



## Avenant n° 1

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

Entre les soussignés :

- **Syndicat Départemental d'Energies du Calvados** usuellement dénommé **SDEC ENERGIE** autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par **M. le Président, Jacques LELANDAIS** dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 13 décembre 2018, domicilié Esplanade Brillaud de Laujardière, ZAC de la Folie Couvrechef, Porte de l'Europe, CS 75046-140077 Caen Cedex 5,

désigné(e) ci-après « l'autorité concédante », d'une part,

et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris-La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par **M. Philippe GUILLEMET**, Directeur Régional Enedis Normandie, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 28 juin 2016 par le Président et les membres du directoire d'Enedis, faisant élection de domicile au 9 Place de la Pucelle d'Orléans, 76 000, Rouen,

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

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 505 133 838 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par **M. Jean-François MORLAY**, Directeur du Développement Territorial - Direction, agissant en vertu des délégations de signature qui lui ont été consenties le 4 mai 2017 par M. Francis PIALOT, Directeur Commercial Ouest Délégué, faisant élection de domicile 21 Avenue de Cambridge, 14 203 Hérouville Saint-Clair Cédex,

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

Ci-après désignées ensemble par « les parties ».

En accord entre les parties, les présentes reliées par ASSEMBLACT, empêchant toute substitution ou addition, sont seulement signées à la dernière page.

## Préambule

Les parties ont conclu, le 29 juin 2018, une convention de concession pour le service public concédés développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie informati électrique aux tarifs règlementés de vente. compléme

Au titre de cette convention, l'autorité concédante a concédé, dans les conditions prévues par le code générale des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire, la mission de développement d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Les Parties se sont rencontrées afin de modifier et de compléter certaines dispositions de la convention de concession et du cahier des charges annexé à ladite convention.

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

### Article 1<sup>er</sup>: Adaptation de la convention de concession

La liste des communes composant le périmètre de la concession, annexée à la convention de concession, est remplacée par la liste constituant l'annexe 1 du présent avenant.

### Article 2: Actualisation du cahier des charges de la concession et de ses annexes

#### Article 2.1: Actualisation du cahier des charges

- L'article 55 est modifié comme suit :  
Après le dernier tiret est inséré un tiret complémentaire précisant : « - Annexe 10, Etat des lieux de la concession ».

Cette annexe constitue l'annexe 2 du présent avenant.

#### Article 2.2: Actualisation de l'annexe 1 du cahier des charges

- L'article 5 est modifié comme suit :  
Le dernier tiret de la définition des ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PD (immeuble, lotissement, ZAC) est supprimé et remplacée par les dispositions suivantes : « - C raccordement collectif est dit « sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale » lorsqu'il est réalisé pour une commune ou un groupement de communes (EPCI, EPCI à fiscalité propre, syndicats mixte...). »
- Après l'article 18 Etat de crise est inséré un article 19 rédigé comme suit :

#### « ARTICLE 19 – ETAT DES LIEUX

##### 19.1 Etat des lieux à l'entrée du présent contrat

L'état de la concession à l'entrée en vigueur du présent contrat s'appuie sur l'état des lieux de fin de contrat précédent.

Il a pour objet d'identifier et de décrire notamment précisément les ouvrages concédés à la date de prise d'effet du présent contrat.

Il est composé d'un document de synthèse et d'une annexe présentant les données relatives aux ouvrages concédés à la maille de la concession et de données complémentaires sous la forme de fichiers informatiques présentant ces données à une maille plus fine. Le document de synthèse et les données complémentaires forment un tout indissociable ayant valeur contractuelle.

L'état de la concession à l'entrée en vigueur du présent contrat et son annexe constituent l'annexe 10 du cahier des charges.

### **19.2 Etat des lieux à l'échéance du présent contrat pour les ouvrages du réseau de distribution**

Un état des lieux de fin de contrat sera produit au terme du présent contrat.

Les parties se rencontreront au moins un an avant le terme du présent contrat afin de construire cet état des lieux. Pour ce faire, les parties conviennent en commun d'un calendrier de travaux et de la méthodologie à mettre en œuvre.

Ce calendrier doit permettre, sous un délai d'un an maximum, le partage de l'état des lieux. ».

### **Article 2.3: Actualisation de l'annexe 2A du cahier des charges**

- Les dispositions de l'article 5.1.1 sont modifiées comme suit : la phrase « les données mentionnées dans l'annexe 2B de la présente annexe » est complétée par les termes suivants « si ces données n'ont pas été communiquées dans le cadre de la mission annuelle de contrôle ». La phrase « Les parties s'engagent à consolider la liste des données utiles par avenant au plus tard le 31 décembre 2018. » est supprimée.
- Les dispositions de l'article 10 sont complétées comme suit : après les termes « dans les zones de qualité renforcées, » sont insérés les termes suivants « ou dans les zones de qualité prioritaires ».
- Les dispositions de l'article 11 sont modifiées comme suit : la phrase « Les parties s'engagent à élaborer le 1er PPI dès le 1er juillet 2018 pour une finalisation dans le courant du 2ème semestre 2018, pour une entrée en vigueur au 1er janvier 2019 » est supprimée. Au dernier alinéa de cet article, le terme « constituera » est remplacé par le terme « constitue ».
- Aux articles 14 A et 17.2 les termes « Annexe 2 E » sont supprimés et remplacés par les termes « Annexe 2F ».
- A l'article 17.1 après les termes « sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante » sont ajoutés les termes : « et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne ». Après les termes « les autres travaux par masse financière à la maille de la concession. », un alinéa est ajouté précise que : « Le programme annuel est formalisé sur la base du tableau inséré à l'annexe 2F ».

### **Article 2.4: Actualisation de l'annexe 2B du cahier des charges**

La liste de données utiles à l'actualisation du diagnostic insérée à l'annexe 2 B est supprimée et remplacée par la liste de données constituant l'annexe 3 du présent avenant.

### **Article 2.5: Actualisation de l'annexe 2C du cahier des charges**

- Les dispositions des articles 1 à 3 de l'annexe 2C sont supprimées et remplacées par les dispositions de l'annexe 4 du présent avenant.
- Les dispositions du tableau des valeurs repères insérées sous l'article 5 de l'annexe 2C sont modifiées comme suit :

- Dans la colonne « Définition » les termes suivants « délibération du 17 novembre 2017 » sont remplacés par : « délibération du 17 novembre 2016 ».
- Dans la colonne « Nature des valeurs repères » à la cinquième ligne le terme « de » avant le mot longueur est supprimé.

#### Article 2.6: Actualisation de l'annexe 2D du cahier des charges

L'Annexe 2D est supprimée et remplacée par les dispositions reportées à l'annexe 5 du présent avenant.

#### Article 2.7: Actualisation de l'annexe 2F

L'Annexe 2F est supprimée et remplacée par les dispositions reportées à l'annexe 6 du présent avenant.

#### Article 2.8: Modification de la numérotation des annexes 2A à 2F

La numérotation et les titres des annexes 2A à 2F sont modifiés comme suit :

Numérotation initiale des annexes	Titres	Numérotation modifiée des annexes
2A	Schéma directeur et Programmes pluriannuels d'investissements - Dispositions locales	2A1
2B	Liste des données utiles	2A2
2C	Schéma Directeur	2A3
2C1	Diagnostic technique de la concession du Calvados	2A4
2D	PPI 2019-2022	2A5
2E	Expérimentations	2A6
2F	Tableaux de suivi	2A7

La numérotation modifiée de ces annexes se substitue à leur numérotation initiale dans l'ensemble des documents de la convention de concession et de ses annexes.

#### Article 3 : Dispositions diverses

Toutes les stipulations des documents contractuels non modifiées par le présent avenant demeurent applicables.

#### Article 4 : Entrée en vigueur

Le présent avenant entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019, après accomplissement par l'Autorité concédant des formalités propres à le rendre exécutoire, conformément au code général des collectivités territoriales.

#### Article 5 : Enregistrement

Le présent avenant est dispensé des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition, signé seulement en dernière page.

A Caen, le 21 décembre 2018.

novem  
e « de »  
enant.  
enant.  
tion  
des  
es  
semble de  
demeure  
concedar  
ritoriales.  
seraient à  
u addition.

Pour l'autorité concédante,

Le Président



M. Jacques LELANDAIS

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional  
Enedis Normandie



M. Philippe GUILLEMET

Le Directeur du Développement  
Territorial EDF Commerce Ouest



M. Jean François MORLAY



En accord entre les parties, les présentes reliées par ASSEMBLACT empêchant toute substitution ou addition, sont seulement signées à la dernière page.

## ANNEXE 1 : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
1	14591	Aure sur Mer	Russy	14551	
			Sainte-Honorine-des-Pertes	14591	
2	14011	Aurseulles	Anctoville	14011	
			Longraye	14376	
			Saint-Germain-d'Ectot	14581	
			Torteval-Quesnay	14695	
3	14035	Balleroy-sur-Drôme	Balleroy	14035	
			Vaubadon	14727	
4	14527	Belle Vie en Auge	Biéville-Quétiéville	14527	
			Saint-Loup-de-Fribois	14608	
5	14143	Caumont-sur-Aure	Caumont-l'Éventé	14143	
			La Vacquerie	14722	
			Livry	14372	
6	14014	Colomby-Anguerny	Anguerny	14014	
			Colomby-sur-Thaon	14170	
7	14174	Condé-en-Normandie	La Chapelle-Engerbold	14152	
			Lénault	14361	
			Proussy	14523	
			Saint-Germain-du-Criout	14585	
			Saint-Pierre-la-Vieille	14653	
			Condé-sur-Noireau	14174	
8	14200	Creully sur Seulles	Creully	14200	
			Saint-Gabriel-Brécý	14577	
			Villiers-le-Sec	14757	
9	14347	Dialan sur Chaîne	Jurques	14347	
			Le Mesnil-Auzouf	14413	
10	14281	Formigny La Bataille	Aignerville	14004	
			Écrammeville	14235	
			Formigny	14281	
			Louvières	14382	
11	14342	Isigny-sur-Mer	Castilly	14142	
			Les Oubeaux	14481	
			Neuilly-la-Forêt	14462	
			Vouilly	14763	
			Isigny-sur-Mer	14342	
12	14740	La Vespière-Friardel	Friardel	14292	
			La Vespière	14740	

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
13	14349	Laize-Clinchamps	Clinchamps-sur-Orne	14164	
			Laize-la-Ville	14349	
14	14689	Le Hom	Caumont-sur-Orne	14144	
			Curcy-sur-Orne	14213	
			Hamars	14324	
			Saint-Martin-de-Sallen	14628	
			Thury-Harcourt	14689	
15	14027	Les Monts d'Aunay	Aunay-sur-Odon	14027	
			Bauquay	14056	
			Campandré-Valcongrain	14128	
			Danvou-la-Ferrière	14219	
			Le Plessis-Grimoult	14508	
			Ondefontaine	14477	
			Roucamps	14544	
16	14371	Livarot-Pays-d'Auge	Auquainville	14028	
			Bellou	14058	
			Cerqueux	14148	
			Cheffreville-Tonnencourt	14155	
			Family	14259	
			Fervaques	14265	
			Heurtevent	14330	
			La Crouppe	14210	
			Le Mesnil-Bacley	14414	
			Le Mesnil-Durand	14418	
			Le Mesnil-Germain	14420	
			Les Autels-Saint-Bazile	14029	
			Les Moutiers-Hubert	14459	
			Meulles	14429	
			Notre-Dame-de-Courson	14471	
			Préaux-Saint-Sébastien	14518	
			Sainte-Marguerite-des-Loges	14615	
			Saint-Martin-du-Mesnil-Oury	14633	
			Saint-Michel-de-Livet	14634	
			Saint-Ouen-le-Houx	14638	
Tortisambert	14696				
Livarot	14371				
17	14037	Malherbe-sur-Ajon	Banneville-sur-Ajon	14037	
			Saint-Agnan-le-Malherbe	14553	
18	14410	Mery-Bissières-en-Auge	Bissières	14075	
			Méry-Corbon	14410	

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
19	14431	Mézidon Vallée d'Auge	Coupesarte	14189	
			Crèvecoeur-en-Auge	14201	
			Croissanville	14208	
			Grandchamp-le-Château	14313	
			Le Mesnil-Mauger	14422	
			Lécaude	14359	
			Les Authieux-Papion	14031	
			Magny-la-Campagne	14386	
			Magny-le-Freule	14387	
			Monteille	14444	
			Percy-en-Auge	14493	
			Saint-Julien-le-Faucon	14600	
			Vieux-Fumé	14749	
			Mézidon-Canon	14431	
20	14406	Moulins en Bessin	Coulombs	14186	
			Cully	14212	
			Martragny	14406	
			Rucqueville	14548	
21	14456	Moult-Chicheboville	Chicheboville	14158	
			Moult	14456	
22	14658	Noues de Sienne	Champ-du-Boult	14151	
			Courson	14192	
			Fontenermont	14279	
			Le Gast	14296	
			Le Mesnil-Benoist	14415	
			Le Mesnil-Caussois	14416	
			Mesnil-Clinchamps	14417	
			Saint-Manvieu-Bocage	14611	
			Saint-Sever-Calvados	14658	
			Sept-Frères	14671	
23	14355	Ponts sur Seulles	Amblie	14008	
			Lantheuil	14355	
			Tierceville	14690	
24	14543	Rots	Lasson	14356	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Secqueville-en-Bessin	14670	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Rots	14543	Communauté Urbaine de Caen la Mer

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
25	14654	Saint-Pierre-en-Auge	Boissey	14081	
			Bretteville-sur-Dives	14099	
			Hiéville	14331	
			L'Oudon	14472	
			Mittois	14433	
			Montviette	14450	
			Ouille-la-Bien-Tournée	14489	
			Sainte-Marguerite-de-Viette	14616	
			Saint-Georges-en-Auge	14580	
			Thiéville	14688	
			Vaudeloges	14729	
			Vieux-Pont-en-Auge	14750	
			Saint-Pierre-sur-Dives	14654	
26	14712	Saline	Sannerville	14666	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Troarn	14712	Communauté Urbaine de Caen la Mer
27	14579	Seulline	Coulvain	14188	
			Saint-Georges-d'Aunay	14579	
			La Bigne	14073	
28	14061	Souleuvre-en-Bocage	Beaulieu	14052	
			Bures-les-Monts	14115	
			Campeaux	14129	
			Carville	14139	
			Étouvy	14255	
			La Ferrière-Harang	14264	
			La Graverie	14317	
			Le Béný-Bocage	14061	
			Le Reculey	14532	
			Le Tourneur	14704	
			Malloué	14395	
			Montamy	14440	
			Mont-Bertrand	14441	
			Montchauvet	14443	
			Saint-Denis-Maisoncelles	14573	
			Sainte-Marie-Laumont	14618	
			Saint-Martin-des-Besaces	14629	
			Saint-Martin-Don	14632	
Saint-Ouen-des-Besaces	14636				
Saint-Pierre-Tarentaine	14655				

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
29	14357	Terres de Druance	Lassy	14357	
			Saint-Jean-le-Blanc	14597	
			Saint-Vigor-des-Mézerets	14662	
30	14098	Thue et Mue	Bretteville-l'Orgueilleuse	14098	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Brouay	14109	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Cheux	14157	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Le Mesnil-Patry	14423	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Putot-en-Bessin	14525	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Sainte-Croix-Grand-Tonne	14568	Communauté Urbaine de Caen la Mer
31	14475	Val d'Arry	Missy	14432	
			Noyers-Bocage	14475	
			Le Locheur	14373	
			Tournay-sur-Odon	14702	
32	14672	Val de Drôme	Dampierre	14217	
			La Lande-sur-Drôme	14350	
			Saint-Jean-des-Essartiers	14596	
			Sept-Vents	14672	
33	14005	Valambray	Airan	14005	
			Billy	14074	
			Conteville	14176	
			Fierville-Bray	14268	
			Poussy-la-Campagne	14517	
34	14726	Valdallière	Bernières-le-Patry	14065	
			Burcy	14113	
			Chênedollé	14156	
			Estry	14253	
			La Rocque	14539	
			Le Désert	14222	
			Le Theil-Bocage	14686	
			Montchamp	14442	
			Pierres	14503	
			Presles	14521	
			Rully	14549	
			Saint-Charles-de-Percy	14564	
			Vassy	14726	
			Viessoix	14746	

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
35	14576	Val-de-Vie	La Brévière	14105	
			La Chapelle-Haute-Grue	14153	
			Sainte-Foy-de-Montgommery	14576	
			Saint-Germain-de-Montgommery	14583	
36	14570	Valorbiquet	La Chapelle-Yvon	14154	
			Saint-Cyr-du-Ronceray	14570	
			Saint-Julien-de-Mailloc	14599	
			Saint-Pierre-de-Mailloc	14647	
			Tordouet	14693	
37	14762	Vire Normandie	Coulonces	14187	
			Maisoncelles-la-Jourdan	14388	
			Roullours	14545	
			Truttemer-le-Grand	14717	
			Truttemer-le-Petit	14718	
			Saint-Germain-de-Tallevende-la-Lande-Vaumont	14584	
			Vaudry	14730	
			Vire	14762	
38	14126	Cambremer	Cambremer	14126	
			Saint-Laurent-du-Mont	14604	
39	14150	Cesny-les Sources	Acqueville	14002	
			Angoville	14013	
			Cesny-Bois-Halbout	14150	
			Placy	14505	
			Tournebu	14703	
40	14554	Le Castelet	Garcelles-Secqueville	14294	Communauté Urbaine de Caen la Mer
			Saint-Aignan-de-Cramesnil	14554	Communauté Urbaine de Caen la Mer
41	14713	Montillières-sur-Orne	Goupillières	14307	
			Trois-Monts	14713	
42	14020	Argences			
43	14060	Bénouville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
44	14066	Bernières-sur-Mer			
45	14047	Bayeux			
46	14068	Biéville-Beuville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
47	14076	Blainville-sur-Orne			Communauté Urbaine de Caen la Mer
48	14001	Ablon			
49	14101	Bretteville-sur-Odon			Communauté Urbaine de Caen la Mer
50	14117	Cabourg			
51	14137	Carpiquet			Communauté Urbaine de Caen la Mer
52	14024	Auberville			
53	14118	Caen			Communauté Urbaine de Caen la Mer
54	14042	Baron-sur-Odon			
55	14003	Agy			
56	14006	Amayé-sur-Orne			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
57	14007	Amayé-sur-Seulles			
58	14009	Amfreville			
59	14012	Angerville			
60	14015	Anisy			
61	14016	Annebault			
62	14019	Arganchy			
63	14167	Colombelles			Communauté Urbaine de Caen la Mer
64	14021	Arromanches-les-Bains			
65	14022	Asnelles			
66	14023	Asnières-en-Bessin			
67	14057	Bellengreville			
68	14025	Aubigny			
69	14026	Audrieu			
70	14030	Authie			Communauté Urbaine de Caen la Mer
71	14033	Auvillars			
72	14034	Avenay			
73	14036	Banneville-la-Campagne			
74	14038	Banville			
75	14039	Barbery			
76	14040	Barbeville			
77	14041	Barneville-la-Bertran			
78	14059	Benerville-sur-Mer			
79	14043	Barou-en-Auge			
80	14044	Basly			
81	14045	Basseneville			
82	14046	Bavent			
83	14049	Bazenville			
84	14231	Beaufour-Druval			
85	14053	Beaumaïs			
86	14054	Beaumesnil			
87	14055	Beaumont-en-Auge			
88	14069	Beuvillers			
89	14079	Blonville-sur-Mer			
90	14166	Colleville-Montgomery			Communauté Urbaine de Caen la Mer
91	14062	Bény-sur-Mer			
92	14063	Bernesq			
93	14064	Bernières-d'Ailly			
94	14191	Courseulles-sur-Mer			
95	14131	Canapville			
96	14070	Beuvron-en-Auge			
97	14221	Démouville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
98	14274	Fontaine-Étoupefour			
99	14077	Blangy-le-Château			
100	14078	Blay			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
101	14215	Cuverville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
102	14083	Bonnebosq			
103	14084	Bonnemaison			
104	14085	Bonneville-la-Louvet			
105	14086	Bonneville-sur-Touques			
106	14087	Bonnoeil			
107	14088	Bons-Tassilly			
108	14089	Bougy			
109	14090	Boulon			
110	14091	Bourgeauville			
111	14092	Bourguébus			Communauté Urbaine de Caen la Mer
112	14093	Branville			
113	14096	Brémoy			
114	14097	Bretteville-le-Rabet			
115	14100	Bretteville-sur-Laize			
116	14181	Cormelles-le-Royal			Communauté Urbaine de Caen la Mer
117	14106	Bréville-les-Monts			
118	14107	Bricqueville			
119	14110	Brucourt			
120	14111	Bucéels			
121	14220	Deauville			
122	14225	Dives-sur-Mer			
123	14119	Cagny			
124	14120	Cahagnes			
125	14121	Cahagnolles			
126	14123	Cairon			Communauté Urbaine de Caen la Mer
127	14125	Cambes-en-Plaine			Communauté Urbaine de Caen la Mer
128	14127	Campagnolles			
129	14130	Campigny			
130	14242	Épron			Communauté Urbaine de Caen la Mer
131	14132	Canchy			
132	14134	Canteloup			
133	14135	Carcagny			
134	14136	Cardonville			
135	14301	Giberville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
136	14138	Cartigny-l'Épinay			
137	14140	Castillon			
138	14141	Castillon-en-Auge			
139	14145	Cauvicourt			
140	14146	Cauville			
141	14147	Cernay			
142	14149	Cesny-aux-Vignes			
143	14159	Chouain			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
144	14160	Cintheaux			
145	14161	Clarbec			
146	14162	Clécy			
147	14163	Cléville			
148	14325	Hermanville-sur-Mer			Communauté Urbaine de Caen la Mer
149	14165	Colleville-sur-Mer			
150	14228	Douvres-la-Délivrande			
151	14168	Colombières			
152	14169	Colombiers-sur-Seulles			
153	14171	Combray			
154	14172	Commes			
155	14173	Condé-sur-Ifs			
156	14175	Condé-sur-Seulles			
157	14177	Coquainvilliers			
158	14179	Cordebugle			
159	14180	Cordey			
160	14258	Falaise			
161	14182	Cormolain			
162	14183	Cossesseville			
163	14184	Cottun			
164	14185	Coudray-Rabut			
165	14190	Courcy			
166	14338	Houlgate			
167	14193	Courtonne-la-Meurdrac			
168	14194	Courtonne-les-Deux-Églises			
169	14195	Courvaudon			
170	14196	Crépon			
171	14197	Cresserons			
172	14198	Cresseveuille			
173	14202	Cricqueboeuf			
174	14203	Cricqueville-en-Auge			
175	14204	Cricqueville-en-Bessin			
176	14205	Cristot			
177	14206	Crocly			
178	14207	Croisilles			
179	14209	Crouay			
180	14211	Culey-le-Patry			
181	14214	Cussy			
182	14243	Équemauville			
183	14216	Damblainville			
184	14218	Danestal			
185	14271	Fleury-sur-Orne			Communauté Urbaine de Caen la Mer
186	14224	Deux-Jumeaux			
187	14327	Hérouville-Saint-Clair			Communauté Urbaine de Caen la Mer

