Définition
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues vue des clients HTA	La fréquence moyenne de coupures longues vue des clients HTA (Travaux incident) de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues (Travaux incident) des installations de consommation raccordées en HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur incidents vue des clients HTA	La fréquence moyenne de coupures longues sur incidents vue des clients HTA de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues incidents (hors coupures dont la cause est des travaux) des installations de consommation raccordées en HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur travaux vue des clients HTA	La fréquence moyenne de coupures longues sur travaux vue des clients HTA de l'année N est définie comme le ratio du nombre de coupures longues travaux (hors coupures dont les causes sont des incidents) des installations de consommation raccordées en HTA par le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Fréquence moyenne annuelle de coupures vue des clients HTA	La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTA (est définie comme le ratio du nombre de coupures longues et brèves des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA au 31 décembre de l'année N. Le ratio est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Critère M	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (<i>DMC HTA/N</i>), est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N. La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Cet indicateur ne sera suivi qu'à partir de l'année 2017, dans le cadre de la régulation incitative.
Chute de tension au poste	Chute de tension aux bornes du poste HTA/BT
Évènements exceptionnels	Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels : • les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; • les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ; • les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; • l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit

Termes	Définition
	l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ; • les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ; • les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.
Puissance MAX transitée à risque 2%	Puissance maximale qui a 2% de risque d'être dépassée (se calcule par rapport à une puissance maximale moyenne).
TCC	Toutes causes confondues.
HIX	Hors évènements exceptionnels.

Liste des fichiers principaux informatiques rattachés à l'état des lieux de fin de contrat

Il s'agit des différents fichiers utilisés dans le cadre du bilan, sur les 5 ans de la chronique présentée.

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
Général	Divers	CRAC 201X	CRAC 2016	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
Général	Régime urbain ou rural des communes	L3101e LIGNES HTA ET LIGNES BT PAR TYPE	NC	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	NC
Document principal de l'état des lieux								
1	La qualité de service							
1.1	La fourniture d'électricité aux usagers							
1.1.2	Clients aux tarifs réglementés de vente : nombre de clients par couleur tarifaire quantités d'énergie facturées par couleur tarifaire recettes de fourniture par couleur	2012 : TARIFS BJV 2012 AVEC ICS SDEC ENERGIE 2013 et 2014 : OUEST_14_SDEC ENERGIE-14_AVEC_ICS VOuest 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNÉES SECRETISÉES PAR COMMUNE	18/07/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.1.3	Mouvements tarifaires	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR COMMUNE	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.1.4.1	Satisfaction des clients aux tarifs réglementés de vente	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie NC à la maille concession	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			COMMUNE					
1.1.4.2	Traitement des réclamations des clients particuliers	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR COMMUNE	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.1.5.4	Conseils aux clients de la concession	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR COMMUNE	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.1.5.5	Aide aux clients de la concession en difficulté de paiement	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR COMMUNE	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.1.6.1	Tarif Première Nécessité (TPN)	2012 : CRAC 2013 : SDEC Energie-TPN-photo-fin-2013-options-puissances 2014 : OUEST_14_SDEC ENERGIE-14_TPN_Vouest 2015 : SDEC ENERGIE TSS 2015	SDEC Energie 14 TPN 2016	29/06/2013	12/12/2014	10/07/2015	29/08/2016	13/07/2017