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
188	14226	Donnay			
189	14227	Douville-en-Auge			
190	14333	Honfleur			
191	14229	Dozulé			
192	14230	Drubec			
193	14232	Ducy-Sainte-Marguerite			
194	14236	Ellon			
195	14237	Émiéville			
196	14238	Englesqueville-en-Auge			
197	14239	Englesqueville-la-Percée			
198	14240	Épaney			
199	14241	Épinay-sur-Odon			
200	14303	Glos			
201	14305	Gonneville-sur-Mer			
202	14244	Eraines			
203	14245	Ernes			
204	14246	Escoville			
205	14248	Espins			
206	14249	Esquay-Notre-Dame			
207	14250	Esquay-sur-Seulles			
208	14251	Esson			
209	14252	Estrées-la-Campagne			
210	14254	Éterville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
211	14256	Étréham			
212	14257	Évrecy			
213	14341	Ifs			Communauté Urbaine de Caen la Mer
214	14260	Fauguernon			
215	14266	Feuguerolles-Bully			
216	14269	Fierville-les-Parcs			
217	14270	Firfol			
218	14366	Lisieux			
219	14536	La Rivière-Saint-Sauveur			
220	14275	Fontaine-Henry			
221	14276	Fontaine-le-Pin			
222	14277	Fontenay-le-Marmion			
223	14278	Fontenay-le-Pesnel			
224	14280	Formentin			
225	14282	Foulognes			
226	14283	Fourches			
227	14284	Fourneaux-le-Val			
228	14286	Fourneville			
229	14287	Frénouville			
230	14289	Fresné-la-Mère			
231	14290	Fresney-le-Puceux			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
232	14291	Fresney-le-Vieux			
233	14293	Fumichon			
234	14297	Gavrus			
235	14298	Géfosse-Fontenay			
236	14299	Genneville			
237	14300	Gerrots			
238	14370	Le Molay-Littry			
239	14302	Glanville			
240	14354	Langrune-sur-Mer			
241	14306	Gonneville-en-Auge			
242	14304	Gonneville-sur-Honfleur			
243	14421	Le Mesnil-Guillaume			
244	14308	Goustranville			
245	14309	Gouvix			
246	14310	Grainville-Langannerie			
247	14311	Grainville-sur-Odon			
248	14312	Grandcamp-Maisy			
249	14316	Grangues			
250	14318	Graye-sur-Mer			
251	14319	Grentheville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
252	14320	Grimbosq			
253	14322	Guéron			
254	14365	Lion-sur-Mer			Communauté Urbaine de Caen la Mer
255	14326	Hermival-les-Vaux			
256	14328	Hérouvillette			
257	14329	Heuland			
258	14437	Mondeville			Communauté Urbaine de Caen la Mer
259	14335	Hotot-en-Auge			
260	14336	Hottot-les-Bagues			
261	14383	Louvigny			Communauté Urbaine de Caen la Mer
262	14339	Hubert-Folie			Communauté Urbaine de Caen la Mer
263	14478	Orbec			
264	14344	Janville			
265	14345	Jort			
266	14346	Juaye-Mondaye			
267	14348	Juvigny-sur-Seulles			
268	14050	La Bazoque			
269	14082	La Boissière			
270	14122	La Caine			
271	14124	La Cambe			
272	14272	La Folie			
273	14273	La Folletière-Abenon			
274	14332	La Hoguette			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
275	14337	La Houblonnière			
276	14510	La Pommeraye			
277	14384	Luc-sur-Mer			
278	14541	La Roque-Baignard			
279	14756	La Vilette			
280	14352	Landelles-et-Coupigny			
281	14353	Landes-sur-Ajon			
282	14408	May-sur-Orne			
283	14080	Le Bô			
284	14102	Le Breuil-en-Auge			
285	14103	Le Breuil-en-Bessin			
286	14104	Le Brévedent			
287	14116	Le Bû-sur-Rouvres			
288	14223	Le Déroit			
289	14261	Le Faulq			
290	14285	Le Fournet			
291	14288	Le Fresne-Camilly			Communauté Urbaine de Caen la Mer
292	14400	Le Manoir			
293	14402	Le Marais-la-Chapelle			
294	14412	Le Mesnil-au-Grain			
295	14419	Le Mesnil-Eudes			
296	14438	Mondrainville			
297	14424	Le Mesnil-Robert			
298	14425	Le Mesnil-Simon			
299	14426	Le Mesnil-sur-Blangy			
300	14427	Le Mesnil-Villement			
301	14407	Mathieu			Communauté Urbaine de Caen la Mer
302	14504	Le Pin			
303	14520	Le Pré-d'Auge			
304	14687	Le Theil-en-Auge			
305	14694	Le Torquesne			
306	14714	Le Tronquay			
307	14741	Le Vey			
308	14358	Léaupartie			
309	14360	Leffard			
310	14032	Les Authieux-sur-Calonne			
311	14343	Les Isles-Bardel			
312	14374	Les Loges			
313	14375	Les Loges-Saulces			
314	14435	Les Monceaux			
315	14457	Les Moutiers-en-Auge			
316	14458	Les Moutiers-en-Cinglais			
317	14362	Lessard-et-le-Chêne			
318	14334	L'Hôtellerie			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
319	14364	Lingèvres			
320	14409	Merville-Franceville-Plage			
321	14488	Ouistreham			Communauté Urbaine de Caen la Mer
322	14367	Lison			
323	14368	Lisores			
324	14369	Litteau			
325	14377	Longues-sur-Mer			
326	14378	Longueville			
327	14379	Longvillers			
328	14380	Loucelles			
329	14381	Louvagny			
330	14385	Magny-en-Bessin			
331	14389	Maisoncelles-Pelvey			
332	14390	Maisoncelles-sur-Ajon			
333	14391	Maisons			
334	14393	Maizet			
335	14394	Maizières			
336	14396	Maltot			
337	14397	Mandeville-en-Bessin			
338	14398	Manerbe			
339	14399	Manneville-la-Pipard			
340	14401	Manvieux			
341	14403	Marolles			
342	14404	Martainville			
343	14405	Martigny-sur-l'Ante			
344	14515	Port-en-Bessin-Huppain			
345	14454	Mouen			Communauté Urbaine de Caen la Mer
346	14562	Saint-Aubin-sur-Mer			
347	14411	Meslay			
348	14430	Meuvaines			
349	14436	Monceaux-en-Bessin			
350	14514	Pont-l'Évêque			
351	14487	Ouilly-le-Vicomte			
352	14439	Monfréville			
353	14445	Montfiquet			
354	14446	Montigny			
355	14448	Montreuil-en-Auge			
356	14449	Monts-en-Bessin			
357	14452	Mortaux-Couliboef			
358	14453	Mosles			
359	14455	Moulines			
360	14460	Moyaux			
361	14461	Mutrécý			
362	14465	Nonant			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
363	14466	Norolles			
364	14467	Noron-l'Abbaye			
365	14468	Noron-la-Poterie			
366	14469	Norrey-en-Auge			
367	14473	Notre-Dame-de-Livaye			
368	14474	Notre-Dame-d'Estrées-Corbon			
369	14476	Olendon			
370	14480	Osmanville			
371	14482	Ouézy			
372	14483	Ouffières			
373	14484	Ouilly-du-Houley			
374	14486	Ouilly-le-Tesson			
375	14556	Saint-André-sur-Orne			Communauté Urbaine de Caen la Mer
376	14699	Touques			
377	14491	Parfouru-sur-Odon			
378	14492	Pennedepie			
379	14494	Périers-en-Auge			
380	14495	Périers-sur-le-Dan			Communauté Urbaine de Caen la Mer
381	14496	Périgny			
382	14497	Perrières			
383	14498	Pertheville-Ners			
384	14499	Petiville			
385	14500	Pierrefitte-en-Auge			
386	14501	Pierrefitte-en-Cinglais			
387	14502	Pierrepont			
388	14506	Planquery			
389	14509	Plumetot			
390	14511	Pont-Bellanger			
391	14764	Pont-d'Ouilly			
392	14512	Pontécoulant			
393	14566	Saint-Contest			Communauté Urbaine de Caen la Mer
394	14516	Potigny			
395	14519	Préaux-Bocage			
396	14522	Prêteville			
397	14524	Putot-en-Auge			
398	14528	Quetteville			
399	14529	Ranchy			
400	14530	Ranville			
401	14531	Rapilly			
402	14533	Repentigny			
403	14534	Reux			
404	14535	Reviers			
405	14538	Rocquancourt			Communauté Urbaine de Caen la Mer

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
406	14540	Rocques			
407	14542	Rosel			Communauté Urbaine de Caen la Mer
408	14546	Rouvres			
409	14547	Rubercy			
410	14550	Rumesnil			
411	14552	Ryes			
412	14555	Saint-André-d'Hébertot			
413	14557	Saint-Arnoult			
414	14574	Saint-Désir			
415	14558	Saint-Aubin-d'Arquenay			Communauté Urbaine de Caen la Mer
416	14559	Saint-Aubin-des-Bois			
417	14563	Saint-Benoît-d'Hébertot			
418	14565	Saint-Côme-de-Fresné			
419	14587	Saint-Germain-la-Blanche-Herbe			Communauté Urbaine de Caen la Mer
420	14571	Saint-Denis-de-Mailloc			
421	14572	Saint-Denis-de-Méré			
422	14630	Saint-Martin-des-Entrées			
423	14569	Sainte-Croix-sur-Mer			
424	14590	Sainte-Honorine-de-Ducy			
425	14592	Sainte-Honorine-du-Fay			
426	14614	Sainte-Marguerite-d'Elle			
427	14619	Sainte-Marie-Outre-l'Eau			
428	14575	Saint-Étienne-la-Thillaye			
429	14578	Saint-Gatien-des-Bois			
430	14582	Saint-Germain-de-Livet			
431	14586	Saint-Germain-du-Pert			
432	14623	Saint-Martin-de-Fontenay			
433	14588	Saint-Germain-Langot			
434	14589	Saint-Germain-le-Vasson			
435	14593	Saint-Hymer			
436	14595	Saint-Jean-de-Livet			
437	14598	Saint-Jouin			
438	14601	Saint-Julien-sur-Calonne			
439	14602	Saint-Lambert			
440	14603	Saint-Laurent-de-Condé			
441	14605	Saint-Laurent-sur-Mer			
442	14606	Saint-Léger-Dubosq			
443	14607	Saint-Louet-sur-Seulles			
444	14609	Saint-Loup-Hors			
445	14610	Saint-Manvieu-Norrey			Communauté Urbaine de Caen la Mer
446	14613	Saint-Marcouf			
447	14620	Saint-Martin-aux-Chartrains			
448	14621	Saint-Martin-de-Bienfaite-la-Cressonnière			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
449	14622	Saint-Martin-de-Blagny			
450	14663	Saint-Vigor-le-Grand			
451	14625	Saint-Martin-de-la-Lieue			
452	14626	Saint-Martin-de-Mailloc			
453	14627	Saint-Martin-de-Mieux			
454	14701	Tourgéville			
455	14635	Saint-Omer			
456	14637	Saint-Ouen-du-Mesnil-Oger			
457	14639	Saint-Ouen-le-Pin			
458	14640	Saint-Pair			
459	14643	Saint-Paul-du-Vernay			
460	14644	Saint-Philbert-des-Champs			
461	14645	Saint-Pierre-Azif			
462	14646	Saint-Pierre-Canivet			
463	14648	Saint-Pierre-des-Ifs			
464	14649	Saint-Pierre-du-Bû			
465	14650	Saint-Pierre-du-Fresne			
466	14651	Saint-Pierre-du-Jonquet			
467	14652	Saint-Pierre-du-Mont			
468	14656	Saint-Rémy			
469	14657	Saint-Samson			
470	14659	Saint-Sylvain			
471	14660	Saint-Vaast-en-Auge			
472	14661	Saint-Vaast-sur-Seulles			
473	14675	Soliers			Communauté Urbaine de Caen la Mer
474	14664	Sallen			
475	14665	Sallenelles			
476	14667	Saon			
477	14668	Saonnet			
478	14669	Sassy			
479	14674	Soignolles			
480	14676	Sommervieu			
481	14677	Soulangy			
482	14678	Soumont-Saint-Quentin			
483	14679	Subles			
484	14680	Sully			
485	14681	Surrain			
486	14682	Surville			
487	14684	Tessel			
488	14685	Thaon			Communauté Urbaine de Caen la Mer
489	14691	Tilly-la-Campagne			Communauté Urbaine de Caen la Mer
490	14692	Tilly-sur-Seulles			
491	14698	Touffréville			

Nombre	Code INSEE	Nom des communes	Nom des communes déléguées	Code INSEE inactif	EPCI détenteur de la compétence
492	14715	Trouville-sur-Mer			
493	14700	Tour-en-Bessin			
494	14707	Tourville-sur-Odon			Communauté Urbaine de Caen la Mer
495	14705	Tournières			
496	14706	Tourville-en-Auge			
497	14724	Varaville			
498	14708	Tracy-Bocage			
499	14709	Tracy-sur-Mer			
500	14710	Tréprel			
501	14711	Trévières			
502	14754	Villers-sur-Mer			
503	14716	Trungy			
504	14719	Urville			
505	14720	Ussy			
506	14721	Vacognes-Neuilly			
507	14723	Valsemé			
508	14728	Vaucelles			
509	14731	Vauville			
510	14732	Vaux-sur-Aure			
511	14733	Vaux-sur-Seulles			
512	14734	Vendes			
513	14735	Vendeuvre			
514	14737	Versainville			
515	14738	Verson			Communauté Urbaine de Caen la Mer
516	14739	Ver-sur-Mer			
517	14742	Vicques			
518	14743	Victot-Pontfol			
519	14744	Vienne-en-Bessin			
520	14745	Vierville-sur-Mer			
521	14747	Vieux			
522	14748	Vieux-Bourg			
523	14751	Vignats			
524	14752	Villers-Bocage			
525	14753	Villers-Canivet			
526	14755	Villerville			
527	14758	Villons-les-Buissons			Communauté Urbaine de Caen la Mer
528	14760	Villy-Bocage			
529	14759	Villy-lez-Falaise			
530	14761	Vimont			



## 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 .....	21
1.1.	LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX USAGERS.....	21
1.1.1.	<i>Le cadre juridique des concessions de distribution publiques et de fourniture aux tarifs réglementés de vente.....</i>	21
1.1.2.	<i>Les clients aux tarifs réglementés de vente.....</i>	26
1.1.3.	<i>Les mouvements tarifaires La définition des tarifs réglementés de vente (TRV).....</i>	31
1.1.4.	<i>La satisfaction des clients aux tarifs réglementés de vente.....</i>	34
1.1.5.	<i>La relation et le service rendu aux clients aux tarifs réglementés de vente.....</i>	36
1.1.6.	<i>L'action d'EDF à destination des clients démunis.....</i>	44
1.2.	LA RELATIONS ENTRE LES UTILISATEURS DU RESEAU ET LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION .....	54
2.	Le réseau de distribution .....	59
2.1.	LES POSTES SOURCES.....	59
2.2.	LE RESEAU BT .....	60
2.2.1.	<i>Le réseau BT - généralités .....</i>	60
2.2.2.	<i>Le réseau BT - les départs BT.....</i>	62
2.2.3.	<i>Le réseau BT aérien nu.....</i>	63
2.2.4.	<i>Le réseau BT aérien nu de faible section .....</i>	64
2.2.5.	<i>Le réseau BT aérien torsadé.....</i>	65
2.2.6.	<i>Le réseau BT souterrain.....</i>	66
2.2.7.	<i>Le réseau BT souterrain en CPI et à neutre périphérique .....</i>	67
2.3.	LE RESEAU HTA.....	68
2.3.1.	<i>Le réseau HTA - généralités.....</i>	68
2.3.2.	<i>Le réseau HTA - Les départs HTA.....</i>	70
2.3.3.	<i>Le réseau HTA aérien nu.....</i>	70
2.3.4.	<i>Le réseau HTA aérien nu de faible section.....</i>	71
2.3.5.	<i>Le réseau HTA souterrain .....</i>	72
2.3.6.	<i>Le réseau HTA souterrain en CPI.....</i>	73
2.3.7.	<i>Les organes de manœuvre HTA télécommandés (OMT)*.....</i>	74
2.3.8.	<i>Les organes de manœuvre HTA non télécommandés (OM)* .....</i>	75
2.4.	AUTRES OUVRAGES.....	75
2.4.1.	<i>Les postes HTA/BT*.....</i>	75
2.4.2.	<i>Les transformateurs.....</i>	78
2.5.	LES BRANCHEMENTS .....	80
2.5.1.	<i>Les branchements - généralité.....</i>	80
2.5.2.	<i>Les branchements collectifs.....</i>	81
2.6.	LES COMPTEURS .....	81
2.7.	LES SUPPORTS AERIENS.....	82
2.8.	LA CONFORMITE A LA REGLEMENTATION : LES TRANSFORMATEURS POLLUES PAR LES PCB .....	82
3.	La tenue de tension et la continuité.....	83
3.1.	LA QUALITE DE LA DISTRIBUTION EN TERME DE TENUE DE TENSION.....	83
3.1.1.	<i>La méthode de détermination et seuils.....</i>	83
3.1.2.	<i>L'évaluation globale de la tenue de tension.....</i>	83
3.1.3.	<i>Autres facteurs .....</i>	84
3.2.	LA QUALITE DE LA DISTRIBUTION EN TERME DE TENUE DE CONTINUTE DE TENSION .....	85
3.2.1.	<i>La méthode de détermination et seuils.....</i>	85
3.2.2.	<i>L'évaluation globale de la continuité .....</i>	86
3.2.3.	<i>Autres facteurs .....</i>	86
3.3.	LA QUALITE DE L'ONDE ELECTRIQUE PAR ZONE GEOGRAPHIQUE.....	91
3.3.1.	<i>La tenue de tension.....</i>	91
3.3.2.	<i>La continuité.....</i>	92
3.3.3.	<i>Les aléas climatiques.....</i>	95

4. Les niveaux d'investissement.....	98
4.1. LES DEPENSES DES MAITRES D'OUVRAGES.....	98
4.1.1. <i>Les Investissements d'Enedis</i> .....	98
4.1.2. <i>Les Investissements du SDEC ENERGIE</i> .....	98
4.2. LES OUVRAGES MIS EN CONCESSION .....	99
5. Lexique .....	101

## 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).

### 1.1. La fourniture d'électricité aux usagers

#### 1.1.1. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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/](http://www.aode.edf.fr/)).

CRAC | Enedis - EDF | TOU... X CRAC\_2017\_691231\_METR... X +

crac-enedis-edf-2017.paddix.com/public/2017/concessions/315550/html/76.html

Rechercher

Les plus visités Débuter avec Firefox

Compte-rendu d'activité 2017

enedis L'ÉLECTRICITÉ EN RÉSEAU edf

Sommaire

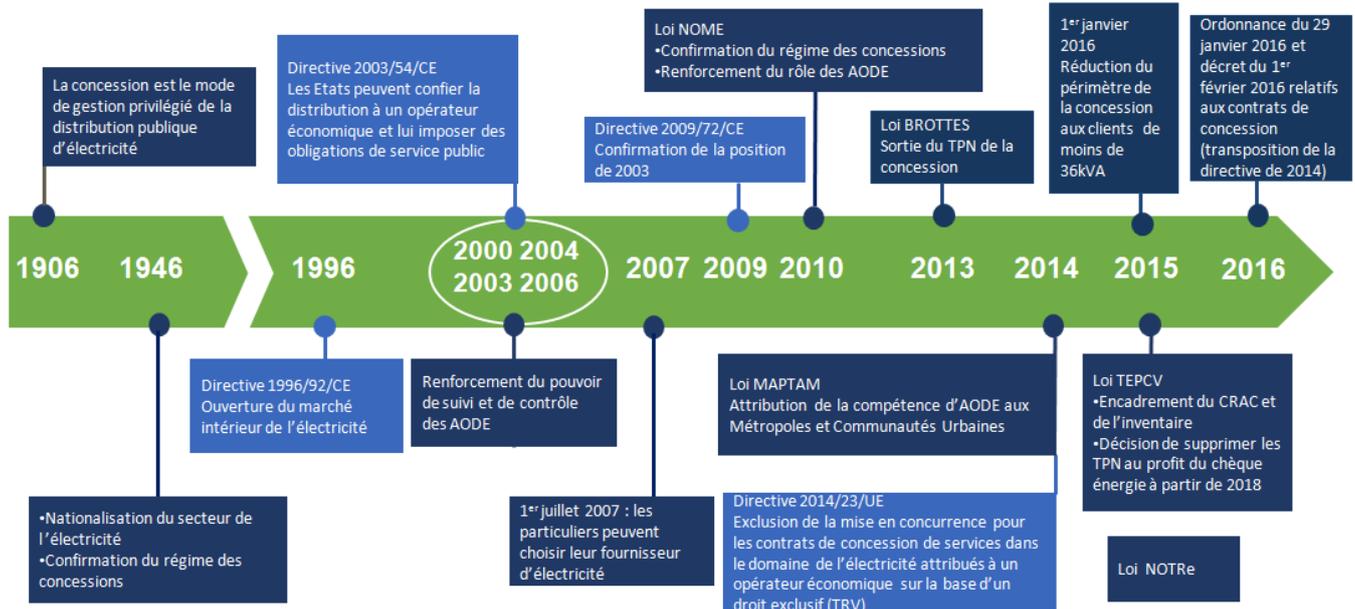
1. Les indicateurs de suivi de l'activité
2. La liste détaillée des travaux réalisés en 2017
3. Vos interlocuteurs chez Enedis

Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente sur votre territoire

1. Faits marquants 2017 et perspectives 2018
2. Les clients de la concession
3. La qualité du service rendu aux clients
4. La solidarité au cœur des valeurs et des engagements d'EDF

TÉLÉCHARGER LE PDF

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.

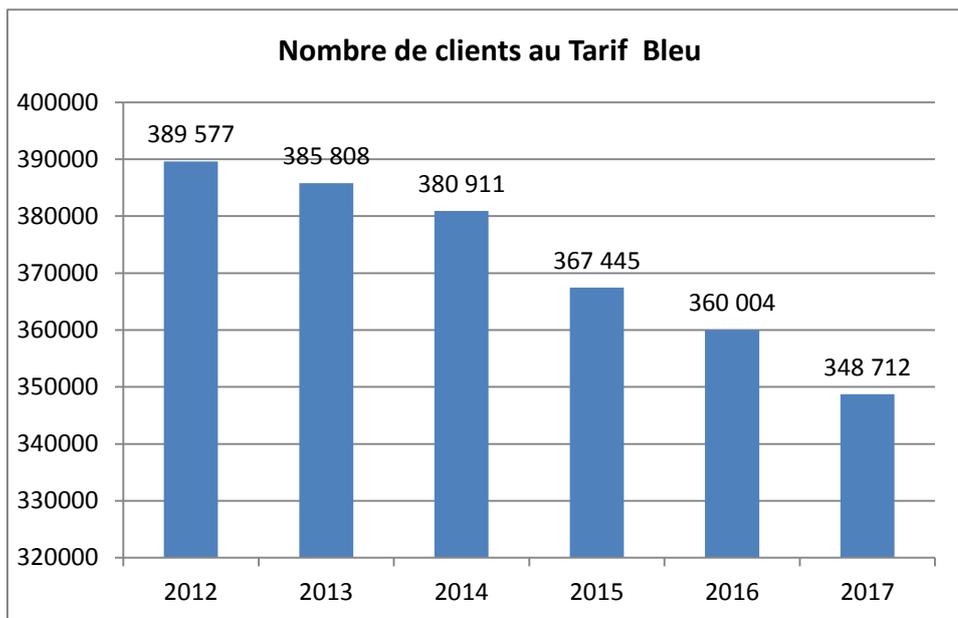
### 1.1.2. Les clients aux tarifs réglementés de vente

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

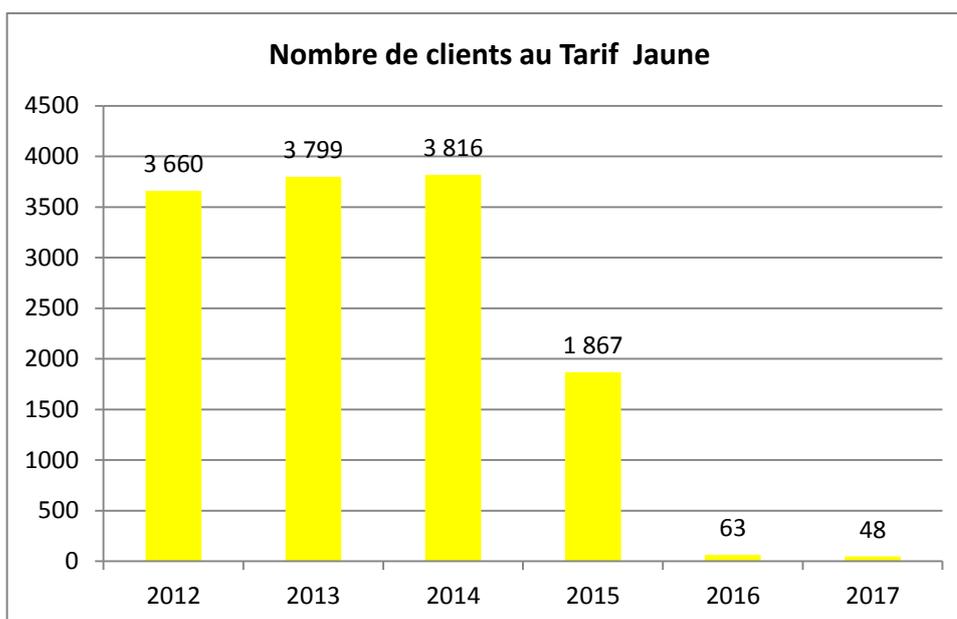
Le nombre des clients de la concession aux TRV évolue sous l'effet de l'ouverture du marché de l'électricité et à partir de 2015 en raison de la suppression des TRV pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

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

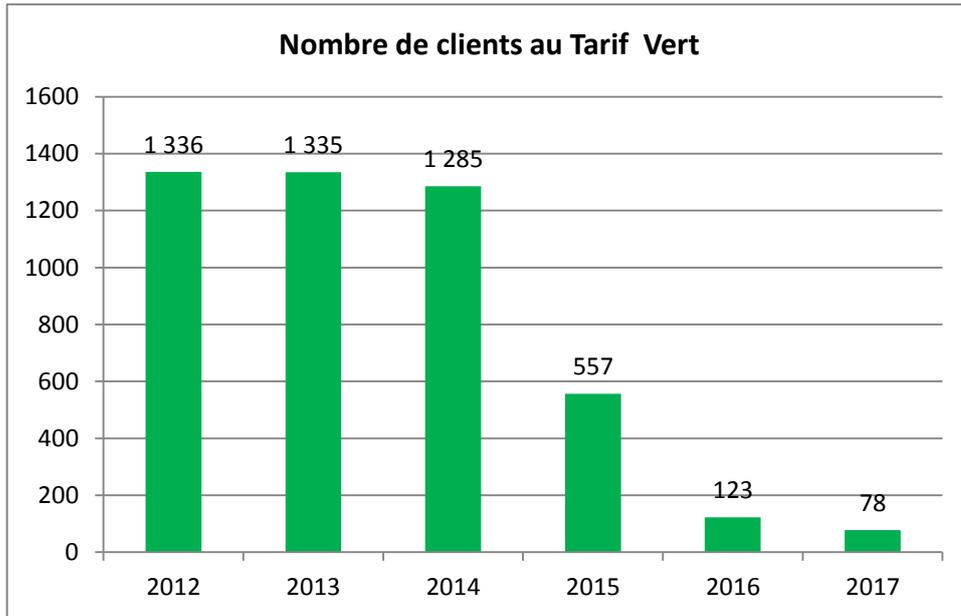
#### Evolution du nombre total de clients au Tarif Bleu



#### Evolution du nombre total de clients au Tarif Jaune



## Evolution du nombre total de clients au Tarif Vert



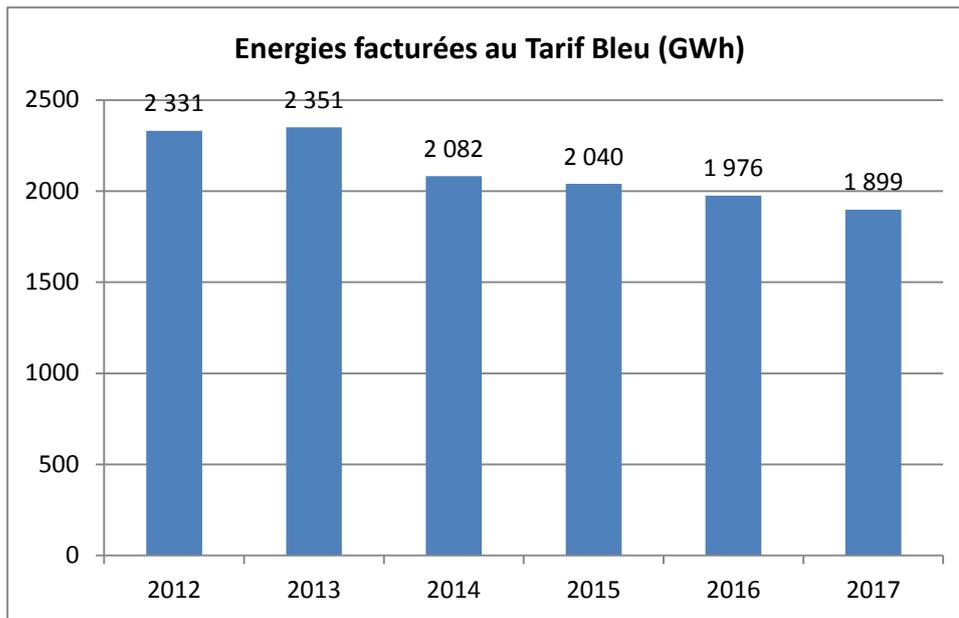
La baisse marquée, à partir de 2015, du nombre des clients de la concession aux tarifs Vert et Jaune est la conséquence de la suppression des TRV pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA en application de la loi NOME.

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

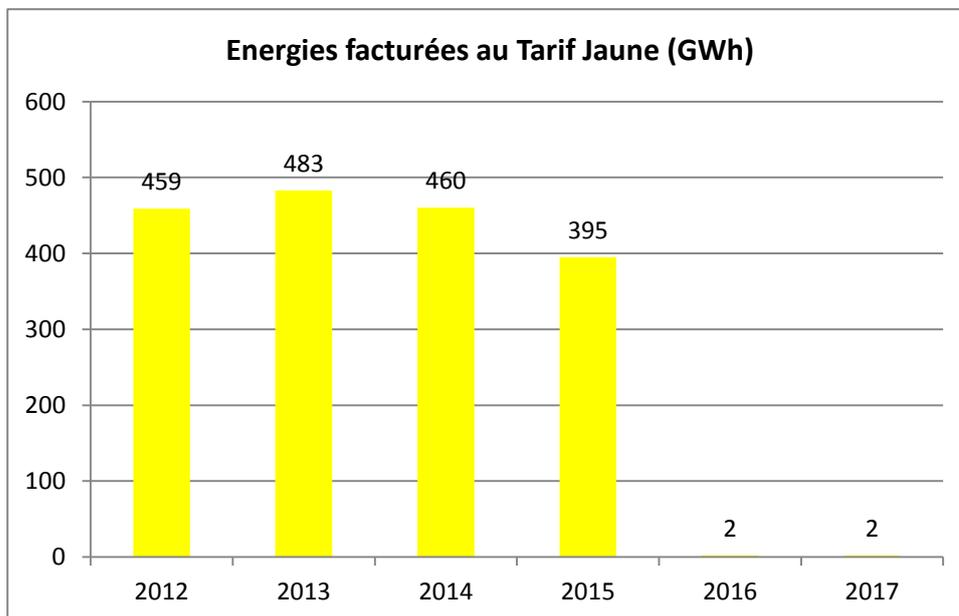
On note une diminution des quantités d'électricité vendues due à la baisse du nombre des clients, consécutive notamment à la suppression des tarifs réglementés pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA (sites avec des consommations plus importantes que le Tarif Bleu) et à l'ouverture 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.

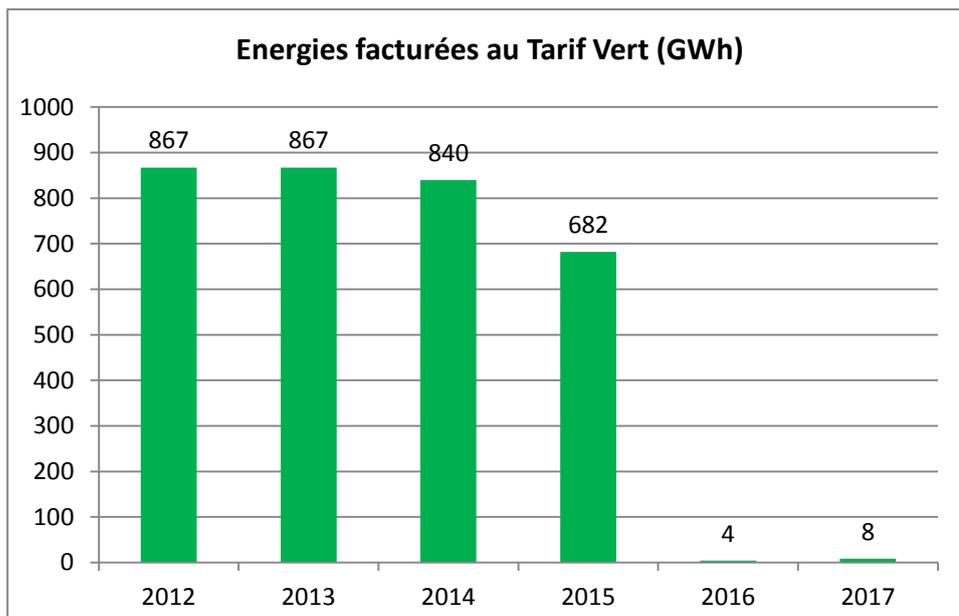
## Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Bleu



## Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Jaune



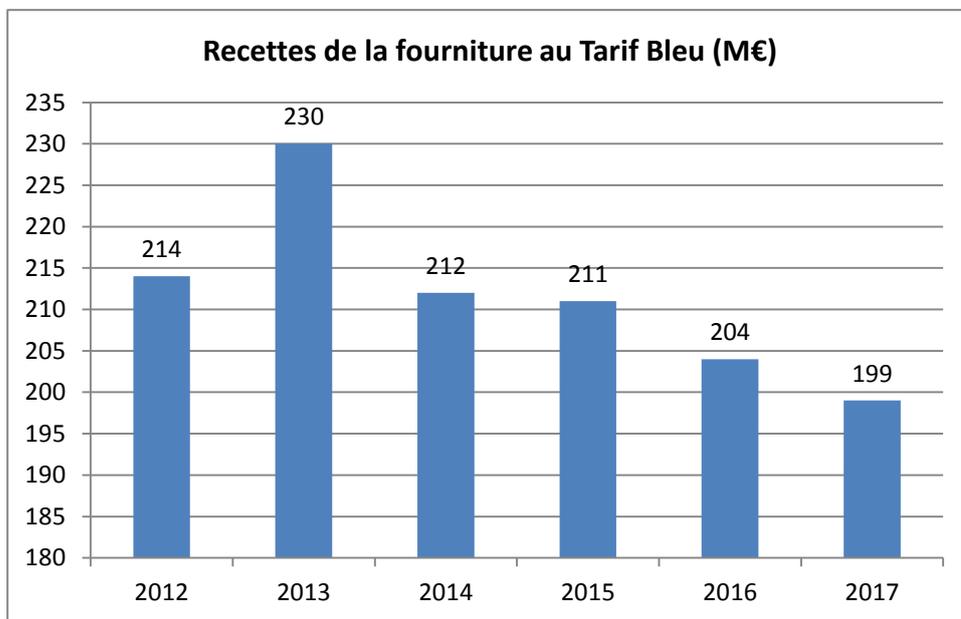
## Evolution des quantités d'énergie facturées au Tarif Vert



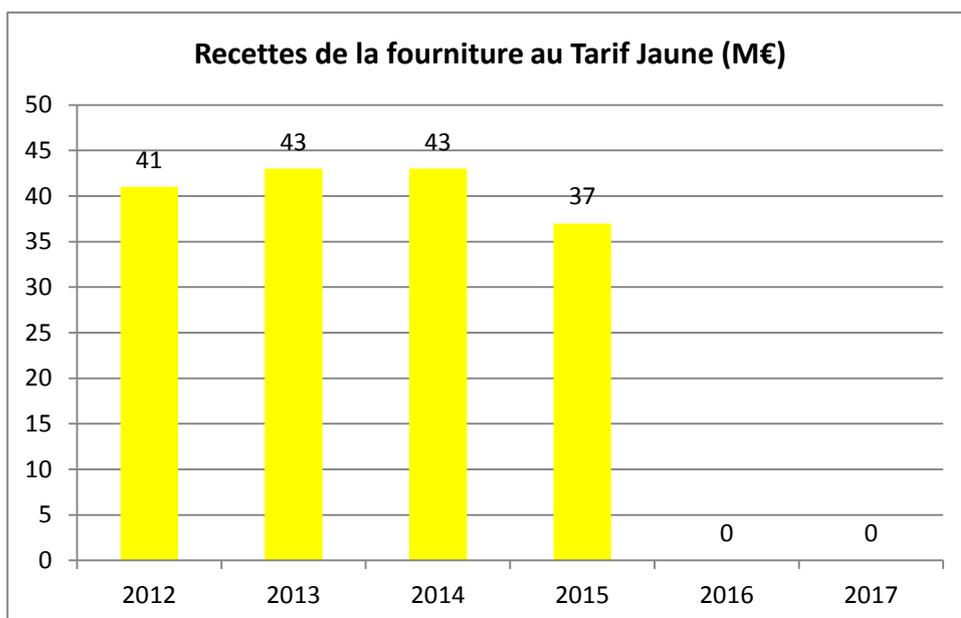
- **Évolution des recettes de fourniture par couleur**

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).