1.1.6.2	Fonds Solidarité Logement (FSL)	2012-2014 : CRAC 201X 2015 : Générateur standard SDEC Energie (2 onglets)	SDEC Energie Générateur 2016 Externe AVEC DONNEES SECRETISEES PAR COMMUNE	28/06/2013	01/07/2014	10/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
1.2	Les relations entre les utilisateurs du							

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
	réseau et le gestionnaire du réseau de distribution							
1.2	Nombre et localisation des usagers par type de point de connexion ou catégorie de puissance installée	I101	I101	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	07/12/2017
		BOUAEC	CTL-OHTA-005 REVU - CLIENTS ALIMENTES PAR DEPART HTA ET PAR COMMUNE V2 REF ACTUEL	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	15/12/2017
		2012-2013 : Liste des producteurs BT et Liste des producteurs HTA 2014-2015 : Liste des producteurs HTA et BT	Producteurs SDEC 2016	01/07/2013 (BT) et 08/01/2014 (HTA)	30/06/2014 (BT) et 04/12/2014 (HTA)	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
1.2	Satisfaction des usagers par type de point de connexion certains indicateurs sont transmis à la maille Normandie	CRAC 20XX	CRAC 2016	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
1.2	Délais d'envoi des propositions de raccordement	CRAC 20XX	CRAC 2016	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
1.2	Respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements	CRAC 20XX	CRAC 2016	NC	NC	NC	30/06/2016	30/06/2017
1.2	Mises en service (avec déplacement) sur installation existante réalisées dans les délais demandés	Suivi des prestations du catalogue des prestations 20XX	Les prestations 2016	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
1.2	Taux de relève	La relève des compteurs 20XX	La relève des compteurs 2016	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
1.2	Réclamations	RCG 201X	RCG 2016	01/07/2013	30/06/2014	01/07/2015	01/07/2016	30/06/2017
2	Le réseau de distribution : base comptable	2901	Immobilisations SDEC 2016 onglets "29XX hors Linky" et "29XX Linky"	31/10/2013	04/11/2014	03/07/2015	07/10/2016	07/12/2017
2	Le réseau de distribution : base technique							
2.1	Les postes sources	ETRES 02	CTL-OHTA-001_1	02/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			LISTE DES POSTES SOURCES ALIMENTANT LES CONCESSIONS V1					
			CTL-OHTA-001_3 LISTE DES POSTES SOURCES SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION					26/07/2017
2.2	Le réseau BT	ETRES 12	CTL-OBT-001 AGE-METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	08/07/2016	26/07/2017
		I0501e	CTL-OBT-002 RESEAU BT PAR COM V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.2	Réseau BT : incidents	FIC3 Coupures longues BT (ETINC 28)	CTL-CF-008 - INTERRUPTIONS LONGUES BT V2	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.2.1	Réseau BT : élagage	Elagage HTA et BT	Elagage HTA et BT	09/10/2013	30/06/2014	02/10/2015	30/06/2016	30/06/2017
2.2.2	Départs BT	BOUAEC	CTL-CTBT-003 Chute de tension et alimentation	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	15/12/2017
		ETRES 03	CTL-OHTABT-001 revu ELEMENTS RESEAU DE DISTRIBUTION V2	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
	Départs BT en contrainte d'intensité	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
2.3	Le réseau HTA	ETRES 05	CTL-OHTA-004 AGE METAL SECTIONS ET ISOLATION DU RESEAU HTA V2 REF ACTUEL : onglets	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
		ETRES 04		01/07/2013	31/10/2014	30/09/2015	29/11/2016	
		I0502e		01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			"LONGUEUR", "AGE METAL SECTION ET ISOLATION" et "CODIFICATION"					
2.3	Réseau HTA : incidents	FIC7 coupures longues HTA	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT V2	01/07/2013	30/06/2014	11/12/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.3.1	Réseau HTA : élagage	Elagage HTA et BT	Elagage HTA et BT	09/10/2013	30/06/2014	02/10/2015	30/06/2016	30/06/2017
2.3.2	Départs HTA	ETRES 03	CTL-OHTABT-001 revu ELEMENTS RESEAU DE DISTRIBUTION V2	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
		ETRES 10 chute de tension HTA	CTL-OHTA-008 CARACTERISTIQUES DES DEPARTS HTA V1	01/07/2013	04/12/2014	30/06/2015	30/06/2016	15/12/2017
2.3.2	Départs HTA : niveau de tension d'exploitation	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