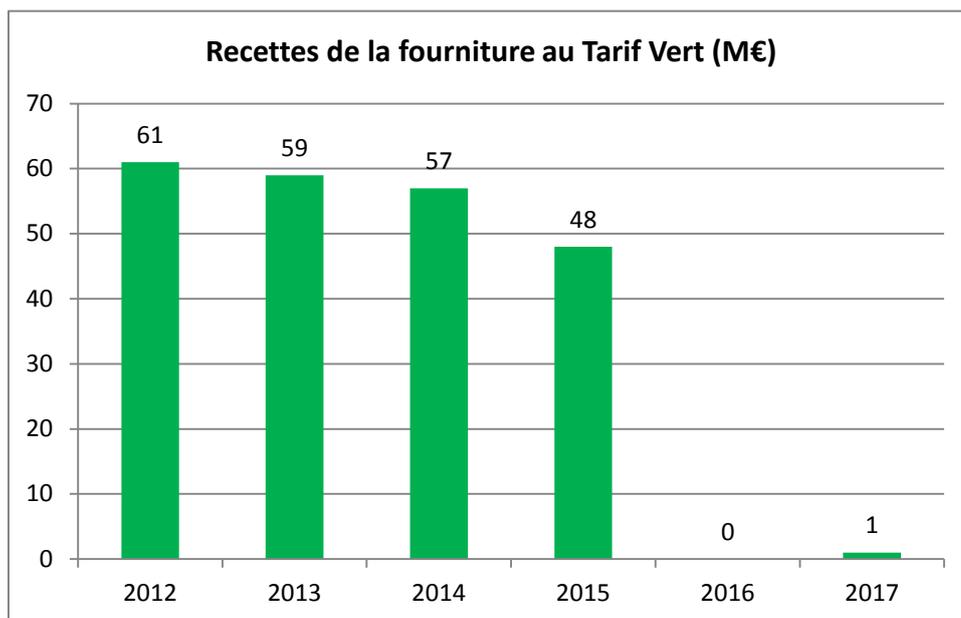
### Evolution des recettes de fourniture au Tarif Bleu



### Evolution des recettes de fourniture au Tarif Jaune



## Evolution des recettes de fourniture au Tarif Vert

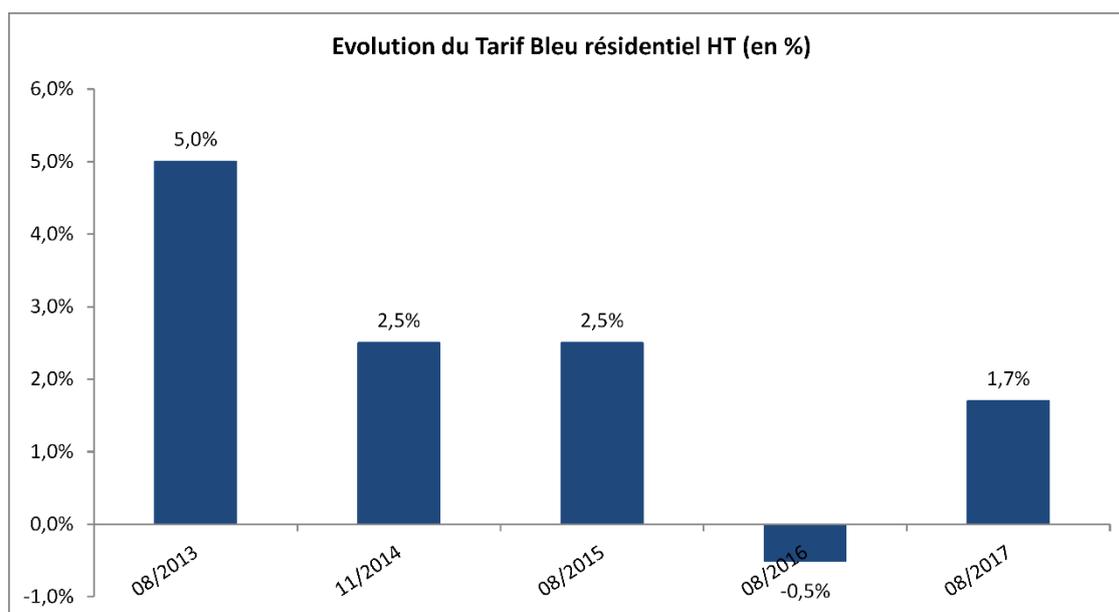


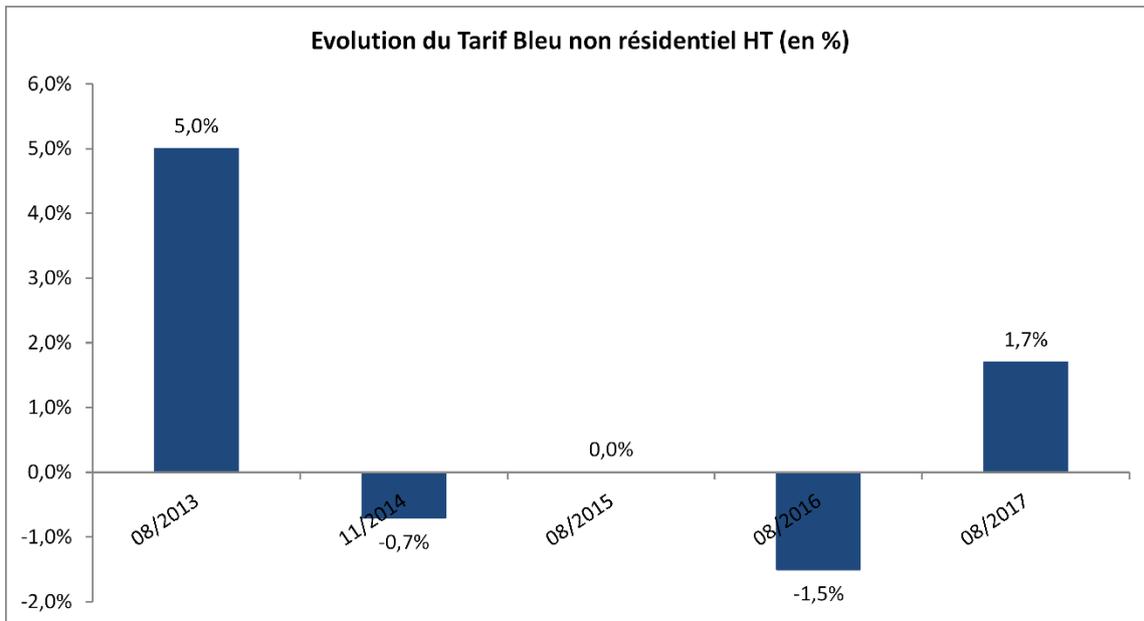
### 1.1.3. Les mouvements tarifaires La définition des tarifs réglementés de vente (TRV)

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

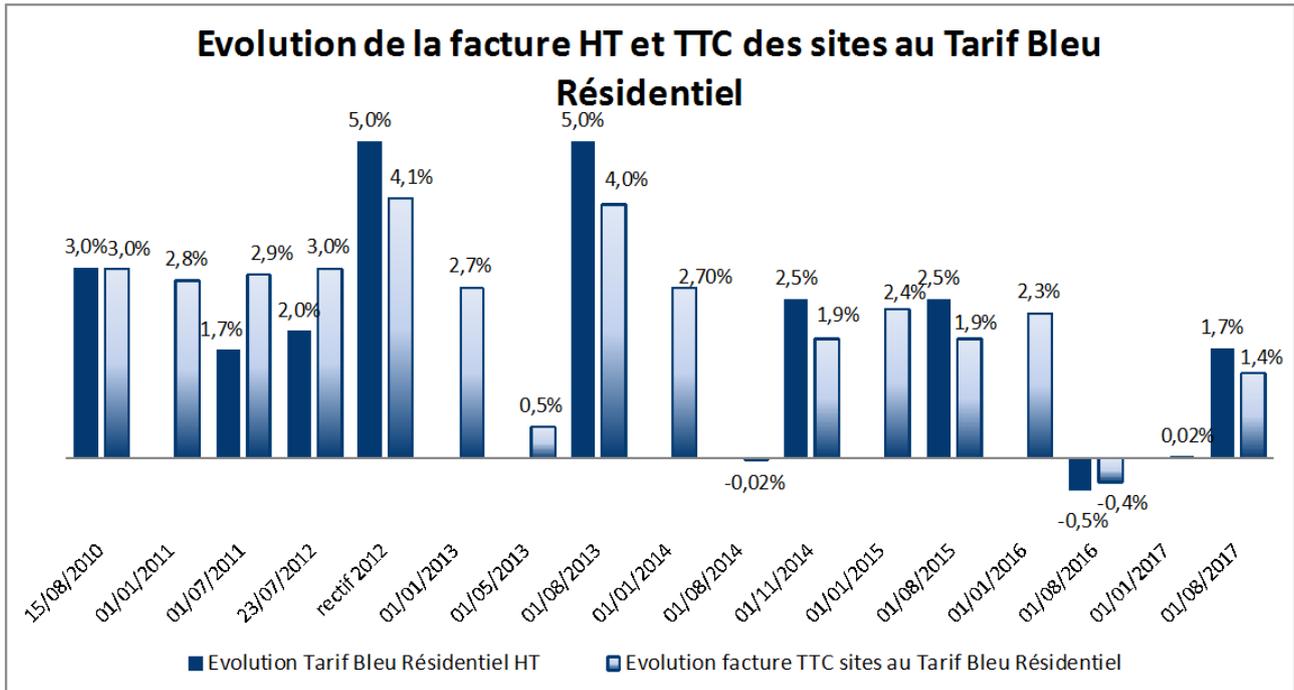
Il est rappelé qu'il s'agit de tarifs nationaux qui ne sont pas fixés par EDF mais par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans les conditions définies par le Code de l'énergie :

- 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)

## 1.1.4. La satisfaction des clients aux tarifs réglementés de vente

### 1.1.4.1. Le suivi de la satisfaction des clients

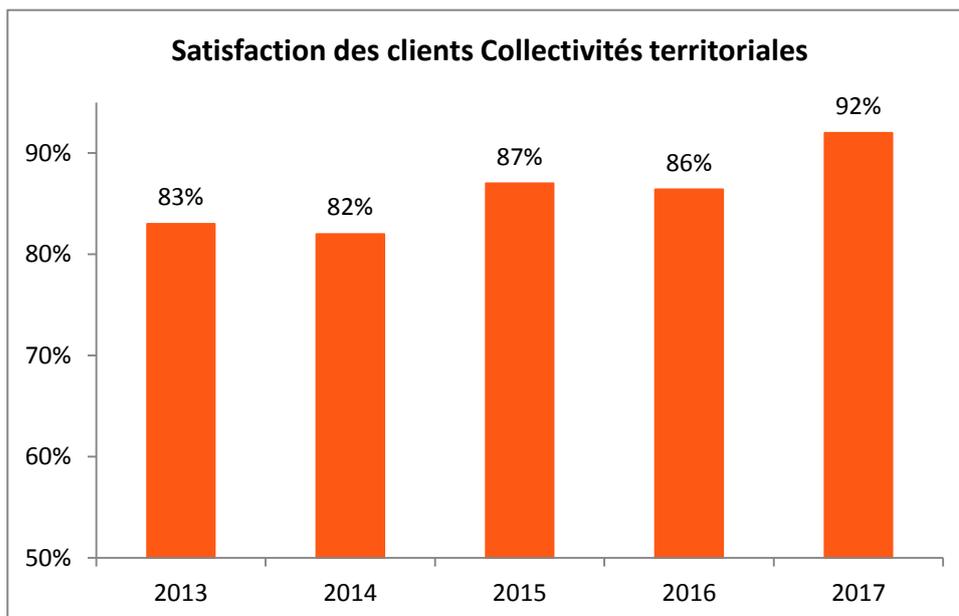
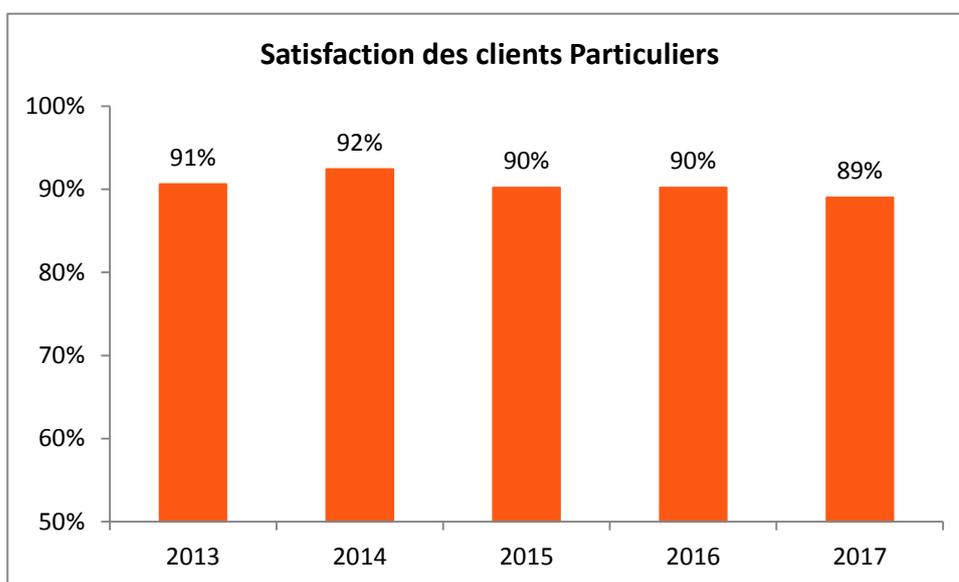
La satisfaction des clients vis-à-vis de leur fournisseur EDF témoigne d'une bonne performance, dans un contexte de changements importants.

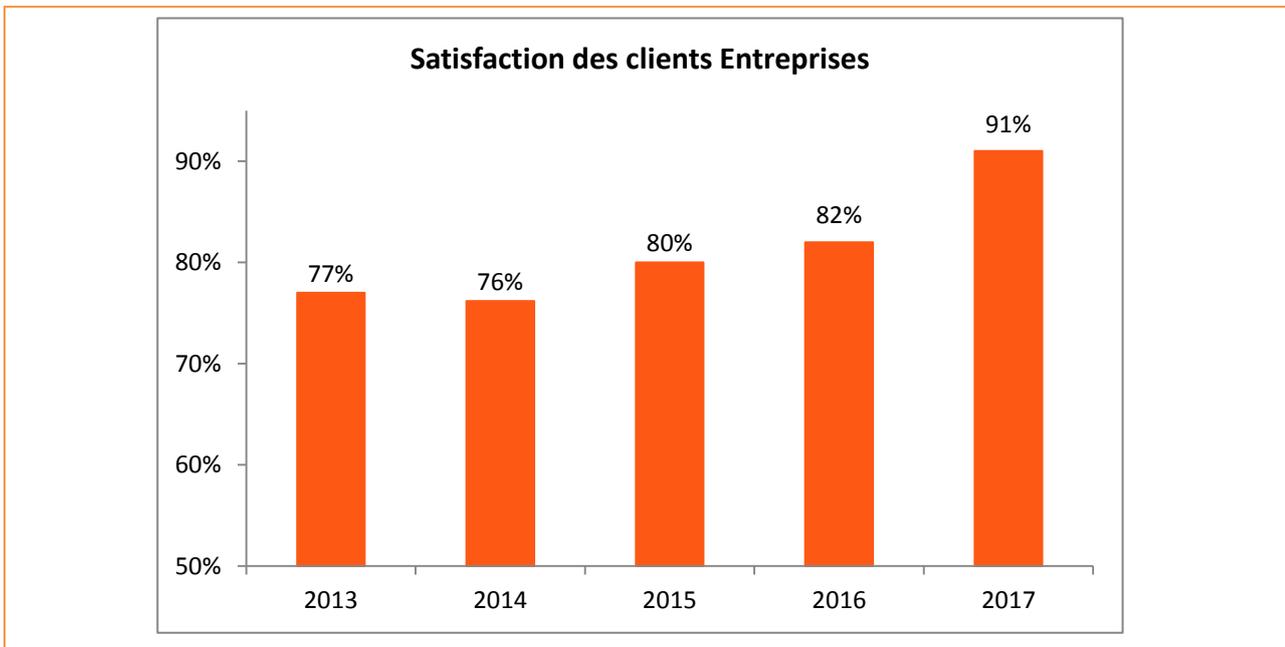
En effet, avec l'ouverture totale du marché de l'électricité au 1<sup>er</sup> juillet 2007, EDF a dû adapter son organisation, ses systèmes d'information et procéder à des transferts de portefeuille clients et des plateaux d'accueil téléphonique.

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





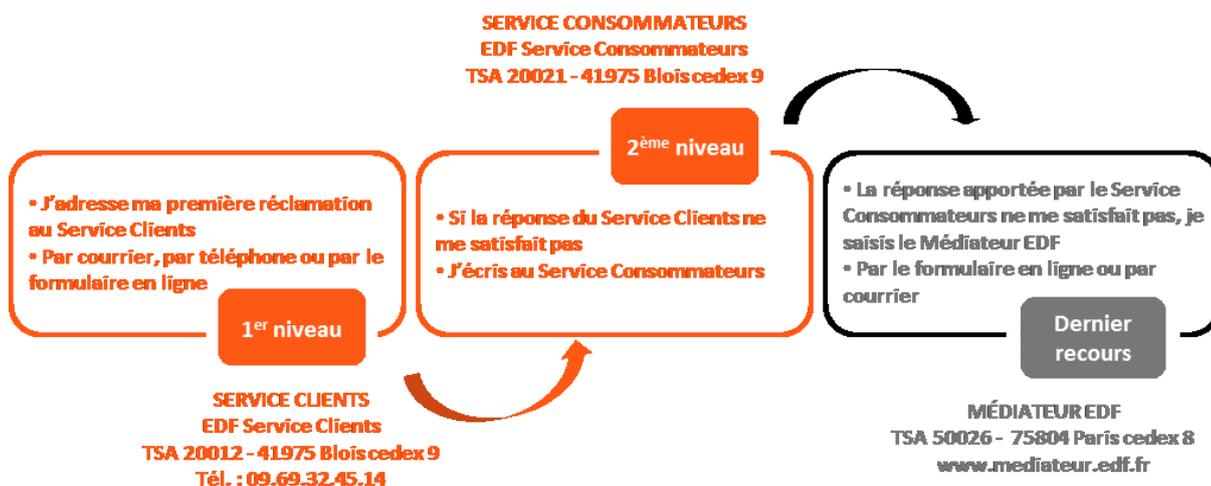
➔ Les points forts de la relation d'EDF avec ses clients reposent sur **la qualité de l'accueil téléphonique et des réponses apportées.**

#### 1.1.4.2. 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.

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

##### 1.1.5.1. 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 :

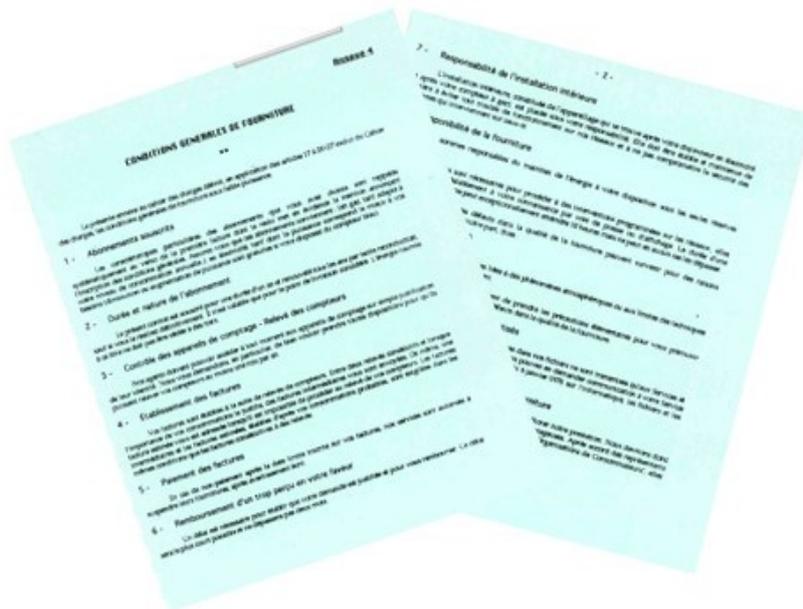
##### 1.1.5.2. Les Conditions Générales de Vente (CGV)

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.

### 1.1.5.3. 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 :

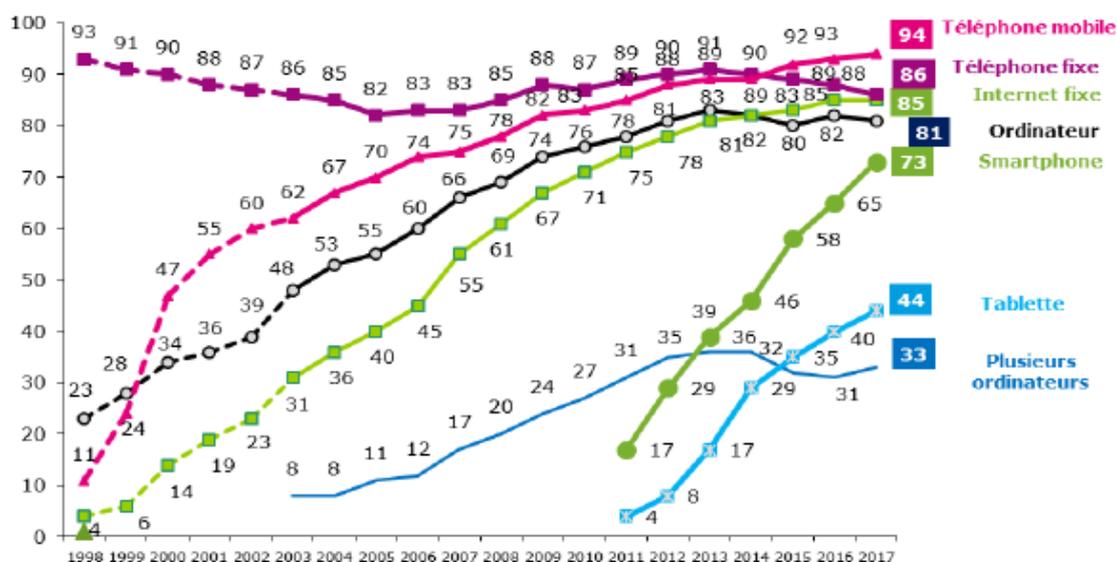
L'équipement des Français en connexion à internet, en téléphonie mobile, smart phones et tablettes, et les usages d'internet se développent de façon massive : les attentes et les comportements des clients évoluent.

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

**Graphique 2 - Taux d'équipement en téléphonie, ordinateur et internet à domicile**  
- Champ : population de 12 ans et plus, en % -



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.

#### 1.1.5.4. 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

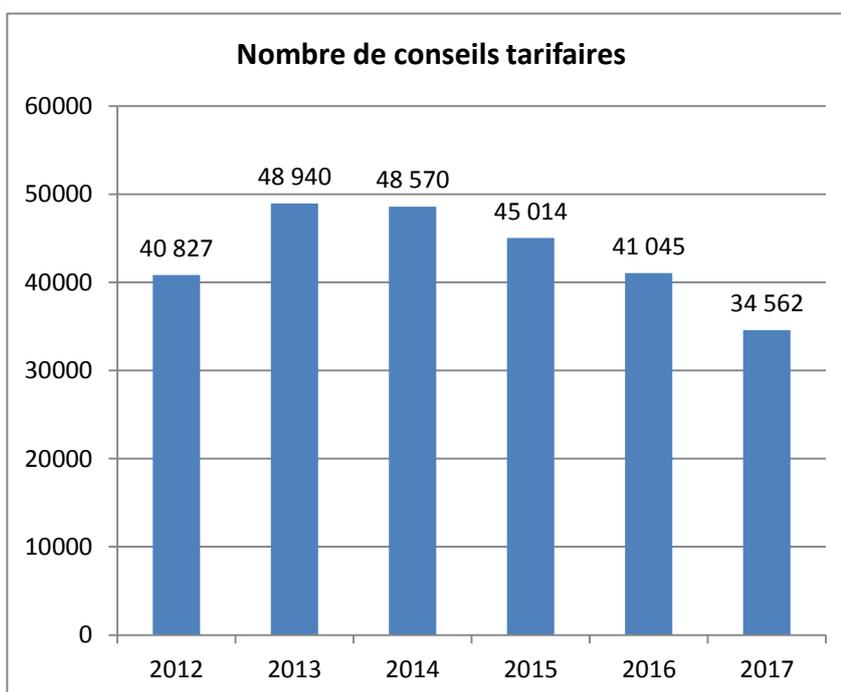
Le conseil tarifaire (également désigné : conseil énergie) consiste à proposer le contrat de fourniture le plus adapté au client sur la base d'une estimation de consommation à la mise en service ou sur la base de la consommation réelle en vie courante du contrat.

##### 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.



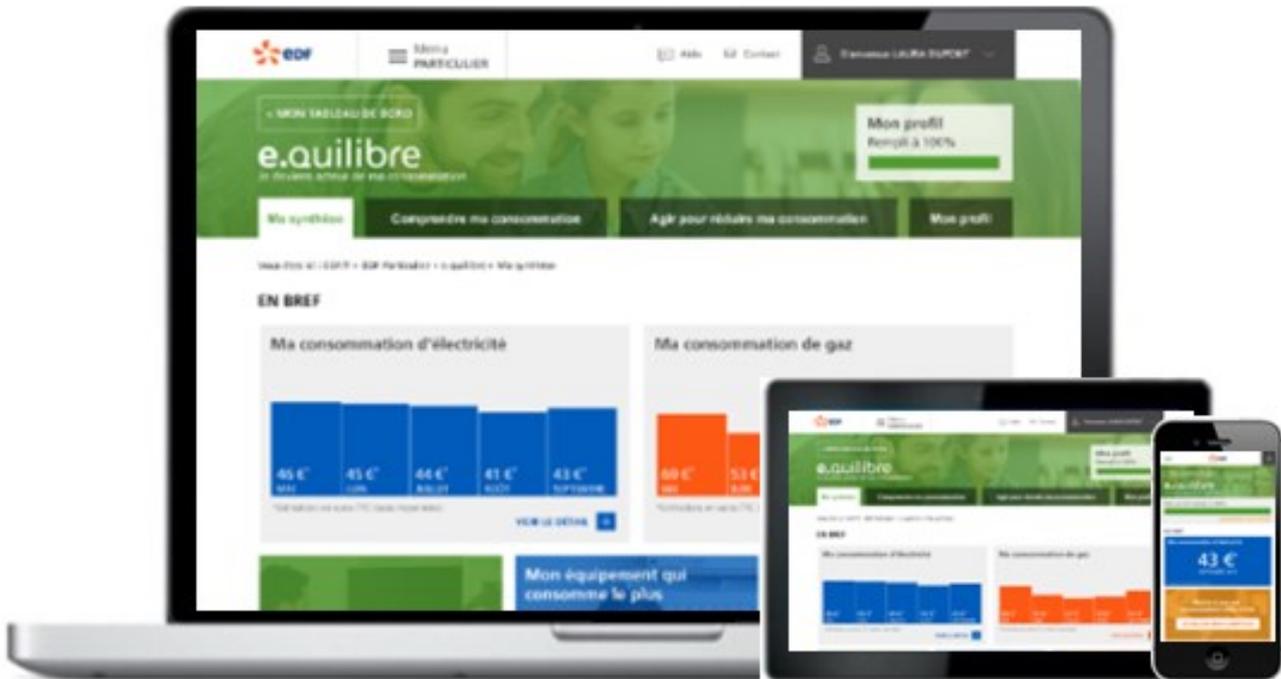
Nota : données sur le périmètre de la concession

##### ➤ 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.



#### 1.1.5.5. 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.

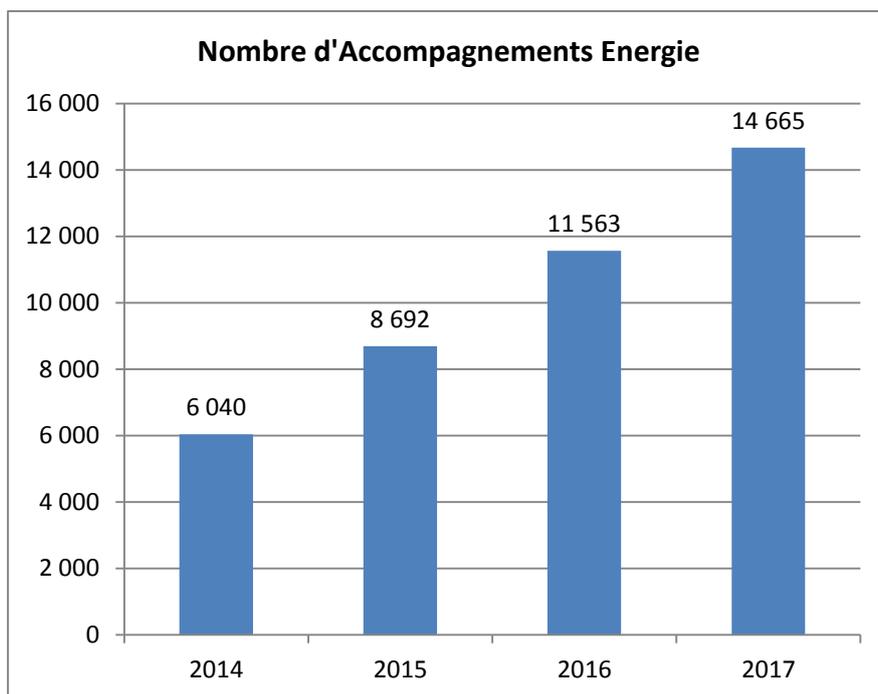
Dans le cadre de ce dispositif lancé en 2010, le conseiller EDF :

- 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

#### 1.1.6. 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.

### 1.1.6.1. Le Tarif Première Nécessité (TPN)

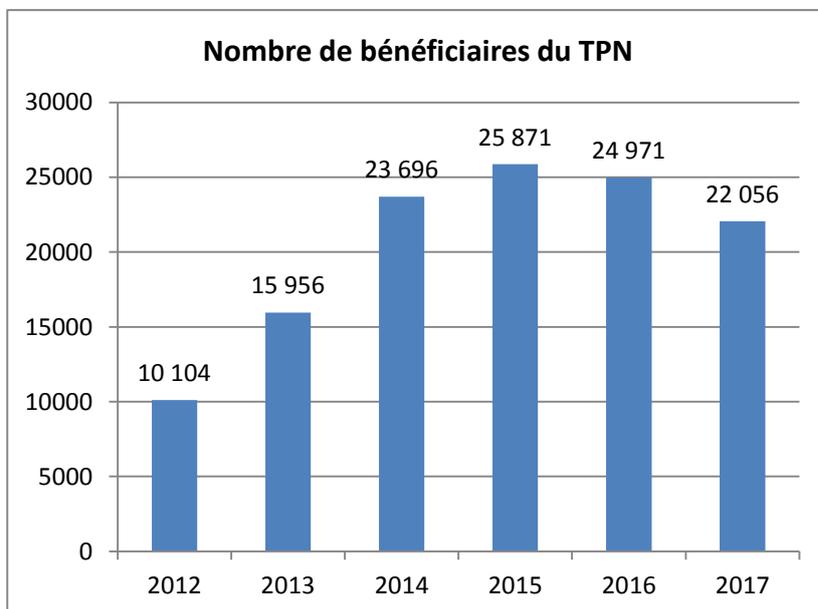
#### Evolution du nombre de clients bénéficiant du TPN sur la concession

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.

### 1.1.6.2. 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.

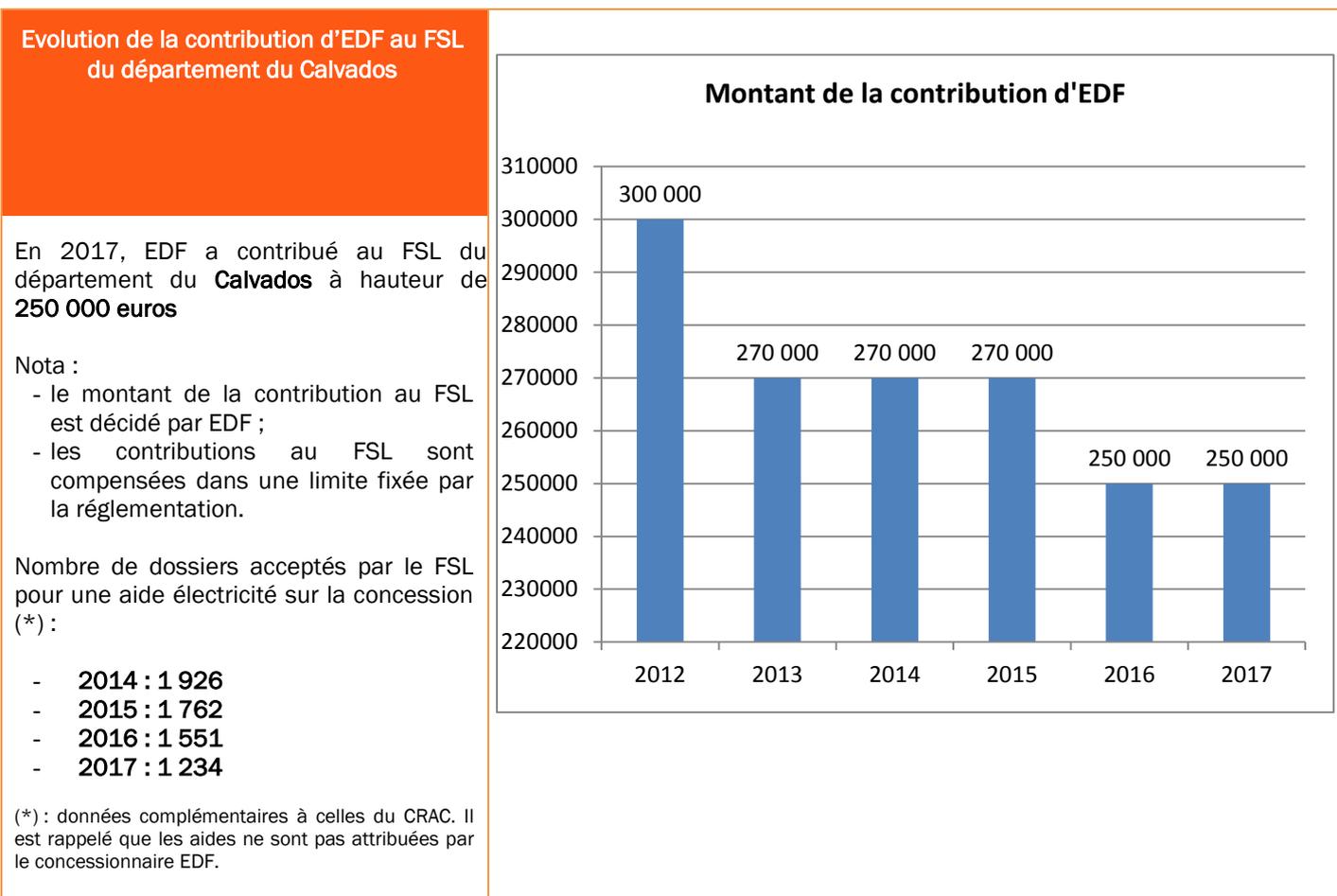
Installé dans chaque département, le Fonds de Solidarité Logement (FSL) accorde des aides financières aux personnes ayant des difficultés pour régler les charges de leur logement et toutes leurs dépenses locatives. Il permet ainsi de financer :

- 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<sup>er</sup> 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.



### 1.1.6.3. 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 « Habiter 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.

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



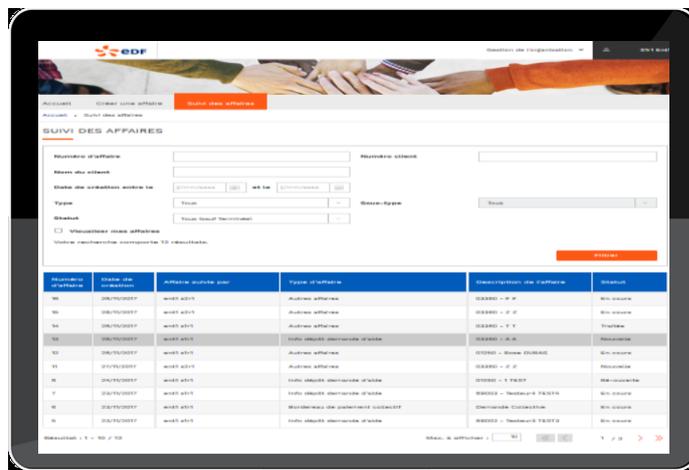
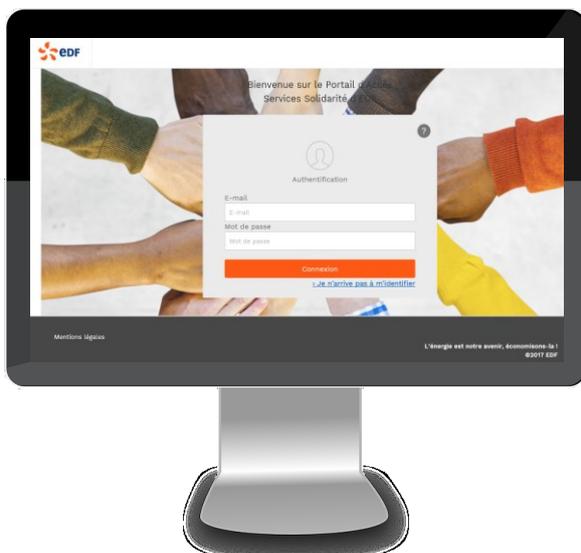
Une équipe de **conseillers Solidarité** au sein de la Direction Commerce d'EDF Ouest accompagne au quotidien les travailleurs sociaux.

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>

#### 1.1.6.5. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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](http://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](mailto: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](http://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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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](http://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<sup>er</sup> 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 *pro rata 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](http://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**

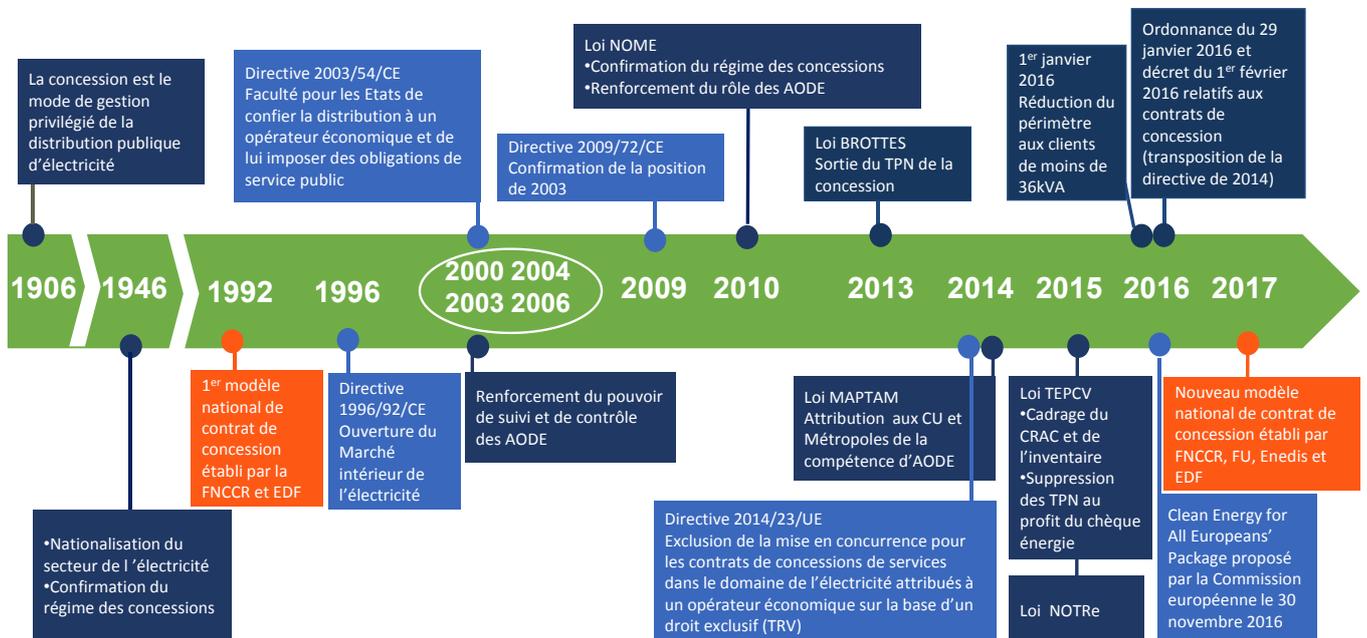
Pendant la durée du contrat, EDF met à la disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site *edf.fr* lui permettant notamment de consulter son contrat, ses factures et suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder 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<sup>er</sup> novembre 2015.

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



### 1.1.6.7. 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).

### 1.2. 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	Maille Nationale														
																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 disponibles 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 raccordements<sup>1</sup>**

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 <sup>2</sup>	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.

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

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

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).

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 <sup>3</sup>	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 réclamations	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

<sup>3</sup> Sur le segment des clients particuliers

<sup>4</sup> 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, constitués 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).

### 2.1. Les postes sources

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Nombre de Poste sources sur le territoire de la concession</b>	24	24	24	24	23	23
<b>Nombre de Poste sources alimentant les clients de la concession</b>	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 rattachements 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.

## 2.2. Le réseau BT

### 2.2.1. Le réseau BT - généralités

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

<i>Maille Concession Base Technique</i>	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

<i>Maille Concession Base Comptable</i>	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
<b>Aérien</b>	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
<b>Souterrain</b>	986,77	320,69
dont souterrain en CPI	118,56	88,26
dont souterrain à neutre périphérique	868,22	232,43
<b>Total réseau BT</b>	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.

## 2.2.2. 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.

### 2.2.3. Le réseau BT aérien nu

- Généralités

Maille concession	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	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

## 2.2.4. 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

## 2.2.5. 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	4 522,40	4 493,70	4 502,12	4 475,01	4 494,56	4 463,38	4 494,79	4 448,61	4 494,00	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	
		2016	2017	zones d'électrification	zones d'électrification	zones d'électrification	zones d'électrification
Longueur	En km	4 494,79	4 494,0	Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
	Proportion du réseau BT aérien torsadé / réseau BT aérien (%)	En %	100	100	665,39	3829,40	667,39
84,68		86,12	14,80	85,20	14,85	85,15	
Diminution sur 5 ans du réseau BT aérien torsadé	En km	17,81	18,58	60,62	90,95	61,48	92,59
	En %	0,39	0,59	2,51	15,30	0,50	18,08
Part du réseau de plus de 40 ans / aérien torsadé	En %	25,40	25,89	0,38	0,40	0,10	0,47
	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
	47,61	18,59	47,38	18,48			
Part du réseau daté de 1946 / aérien torsadé	En %	22,89	22,77				

## 2.2.6. 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										
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).

## 2.2.7. Le réseau BT souterrain en CPI et à neutre périphérique<sup>5</sup>

- **Généralités**

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	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

<sup>5</sup> 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...

### 2.3. Le réseau HTA

#### 2.3.1. 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.

### 2.3.2. 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.

### 2.3.3. 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										
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	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur	En km	4 965,46	4 929,32	570,42	4 395,03	561,52	4 367,8
	En %	100	100	11,49	88,51	11,39	88,61
Proportion du réseau HTA aérien nu / Réseau aérien (%)		99,98	99,98	99,94	99,99	99,94	99,99
Diminution sur 5 ans du réseau HTA aérien nu	En km	166,63	202,77	36,58	130,05	45,48	157,28
	En %	3,25	3,95	6,03	2,87	7,49	3,48
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau aérien nu		25,87	27,39	30,29	25,29	3,69	23,69
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau aérien nu (base comptable)		26,48	26,01	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.