2.3.6	Réseau HTA : souterrain en CPI	NC	CTL-OHTA-004 AGE METAL SECTIONS ET ISOLATION DU RESEAU HTA V2 REF ACTUEL	NC	NC	NC	NC	26/07/2017
2.3.7	Organes de manœuvre HTA télécommandés (OMT)	ETRES 10 OMT - onglet "ETRES 10 OMT"	CTL-OHTA-009 NOMBRE OMT PAR DEPART HTA 2016 V1	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	19/08/2016	26/07/2017
2.3.8	Organes de manœuvre HTA non télécommandés	ETRES 10 OMT - onglet "Feuil 1"	NC	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	19/08/2016	NC
2.4	Autres ouvrages							
2.4.1	Postes HTA/BT	Liste des postes en DP	CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION V2 REF ACTUEL	09/10/2013	04/12/2014	03/07/2015	30/06/2016	26/07/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
2.4.1	Postes HTA/BT : incidents	FIC3 Coupures longues BT	CTL-CF-008 - INTERRUPTIONS LONGUES BT V2	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.4.1		FIC7 coupures longues HTA	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT V2	01/07/2013	30/06/2014	11/12/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.4.1	Postes HTA/BT : chute de tension HTA	ETRES 09 Chute de tension HTA en amont de chaque poste	CTL-OHTA-007 CHUTE DE TENSION HTA PAR POSTE V1 complétée	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	29/11/2016	26/07/2017
2.4.1	Postes HTA/BT : taux de charge	BOUAEC	CTL-CTBT-003 Chute de tension et alimentation	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	NC
2.4.1	Postes HTA/BT : contrainte d'intensité	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
2.4.2	Transformateurs	NC	CTL-transfo-HTA-BT en service par code relais	NC	NC	NC	NC	07/12/2017
2.4.2	Autotransformateurs	NC	Auto-transfos (extrait de la base comptable)	NC	NC	NC	NC	03/04/2018
2.5	Les branchements							
2.5.1	Branchements : nombre de PDL	I101	I101	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	07/12/2017
2.5.1	Branchements : individuels et collectifs (flux)	2013 : L3013E 2014-2015 : Raccordement des consommateurs SDEC (ex313)	Raccordement des consommateurs SDEC (ex313)	01/07/2013	30/06/2014	03/07/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.5.1	Branchements : incidents	ETINC 38 : NC	CTL-CF-009 INTERRUPTIONS LONGUES BRANCHEMENT BT V2 REF ACTUEL	NC	NC	NC	NC	03/04/2018
2.5.2	Branchements collectifs : colonnes montantes	NC	Inventaire localisé des colonnes	NC	NC	NC	NC	03/04/2018

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			montantes - GECCO (Fichier CM)					
2.6	Les compteurs							
2.6	Compteurs : nombre par type de points de connexion	Les compteurs	Les compteurs 1 - onglet "2016"	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017
2.6	Compteurs : nombre de compteurs Linky	NC	Les compteurs 1 - onglet "Linky"	NC	NC	NC	NC	30/06/2017
		Document Word des demandes pour la mission de contrôle	Nombre compteurs Linky par commune	NC	NC	NC	03/10/2016	03/04/2018
2.7	Les supports aériens							
2.7	Supports : flux de supports résinés	Supports résinés 201X	Document Word des demandes pour la mission de contrôle	19/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	07/12/2017
2.7	Supports : incidents	FIC3 coupures longues BT	CTL-CF-008 - INTERRUPTIONS LONGUES BT V2	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
		FIC7 coupures longues HTA	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT V2	01/07/2013	30/06/2014	11/12/2015	30/06/2016	26/07/2017
2.8	La conformité à la réglementation							
2.8	Transformateurs pollués par les PCB : stock	Tableau poste PCB 201X	NC	02/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	NC
2.8	Transformateurs pollués par les PCB : détail par type	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3	La tenue de tension et la continuité							
3.1	La qualité de la distribution en terme de tenue de tension							
3.1.2	Évaluation globale de la tenue de tension : CMA et facteurs d'influence	Formulaire 1 - Tableaux de données 201X pour AODE au 30 avril	Formulaire 1 - Tableaux de données 201X pour AODE au 30 avril	NC	30/04/2014	30/04/2015	29/04/2016	28/04/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
3.1.2	Évaluation de la qualité de l'électricité : nombre et proportion de CMA HTA, CMA BT et CMA total en tenue de tension	Courrier d'évaluation de la qualité de l'électricité	Courrier d'évaluation de la qualité de l'électricité	NC	NC	NC	23/05/2016	15/05/2017
3.1.2	Évaluation globale de la tenue de tension : calcul de l'indice local	Courrier d'évaluation de la tenue globale de la tension	Courrier d'évaluation de la tenue globale de la tension	NC	27/10/2014	06/07/2015	11/07/2016	28/06/2017 ?