#### 2.3.4. 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								
Longueur (km)	140,37 7	ND	125,62 6	ND	117,68 2	ND	112,00 1	ND	107,25 6	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		97,67	97,60	93,46	98,15	95,82	97,78

### 2.3.5. 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										
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	
				Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Longueur au 31/12/2017	En km	3 685,54	3 768,84	1 957,69	1 727,85	1 990,70	1 778,09
	En %	100	100	53,12	46,88	52,81	47,19
Proportion du réseau HTA souterrain / réseau HTA au 31-12-2017 (%)		42,60	43,31	77,43	28,22	77,94	28,93
Augmentation sur 5 ans du réseau HTA souterrain	En km	326,44	311,18	85,97	240,47	96,71	214,48
	En %	9,72	8,26	4,59	16,17	4,86	12,09
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau souterrain		4,15	3,87	7,50	0,35	7,04	0,32
Part du réseau de plus de 40 ans / réseau souterrain (base comptable)		4,24	3,96	7,60	0,43	7,85	0,59

### 2.3.6. 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										
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

### 2.3.7. 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).

2.3.8. Les organes de manœuvre HTA non télécommandés (OM)\*

Maille concession Valeur de la Base Technique	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre OM <sup>6</sup>	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.

2.4. Autres ouvrages

2.4.1. 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										
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.

<sup>6</sup> 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 <sup>7</sup>	455	ND <sup>8</sup>		
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					
<b>Total</b>	<b>11 226</b>	<b>11 280</b>	<b>27,39</b>	<b>26,57</b>					

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.

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> 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.

## 2.4.2. 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<sup>er</sup> 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 <sup>9</sup>	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
<b>Total</b>	<b>11 240</b>	<b>11 294</b>	<b>21,46</b>	<b>11 391</b>	<b>22,56</b>
<b>NB incidents / 1000 transformateurs</b>	<b>2,67</b>	<b>1,95</b>			<b>2,02</b>
<b>Âge moyen en base technique</b>	<b>20,42</b>	<b>20,9</b>	<b>21,46</b>		<b>22,56</b>
<b>Âge moyen en base comptable</b>	<b>19,38</b>	<b>19,77</b>	<b>20,32</b>		<b>20,93</b>

### 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 <sup>10</sup>	11 795 <sup>11</sup>	20,32	11 832	20,93
100 kVA					
160 kVA					
250 kVA					
400 kVA					
630 kVA					
1 000 kVA					
<b>Total</b>	<b>11 847</b>	<b>11 795</b>	<b>20,32</b>	<b>11 832</b>	<b>20,93</b>
<b>Transformateurs en poste</b>	<b>11 142</b>	<b>11 295</b>	<b>20,50</b>	<b>11 391</b>	<b>21,08</b>
<b>NB incidents / 1000 transformateurs</b>	<b>2,53</b>	<b>1,87</b>		<b>2,19</b>	
<b>Âge moyen en base technique</b>	<b>20,42</b>	<b>20,9</b>	<b>21,46</b>	<b>22,56</b>	<b>22,56</b>

<sup>9</sup> Ce transformateur a été supprimé en 2016.

<sup>10</sup> Comprend les transformateurs en magasin

<sup>11</sup> 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
Âge moyen en base comptable	19,38	19,77	20,32	20,93	20,93

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	
	En nb	En %	En nb	En %	Urbaine	Rurale	Urbaine	Rurale
Nb de transformateurs	11 350		11 391		3 750	7 600	3 761	7 630
Évolution depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2015 du nb de transformateurs	En nb		11 240		3710	7 530	3 710	7 530
	En %		0,97		1,07	0,92	1,07	0,92
Nombre de transformateurs > 30 ans en base technique			3 472		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		15	13	14	16

- Les autotransformateurs\*<sup>12</sup>

Maille concession	31/12/2012		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2016		31/12/2017	
	BT	BC <sup>13</sup>	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

<sup>12</sup> Ces données sont disponibles dans notre base technique à partir de 2015

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

## 2.5. Les branchements

### 2.5.1. 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	

#### 2.5.2. 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<sup>er</sup> 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

#### 2.6. Les compteurs

Le déploiement du compteur Linky a débuté le 1<sup>er</sup> 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.

## 2.7. 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

## 2.8. 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.

#### 3.1. La qualité de la distribution en terme de tenue de tension

##### 3.1.1. 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.

#### 3.1.2. 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**

<i>Maille départementale</i>	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

### 3.1.3. 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										
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.

### 3.2. La qualité de la distribution en terme de tenue de continuité de tension

#### 3.2.1. 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 consignateurs 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

### 3.2.2. 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

### 3.2.3. 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

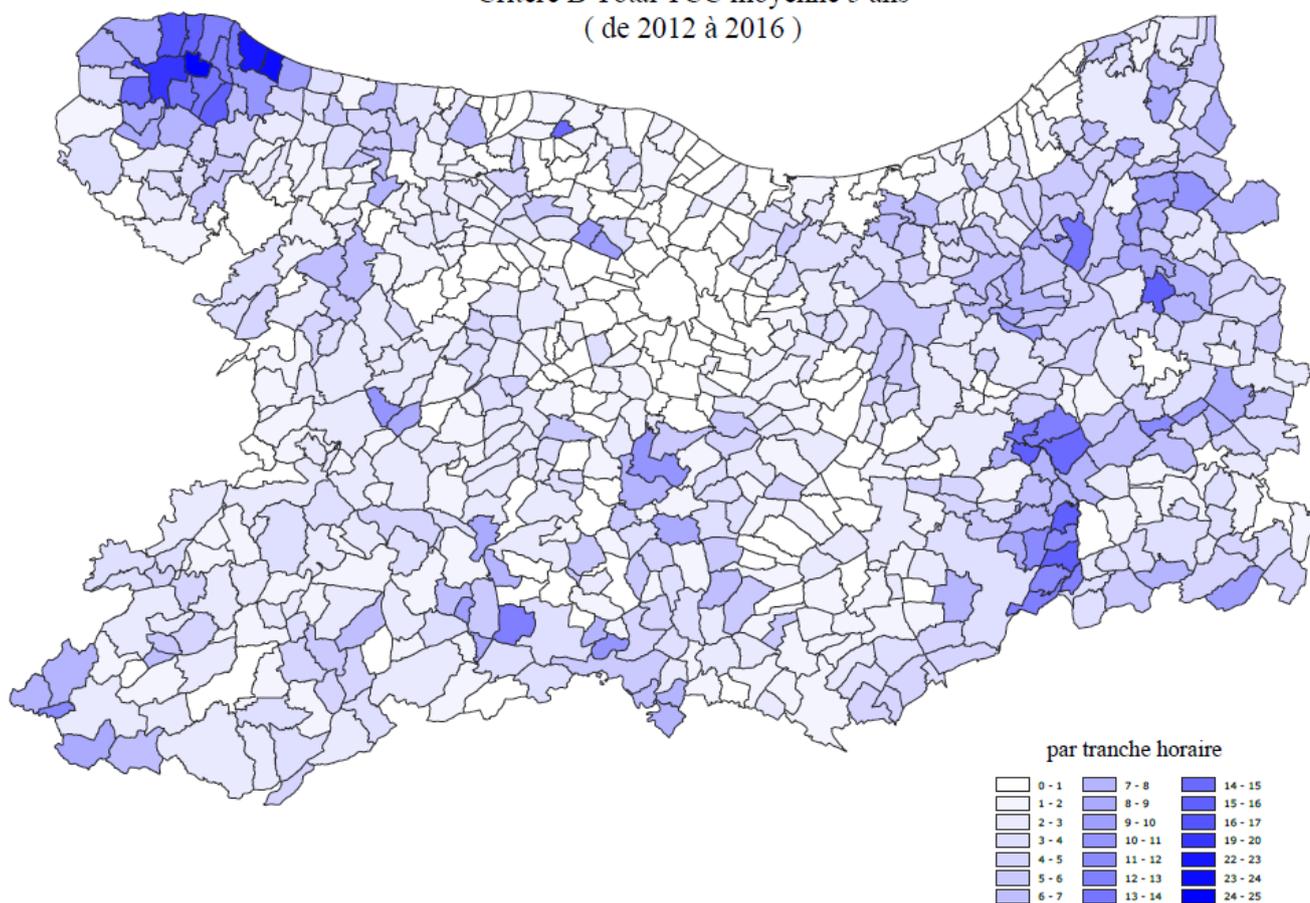
- **Le Critère B\***

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.

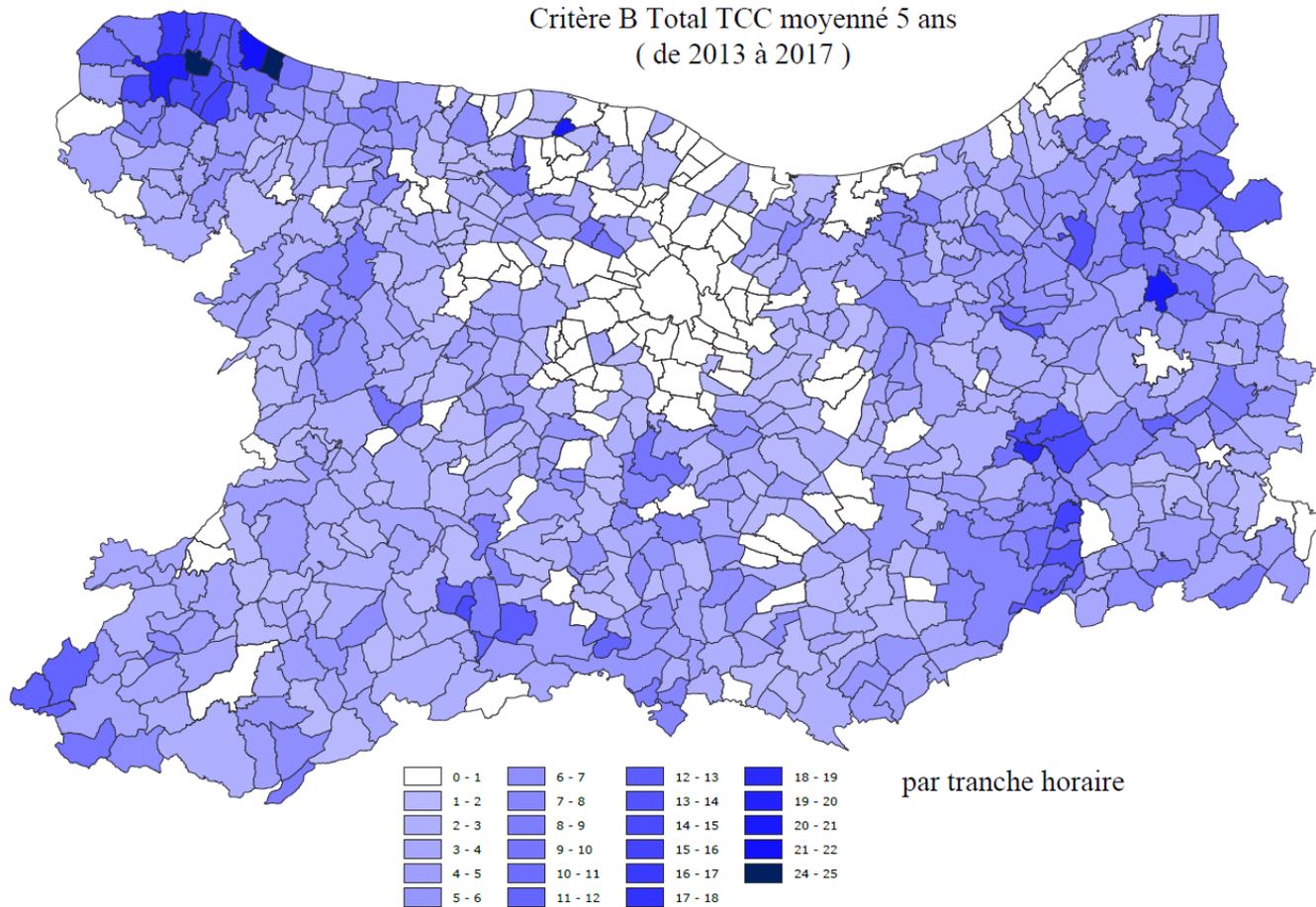
Maille concession	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Critère B TCC	55	221	57,4	65,6	72,5	87,3
Critère B HIX	55	151	56,7	64,9	71,6	60,7

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.

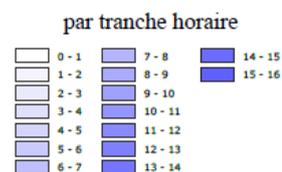
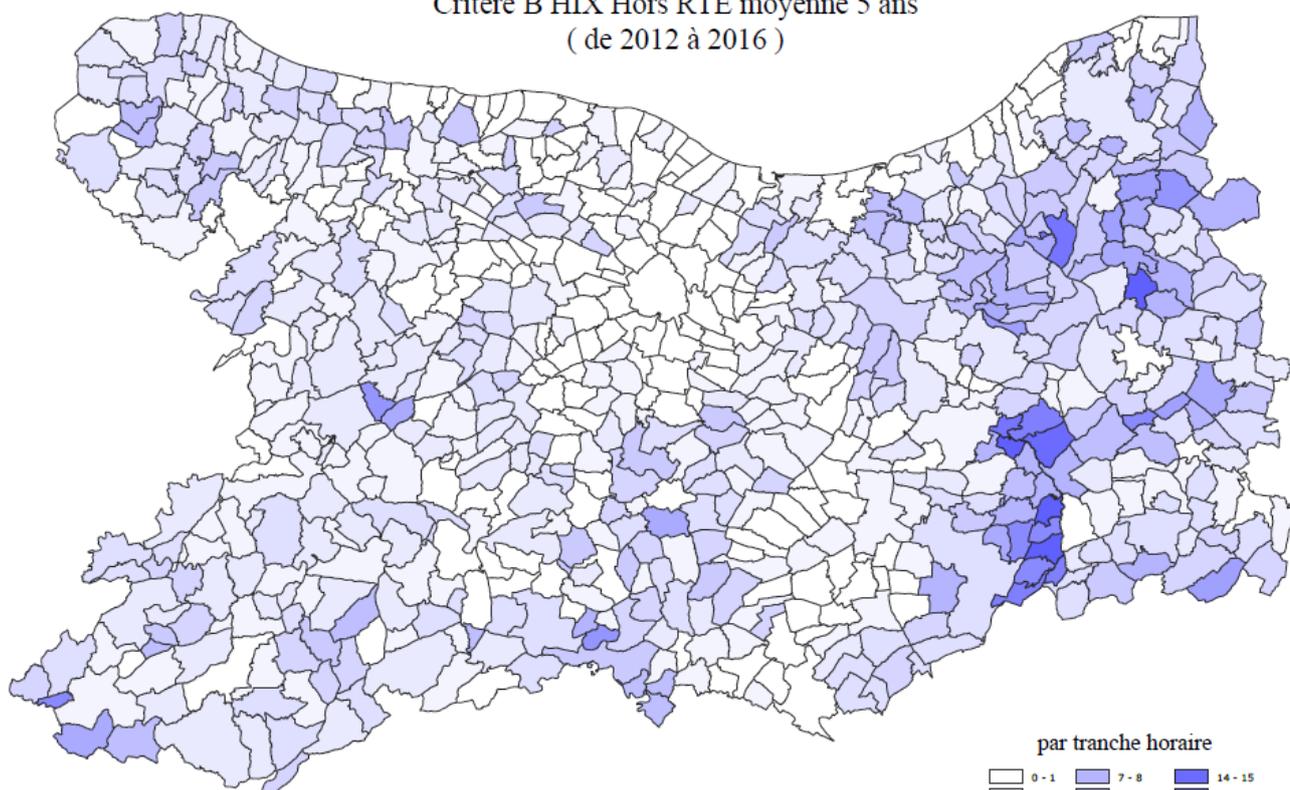
Critère B Total TCC moyenné 5 ans  
( de 2012 à 2016 )



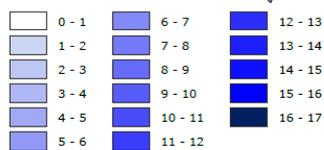
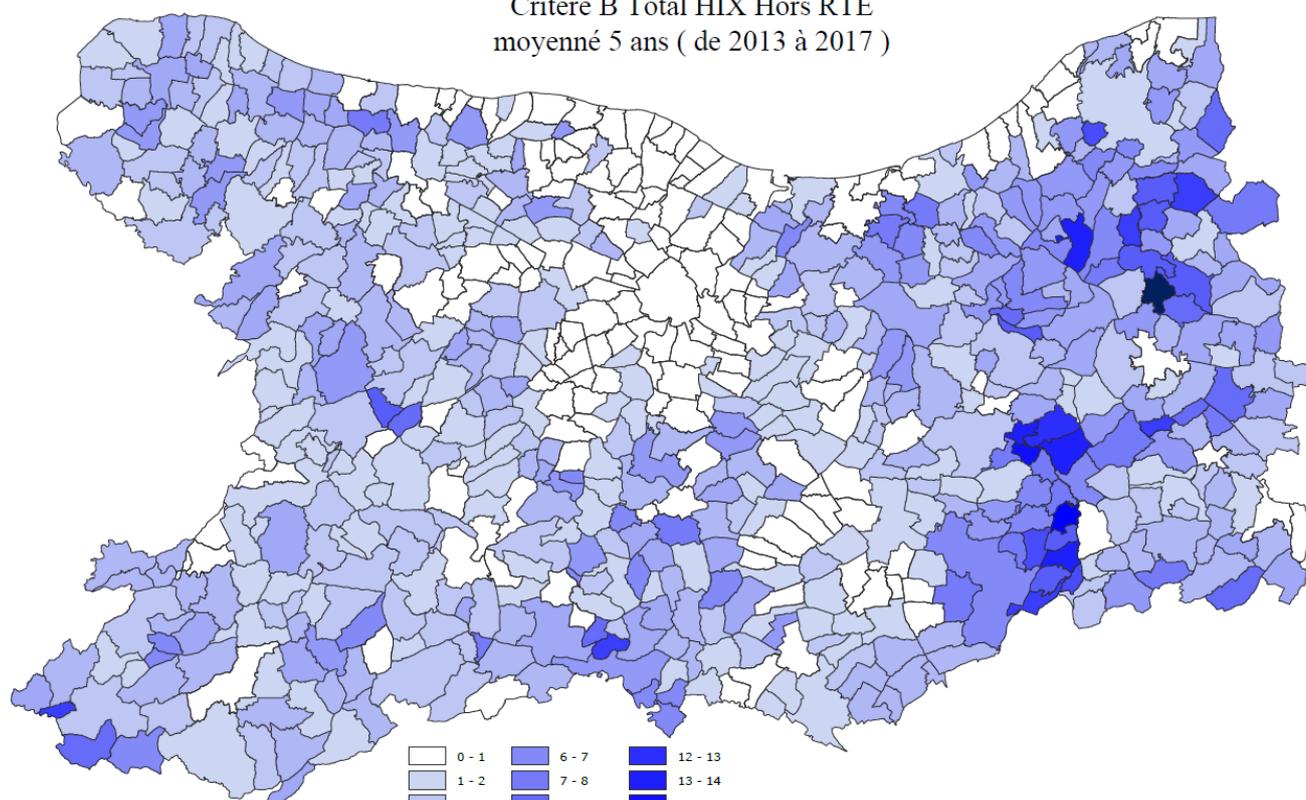
Critère B Total TCC moyenné 5 ans  
( de 2013 à 2017 )



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 )



par tranche horaire

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

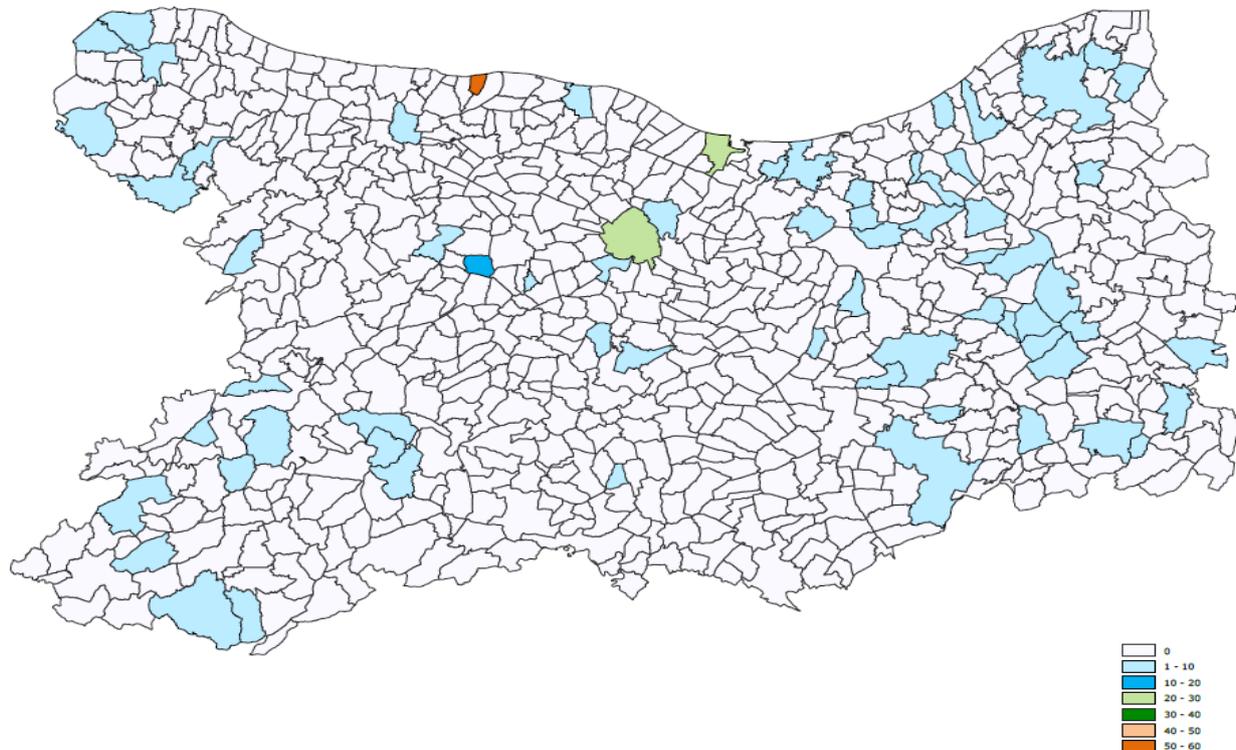
Le SDEC ENERGIE souligne qu'il ne dispose pas des NITI et PSTI sur l'ensemble de la chronique étudiée. Il lui est donc impossible d'analyser finement les données ci-dessus.

### 3.3. La qualité de l'onde électrique par zone géographique

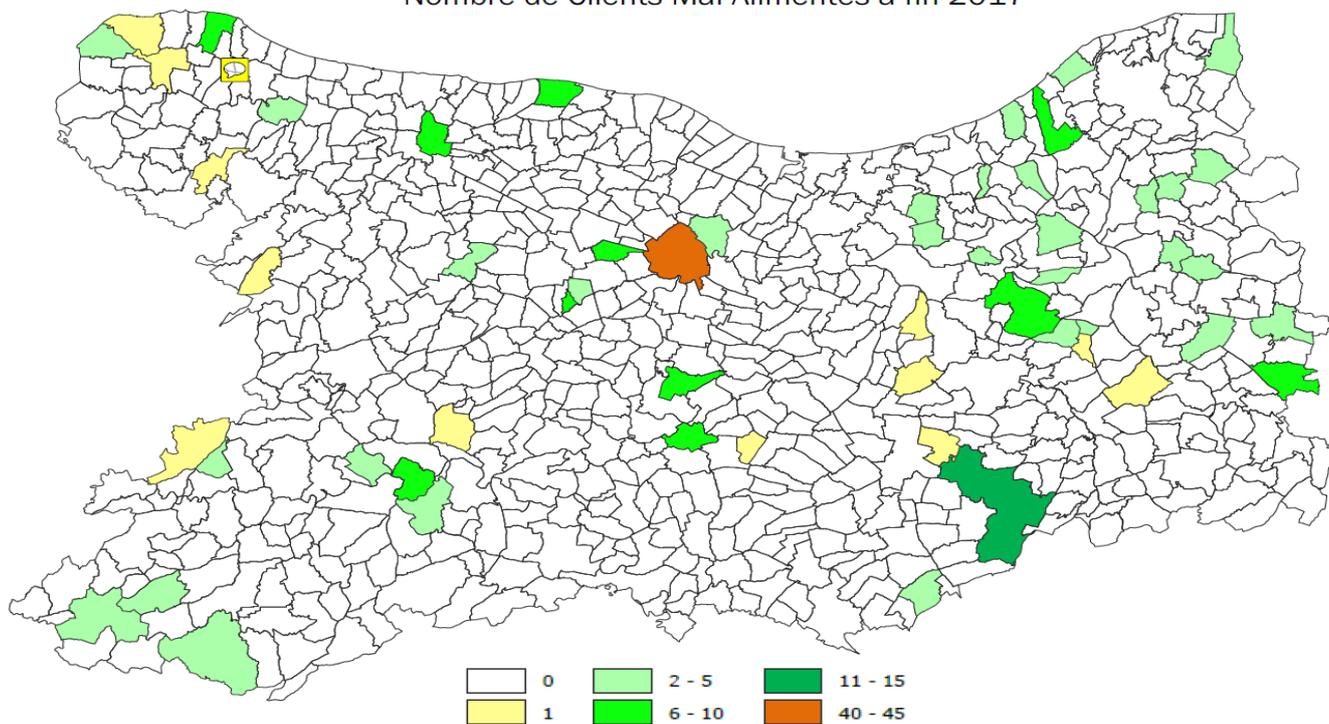
Chaque carte se base sur un zonage géographique à la maille de chaque commune.

#### 3.3.1. La tenue de tension

Nombre de Clients Mal Alimentés à fin 2016



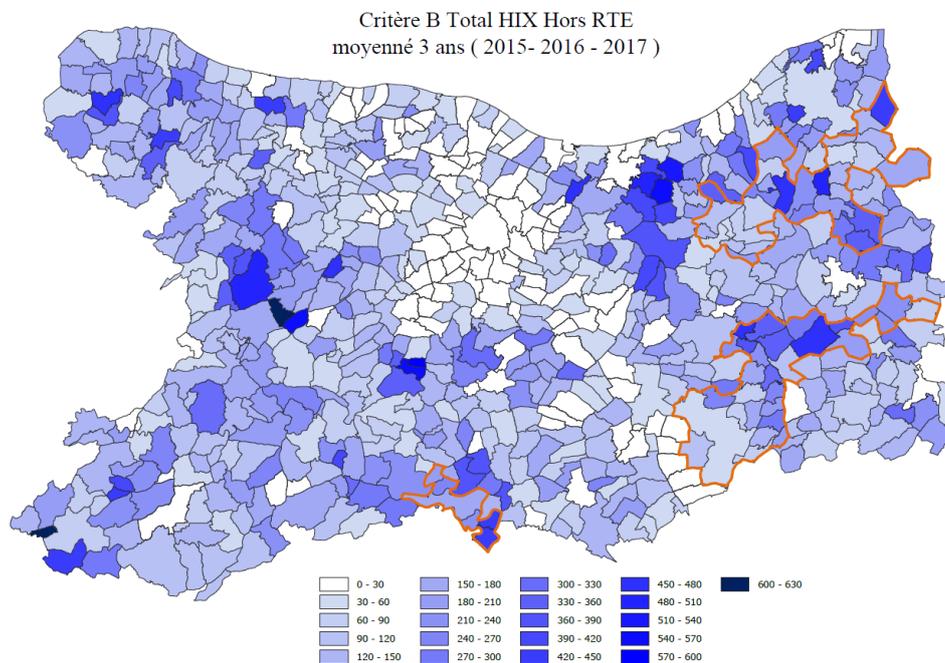
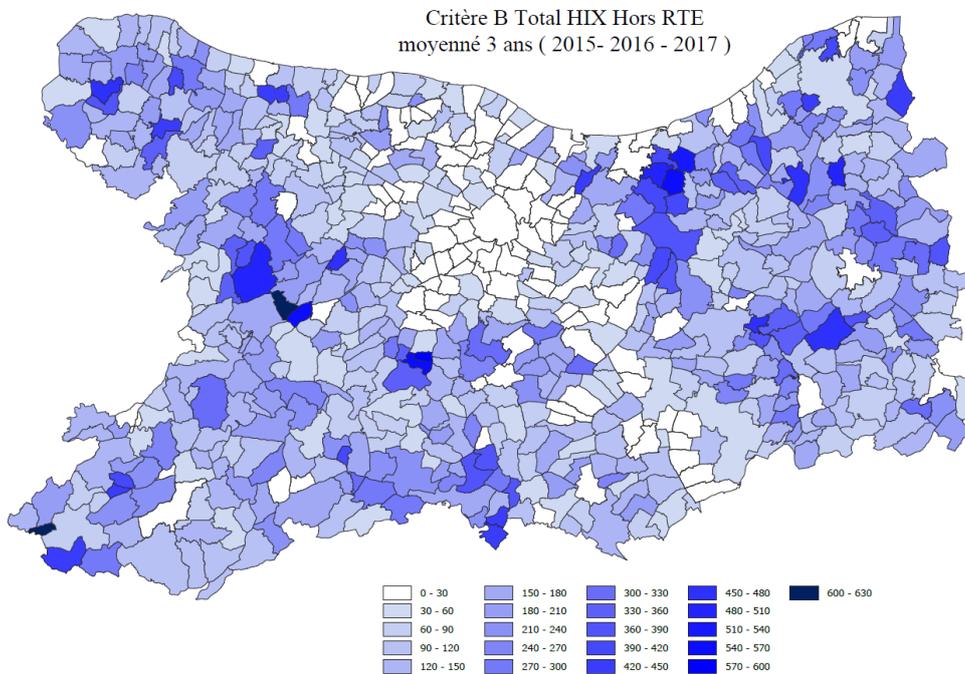
Nombre de Clients Mal Alimentés à fin 2017



### 3.3.2. 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

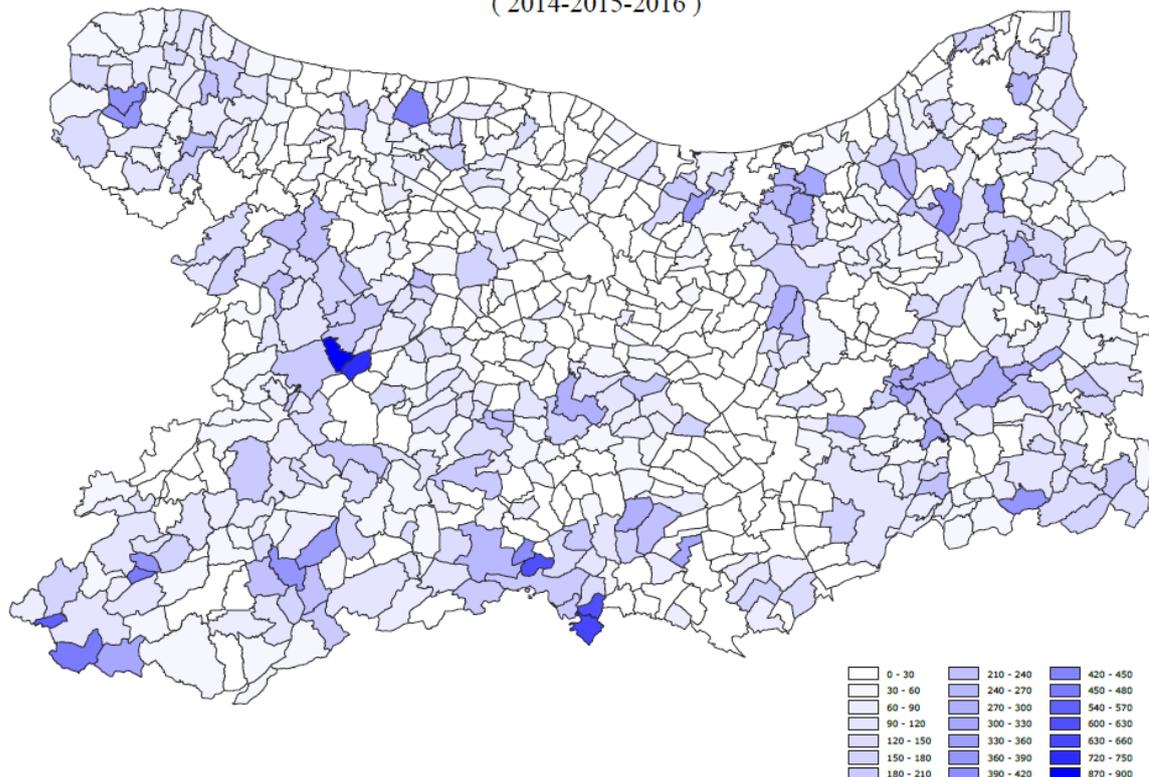


Le SDEC ENERGIE souligne que l'obtention du critère B HIX hors RTE annuel à la maille de la commune lui permettrait une analyse plus pertinente des temps de coupure.

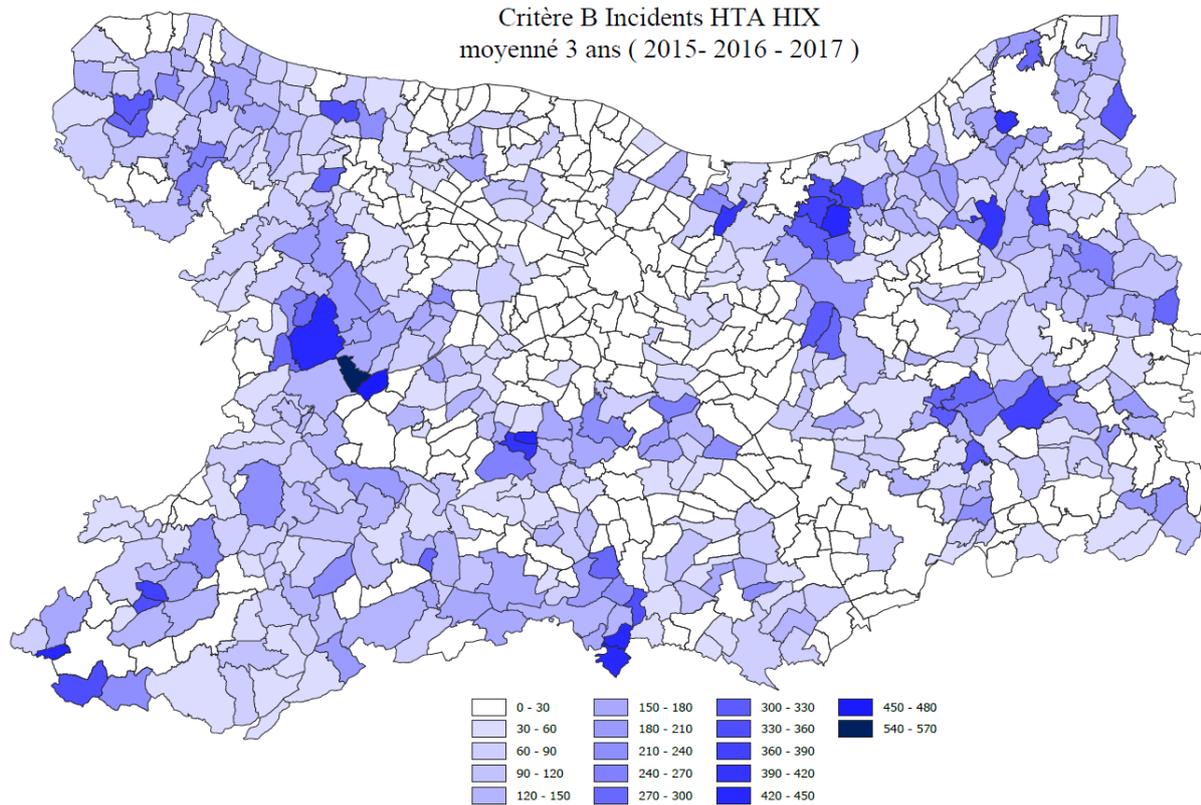
Le SDEC ENERGIE souligne la forte disparité entre les communes du Calvados en matière de critère B HIX hors RTE. En effet, celui-ci varie de 0 à 30 minutes jusqu'à 600 à 630 minutes (10 heures).

- Critère B Incidents HTA HIX

Critère B Incidents HTA HIX moyenné 3 ans  
( 2014-2015-2016 )

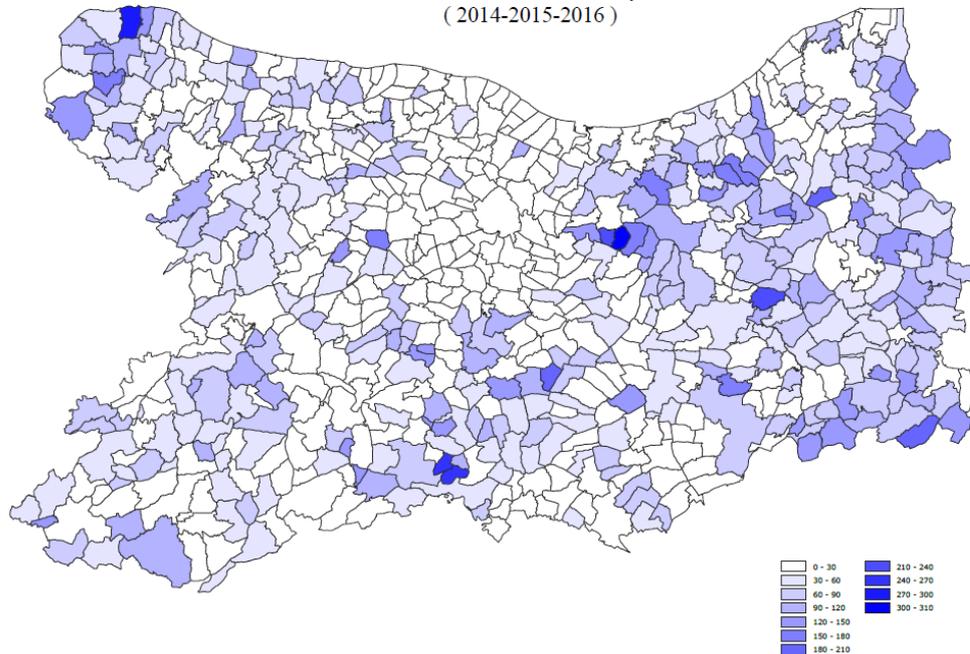


Critère B Incidents HTA HIX  
moyenné 3 ans ( 2015- 2016 - 2017 )

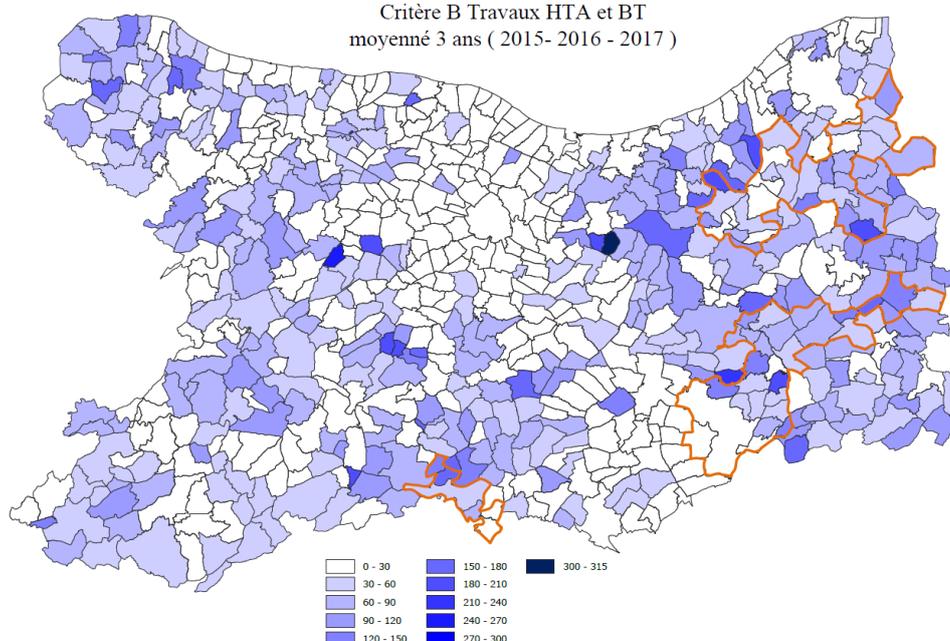


- critère B travaux HTA et BT :

Critère B Travaux HTA et BT moyenné 3 ans  
( 2014-2015-2016 )



Critère B Travaux HTA et BT  
moyenné 3 ans ( 2015- 2016 - 2017 )



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).

### 3.3.3. 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 :

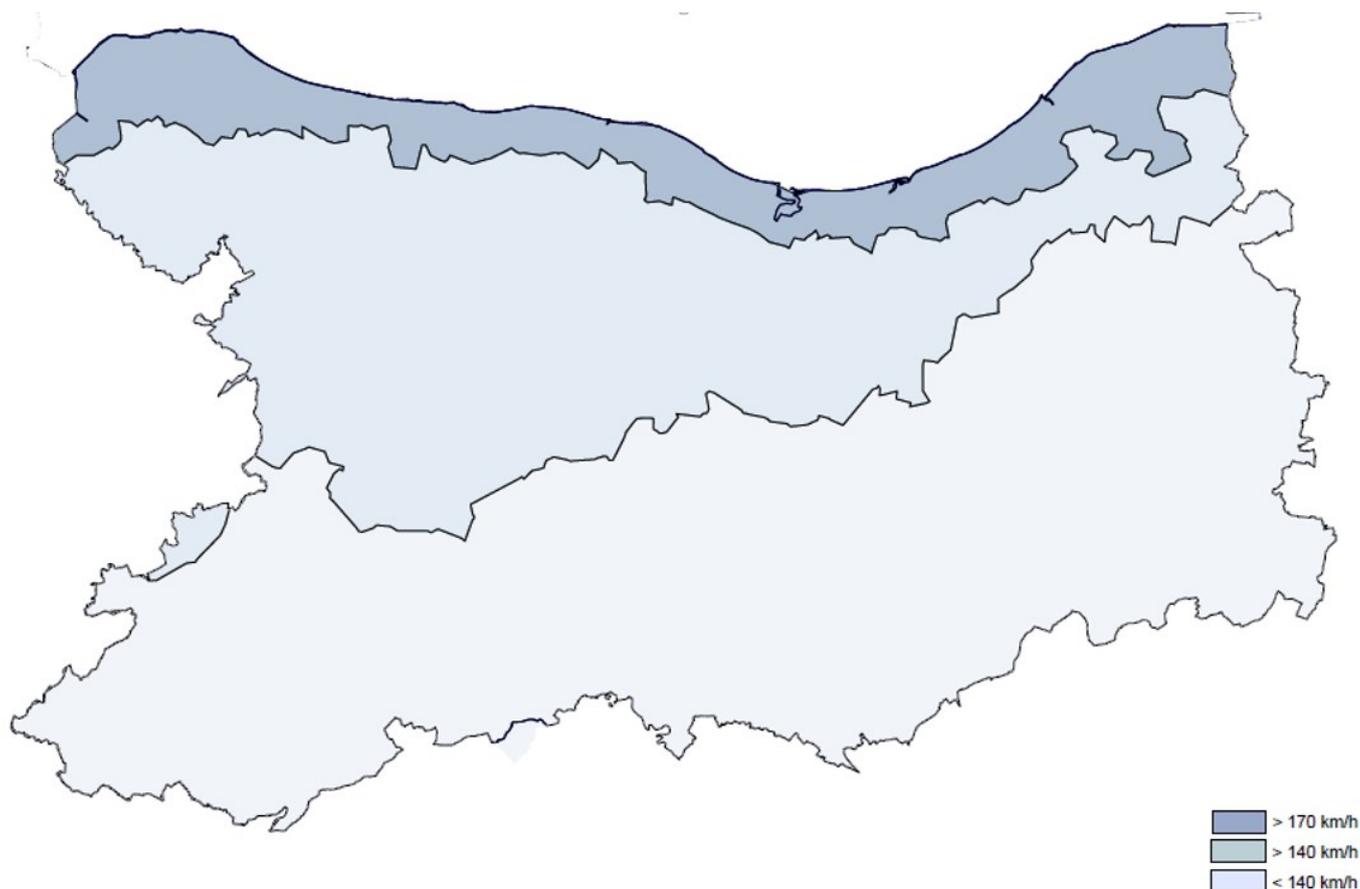
- risque bois (présence d'arbres pouvant chuter sur la ligne)
- risque vent (réseau sous dimensionné pour les vitesses de vent enregistrées)
- risque faible section (section "fragile")

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 collante<sup>14</sup> et les zones inondables seront produites.