3.1.2	Évaluation globale de la tenue de tension : rang du département	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.1.3	Autres facteurs : Départs BT en contrainte de tension	BOUAEC	CTL-CTBT-003 Chute de tension et alimentation	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	15/12/2017
3.1.3	Autres facteurs : Départs BT en contrainte d'intensité	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.1.3	Autres facteurs : Départs HTA en contrainte de tension	ETRES 10 chute de tension HTA	CTL-OHTA-008 CARACTERISTIQUES DES DEPARTS HTA V1	01/07/2013	04/12/2014	30/06/2015	30/06/2016	15/12/2017
3.1.3	Autres facteurs : Postes HTA/BT en contrainte de charge	BOUAEC	CTL-CTBT-003 Chute de tension et alimentation	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	15/12/2017
3.2	La qualité de la distribution en termes de continuité de tension							
3.2.1	Méthode de détermination et seuils : détails	Document Word des demandes pour la mission de contrôle (données partielles)	NC	NC	NC	30/09/2015	29/11/2016	NC
		DQ-010-Com Décret Qualité détail poste HTA V2	DQ-010-Com Décret Qualité détail poste HTA V2	NC	NC	NC	NC	NC
3.2.2	Évaluation globale de la continuité : CMA BT, CMA HTA et CMA total	Courrier d'évaluation de la qualité de l'électricité	Courrier d'évaluation de la qualité de l'électricité	NC	NC	NC	23/05/2016	15/05/2017
3.2.2	Évaluation globale de la continuité : détail par seuil	Document Word des demandes pour la	NC	NC	NC	30/09/2015	29/11/2016	NC

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
		mission de contrôle (données partielles)						
		DQ-010-Com Décret Qualité détail poste HTA V2	DQ-010-Com Décret Qualité détail poste HTA V2	NC	NC	NC	NC	NC
		2012-2015 : ETINC 5A - CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE 2015 : CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE V2	CTL-CF-001-1 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INCIDENTS HIX CLIENTS BT V2 REF ACTUEL	09/10/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016 et 29/11/2016	03/04/2018
			CTL-CF-001-2 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INCIDENTS TCC CLIENTS BT V2 REF ACTUEL					03/04/2018
			CTL-CF-001-3 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INTERRUPTIONS HIX CLIENTS BT V2 REF ACTUEL					26/07/2017
			CTL-CF-001-4 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INTERRUPTIONS TCC CLIENTS BT V2 REF ACTUEL					26/07/2017
			CTL-CF-001-5 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE TRAVAUX CLIENTS BT V2 REF ACTUEL					26/07/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE FOURNITURE V2 REF ACTUEL					26/07/2017
3.2.3	Autres facteurs : Fréquence des coupures vues des clients BT	ETINC 05B 201X	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE FOURNITURE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
		ETINC 05B 201X	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE FOURNITURE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	
3.2.3	Autres facteurs : Fréquence des coupures brèves et très brèves	ETINC 7A coupures longues, brèves et très brèves par départ HTA	CTL-CF-006_2 NOMBRE DE COUPURES BREVES DETAIL PAR DEPART HTA V1	09/10/2013	30/06/2014	30/06/2015	29/11/2016	03/04/2018
			CTL- CL_CB_par_POSTE_H TA_V2					03/04/2018
3.2.3	Autres facteurs : Le Critère B concessif	ETINC 05B 201X	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE FOURNITURE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
3.2.3	Autres facteurs : Le Critère B TCC communal moyenné 5 ans	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.2.3	Autres facteurs : Le Critère B HIX hors RTE communal moyenné 5 ans	NC	CRITERE B moyen par commune HIX HRTE 2012-2016 par plages 30mn	NC	NC	NC	NC	04/04/2018
3.2.3	Autres facteurs : NiTi et PsTi	FIC7 coupures longues HTA	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS	NC	NC	11/12/2015	NC	26/07/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
			LONGUES HTA ET AMONT V2					
		FIC3 coupures longues BT	CTL-CF-008 - INTERRUPTIONS LONGUES BT V2	NC	NC	11/12/2015	NC	26/07/2017
		NC	CTL-CF-009 INTERRUPTIONS LONGUES BRANCHEMENT BT V2 REF ACTUEL	NC	NC	NC	NC	03/04/2018
3.3	La qualité de l'onde électrique par zone géographique							
3.3.1	Tenue de tension	BOUAEC	CTL-OHTA-005 REVU - CLIENTS ALIMENTES PAR DEPART HTA ET PAR COMMUNE V2 REF ACTUEL	09/10/2013	30/10/2014	06/05/2015	19/08/2016	15/12/2017
3.3.2	Continuité : critère B HIX hors RTE moyenné 3 ans	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.3.2	Continuité : critère B incidents HTA HIX hors RTE moyenné 3 ans	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.3.2	Continuité : critère B travaux HTA et BT HIX hors RTE moyenné 3 ans	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.3.3	Aléas climatiques : cartographie des zones ventées sur le territoire du SDEC ENERGIE	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
3.3.3	Aléas climatiques : Cartographie des zones à risque « inondations » sur le territoire du SDEC ENERGIE	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
4	Les niveaux d'investissement							
4.1	Les dépenses des maîtres d'ouvrages							
4.1.1	Les Investissements d'Enedis	CRAC : Dépense d'investissement	CRAC : Dépense d'investissement	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	30/06/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
4.2	Les ouvrages mis en concession	2301	Immobilisations SDEC 2016 onglets "23XX hors Linky" et "23XX Linky"	01/07/2013	30/06/2014	03/07/2015	30/06/2016	03/04/2018
		2311		01/07/2013	30/06/2014	03/07/2015	30/06/2016	
Document complémentaire de l'état des lieux								
1.1	Complément au paragraphe 2.2.1 : écarts absolus entre bases technique et comptable - réseau BT	2901	Immobilisations SDEC 2016 onglets "29XX hors Linky" et "29XX Linky"	31/10/2013	04/11/2014	03/07/2015	07/10/2016	07/12/2017
		ETRES 12	CTL-OBT-001 AGE-METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	08/07/2016	26/07/2017
1.2	Complément au paragraphe 2.3.1 : écarts absolus entre bases technique et comptable - réseau HTA	2901	Immobilisations SDEC 2016 onglets "29XX hors Linky" et "29XX Linky"	31/10/2013	04/11/2014	03/07/2015	07/10/2016	07/12/2017
		ETRES 05	CTL-OHTA-004 AGE METAL SECTIONS ET ISOLATION DU RESEAU HTA V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
1.3	Complément au paragraphe 2.4.1 : écarts absolus entre bases technique et comptable - postes HTA/BT	2901	Immobilisations SDEC 2016 onglets "29XX hors Linky" et "29XX Linky"	31/10/2013	04/11/2014	03/07/2015	07/10/2016	07/12/2017
		2911		31/10/2013	30/06/2014	03/07/2015	07/10/2016	
		Liste des postes en DP	CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION V2 REF ACTUEL	09/10/2013	04/12/2014	03/07/2015	30/06/2016	26/07/2017
1.4	Complément au paragraphe 2.6 : compteurs	Les compteurs	Les compteurs 2	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017

Paragraphe du document	Thème des données présentées	Nom des fichiers transmis pour les données 2015 et précédentes ou données non communiquées (NC)	Nom des fichiers transmis pour les données 2016 ou données non communiquées (NC)	Date de transmission des données 2012	Date de transmission des données 2013	Date de transmission des données 2014	Date de transmission des données 2015	Date de transmission des données 2016
1.5.1	Complément au paragraphe 2.8 : mesures de terre	Mise à la terre 201X Calvados	Mise à la terre 201X Calvados	02/07/2013	30/06/2014	06/07/2015	30/06/2016	30/06/2017
1.5.2	Complément au paragraphe 2.8 : Évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité	NC	Rapport de l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique	NC	NC	NC	NC	07/12/2017
1.7	Complément au paragraphe 4.1 : Clients mal alimentés en un point particulier de connexion	Inventaire FACE	Inventaire FACE	SO	15/06/2013	SO	12/08/2015	SO
1.8	Complément au paragraphe 4.2.3 : Fréquence des coupures clients HTA	NC	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE Fourniture V2 REF ACTUEL	NC	NC	NC	NC	26/07/2017
1.8	Complément au paragraphe 4.2.3 : Critère M	ETINC 05B 201X	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE Fourniture V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
		2012-2015 : ETINC 5A - CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE Fourniture 2015 : CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE Fourniture V2		09/10/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016 et 29/11/2016	
1.9	Complément au paragraphe 5.1.1 : Investissements Enedis	Fichier CAPEX avec détail répartition 201X	CAPEX liste avec colonne CLOT + CAPEX Fichier avec détail répartition 201X	NC	NC	NC	29/11/2016	07/12/2017 et 03/04/2018