### Cartographie des zones ventées sur le territoire du SDEC ENERGIE



<sup>14</sup> 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

### 4.1. Les dépenses des maîtres d'ouvrages

#### 4.1.1. 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
<b>Total Général</b>	<b>34 667</b>	<b>36 941</b>	<b>36 488</b>	<b>33 148</b>	<b>35 093</b>	<b>41 748</b>

#### 4.1.2. 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
<b>Total Général</b>	<b>18 556</b>	<b>18 507</b>	<b>16 529</b>	<b>16 479</b>	<b>15 307</b>	<b>13 208</b>

#### 4.2. 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
<b>SDEC ENERGIE</b>			
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
<b>Somme</b>	<b>71 530 594</b>	<b>4 321 979</b>	<b>67 208 615</b>
<b>Enedis</b>			
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
<b>Somme</b>	<b>131 570 879</b>	<b>123 945 631</b>	<b>7 625 248</b>
<b>Tiers</b>			
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
<b>Somme</b>	<b>1 440 213</b>	<b>0</b>	<b>1 440 213</b>

## 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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• créé à l'issue d'une opération de raccordement avec création d'un branchement neuf ;</li> <li>• modifié à l'issue d'une opération de raccordement avec modification d'un branchement existant.</li> </ul>
Ouvrage vétuste	Un ouvrage est dit vétuste suite à la survenance de 2 types de vieillissement : <ul style="list-style-type: none"> <li>• vieillissement interne des matériels, qui dépend des matières constitutives du matériel (essentiellement dépendant de l'âge du matériel) ;</li> <li>• vieillissement externe lié à l'exploitation (niveau de charges, nombre de manœuvres, etc.) et à l'environnement (vent, orage, neige, zones boisées, bord de mer...).</li> </ul>
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). $DMC \frac{BT}{N} = \frac{\sum \text{Année N Durées descoupures longues des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installation de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
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	<p>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...).</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
Écart absolu cumulé	<p>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.</p> <p>Les écarts de longueur en valeur absolu peuvent s'apprécier par technologie plus ou non détaillée (exemple aérien, aérien nu, etc...).</p> <p>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.</p>
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues	<p>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.</p> <p>Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).</p>
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur incidents	<p>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.</p> <p>Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).</p>
Fréquence moyenne annuelle de coupures longues sur travaux	<p>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.</p> <p>Le ratio est calculé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages)</p>
Fréquence moyenne annuelle de coupures brèves TCC	<p>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.</p> <p>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)</p>

Termes	Définition						
Fréquence moyenne annuelle de coupures très brèves TTC	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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• territoire : DR, ex-centre, concession, commune,</li> <li>• ouvrage : départ HTA-BT.</li> </ul>						
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 border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="408 1473 703 1525">Type de poste</th> <th data-bbox="707 1473 1476 1525">Définitions</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="408 1529 703 1989">CABINE BASSE</td> <td data-bbox="707 1529 1476 1989">Le poste en cabine basse est un poste urbain ancien, alimenté par une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, décliné en 2 versions : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="408 1993 703 2054">CABINE DE CHANTIER</td> <td data-bbox="707 1993 1476 2054">Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire.</td> </tr> </tbody> </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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul>	CABINE DE CHANTIER	Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire.
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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul>						
CABINE DE CHANTIER	Le poste cabine de chantier est un poste de distribution mobile permettant d'alimenter un chantier de manière provisoire.						

Termes	Définition
	<p>Il se décline en différentes gammes de puissances pouvant aller jusqu'à 2500 kVA.</p>
CABINE HAUTE	<p>Le poste cabine haute est un poste rural ancien, construit en maçonnerie traditionnelle jusqu'en 1990 sur les réseaux de distribution.</p> <p>Il comprend les fonctions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• appareil de coupure HTA de type ouvert (non systématique);</li> <li>• transformateur HTA/BT ;</li> <li>• tableau BT.</li> </ul> <p>Il se décline en 2 gammes de puissance : <math>\leq 160</math> kVA ou <math>\leq 250</math> kVA.</p>
En immeuble	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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.</li> <li>• 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.</li> </ul> <p>Le poste intégré dans un immeuble est destiné aux zones urbaines denses pour lesquelles les emplacements sont difficiles à trouver.</p> <p>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).</p> <p>L'appareillage est de type compact extensible. Le transformateur est classique avec des pertes réduites, de puissance 400, 630 ou 1 000 kVA.</p>
ENTERRE	<p>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.</p> <p>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.</p>
H61	<p>Le poste de transformation sur poteau (dit H61) est un poste rural directement alimenté par une ligne aérienne HTA.</p> <p>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.</p> <p>Les fonctions suivantes sont regroupées sur un seul et même support :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ancrage des conducteurs aériens (HTA et BT),</li> <li>• transformation,</li> </ul>

Termes	Définition
	<ul style="list-style-type: none"> <li>protection du réseau BT.</li> </ul> <p>D'une puissance unitaire de 50, 100 ou 160 kVA, ce poste est prévu pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>être alimenté sous des tensions primaires de 15 ou 20 kV,</li> <li>desservir un ou deux départs sous une tension secondaire de 410 V sous une fréquence de 50 Hz.</li> </ul>
<p>POSTE AU SOL TYPE A</p>	<p>Le PSS (Poste au Sol Simplifié) est un ouvrage industriel destiné à la desserte de zones rurales ou périurbaines.</p> <p>C'est un produit semi-global qui se décline en 2 versions :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>le PSS A : alimentation en antenne, équipement sans cellule HTA ;</li> <li>le PSS B : alimentation en coupure d'artère, équipement avec cellule HTA.</li> </ul> <p>Il intègre la protection basse tension TIPI, la réalimentation, l'éclairage public et une fonction d'appareillage simplifié pour le PSS B.</p> <p>C'est un concept tout en un où :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>les équipements sont spécifiques ;</li> <li>chaque version est figée en seulement trois variantes de puissances de transformation (100,160 et 250 kVA) ;</li> <li>le transformateur à protection coupure (TPC) est interchangeable.</li> </ul>
<p>Autres au sol type B</p>	
<p>Poste rural compact simplifié</p>	<p>Le Poste Rural Compact Simplifié (PRCS) est un ouvrage industriel destiné au réseau de distribution publique en zones rurales.</p> <p>C'est un produit global livré clé en main, en concurrence en coût global avec le poste sur poteau, pour des fonctions identiques.</p> <p>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.</p> <p>Le produit se décline en 3 gammes de puissance : 50, 100 et 160 kVA.</p>
<p>Poste urbain intégré à son environnement</p>	<p>Le PUIE (Poste Urbain Intégré dans son Environnement) est un ouvrage industriel destiné à la desserte de zones périurbaines ou urbaines.</p> <p>C'est un produit global, livré clé en main, qui intègre l'ensemble des fonctions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>une exploitation HTA en coupure d'artère,</li> <li>un raccordement au réseau HTA par un appareillage compact 2 interrupteurs,</li> <li>une transformation avec une protection coupure (TPC),</li> <li>une protection basse tension de type TIPI,</li> <li>une réalimentation,</li> <li>une fonction d'éclairage publique,</li> </ul> <p>Le produit se décline en 2 gammes de puissance : 400 et 630 kVA.</p>
<p>Rural compact</p>	<p>Le poste rural compact est un ancien poste sous capot, raccordé à une canalisation souterraine ou aéro-souterraine, construit entre 1977 et 1991.</p>

Termes	Définition	
		Il 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.
	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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• PAC 6 m<sup>2</sup> : appareillage HTA limité à 3 fonctions, puissance de transformation &lt;= 1000 kVA ;</li> <li>• PAC 10 m<sup>2</sup> : appareillage HTA allant jusqu'à 5 fonctions,</li> <li>• PAC 3 UF : puissance &lt;= 400 kVA, remplacé à partir de 2010 par le PUIE.</li> </ul>
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.	

Termes	Définition
	Les principaux types de réclamations sont : « Raccordements », « Relève et facturation », « Accueil », « Interventions techniques », « Qualité de la fourniture ».
Réclamations, relatives à la tenue de tension, avérées et non identifiées par l'outil GDO-SIG	Une réclamation est : <ul style="list-style-type: none"> <li>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 ;</li> <li>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) ;</li> <li>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.</li> </ul>
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 <sup>2</sup> , AM 22 à 75 mm <sup>2</sup> , CU 3 à 90mm <sup>2</sup> .
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 <sup>2</sup> en cuivre : 29 mm <sup>2</sup> .
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 (mm <sup>2</sup> ) : 16 ; 25 ; 35 ; 50 ; 95 ; 150 ; 240.
Réseau BT souterrain en CPI	Canalisations électriques BT enterrées à isolation papier, posées jusqu'en 1971 : <ul style="list-style-type: none"> <li>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),</li> <li>HN 33-S-10 : câbles à gaine d'aluminium lisse servant de neutre,</li> <li>HN 33-S-11 : câbles à gaine d'aluminium ondulée servant de neutre.</li> </ul> Les sections concernées sont les suivantes (mm <sup>2</sup> ) : 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 <sup>2</sup> (CU) ou 22 mm <sup>2</sup> (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 <sup>2</sup> pour les conducteurs en cuivre et <= 22 mm <sup>2</sup> 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

Termes	Définition
	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 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)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zone rurale : ensemble des communes soumises au régime d'aides à l'électrification rurale.</li> <li>• Zone urbaine : ensemble des communes non soumises au régime d'aides à l'électrification rurale.</li> </ul> <p>Au 31-12-2017, le régime des communes sur le périmètre de la concession est fixé par les arrêtés préfectoraux suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Arrêtés (Préfecture du Calvados) n° 2014300-0001, 2014300-0002 et 2014300-0004 du 27 octobre 2014,</li> <li>• Arrêté (Préfecture de la Manche) du 30 septembre 2014 n° 14-1 CY.</li> </ul>



**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 .....	111
6.1.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.2.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	112
6.2.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.3.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	114
6.3.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.4.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	116
6.4.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.6 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	117
6.5.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 2.8 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	118
6.5.1.	<i>Les mesures de terre</i> .....	118
6.5.2.	<i>Évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité</i> .....	119
6.6.	COMPLEMENT AU TITRE 4 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	132
6.7.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 4.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	134
6.8.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 4.2.3 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	135
6.9.	COMPLEMENT AU PARAGRAPHE 5.1.1 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	136
6.10.	COMPLEMENT AU TITRE 6 DE L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	138
6.11.	LISTE DES FICHIERS PRINCIPAUX INFORMATIQUES RATTACHES A L'ETAT DES LIEUX DE FIN DE CONTRAT .....	140

Projet

## 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.

Projet

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

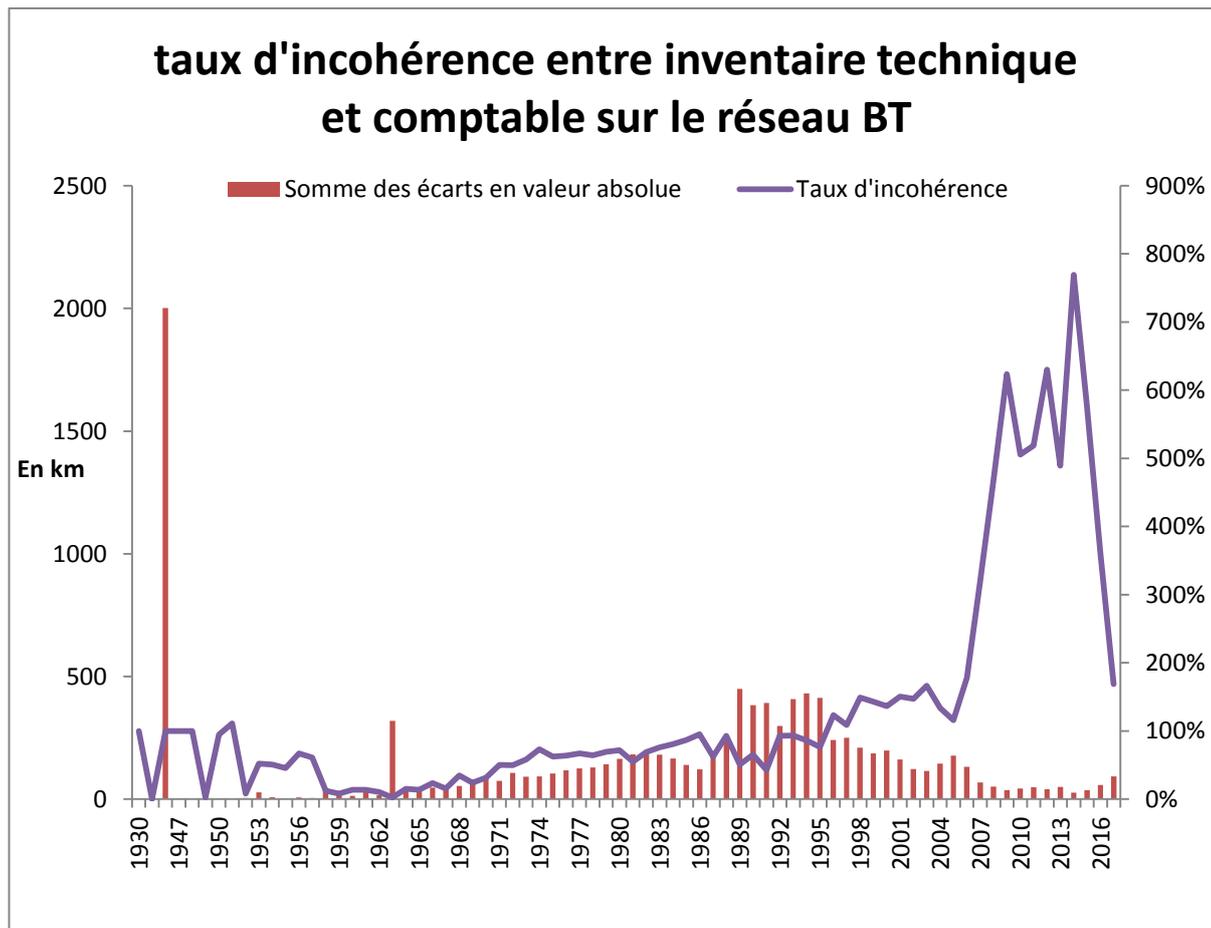
Les écarts évoqués à l'article 2.2.1 du bilan de fin de contrat sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des réseaux BT quels que soient la technologie utilisée, l'âge 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]
<b>Aérien*</b>	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%
<b>Souterrain*</b>	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
<b>Total réseau BT</b>	11 057,15	11 100,81	10 701.722	97%

## Synthèse des écarts absolus pour le réseau BT



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

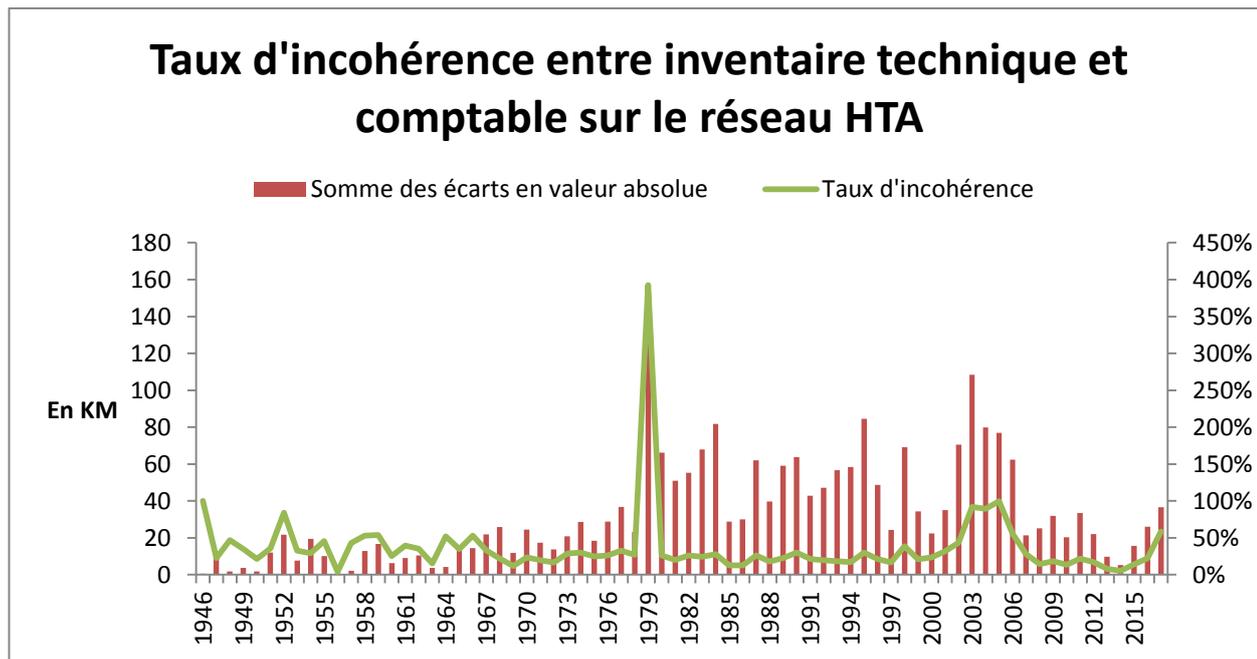
Les écarts évoqués à l'article 2.3.1 du bilan de fin de contrat sont des écarts relatifs c'est-à-dire que les écarts positifs et négatifs sur chacun des bases technique et comptable se compensent. Par ailleurs ne sont comparés que l'ensemble des réseaux HTA quels que soient la technologie utilisée, l'âge 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]
<b>Aérien*</b>	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%
<b>Souterrain*</b>	3 768,84	3 784,92	923,466	25%
dont souterrain HTA en CPI*	183,37	ND	ND	ND
<b>Total réseau HTA</b>	8 699,04	8 772,40	2380,647	28%

# Synthèse des écarts absolus pour le réseau HTA



PROJ

### 6.3. 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 <sup>15</sup>	Nombre	%
H61	6 051	138%
Sur Poteau (non H61)		
Postes préfabriqués	3 756	77%
Autres Postes	2 642	163%
<b>Total</b>	<b>12 449</b>	

<sup>15</sup> Le niveau de détail demandé n'est pas disponible dans nos SI

6.4. 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

## 6.5. 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.

### 6.5.1. Les mesures de terre

Synthèse des éléments présentés dans le registre des terres.

#### 6.5.1.1. 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

#### 6.5.1.2. 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

#### 6.5.1.3. 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

6.5.1.4. 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

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

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

Projet

## 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.

## SOMMAIRE

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

---

<sup>1</sup> 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 phi – 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<sup>er</sup> juillet 2015 pour les TR HTA/BT, et depuis le 1<sup>er</sup> 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)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Palier (2008) : -27%</li> <li>Marché (2013) : -13%</li> </ul>	A vide	<ul style="list-style-type: none"> <li>TR 36 MVA HTB1 : -17%</li> <li>TR 70 MVA HTB2 : -22%</li> </ul>
		En charge	<ul style="list-style-type: none"> <li>TR 36 MVA HTB1 : -15%</li> <li>TR 70 MVA HTB2 : -39%</li> </ul>
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 > à 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 BT<sup>2</sup>.

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.

<sup>2</sup> 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

## 6.6. 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 :

	<b>Seuil global au niveau de la concession</b>	<b>Seuil au niveau d'un client (au niveau du point de distribution)</b>
<b>Continuité d'alimentation</b>	Lorsque <b>plus de 5 %</b> 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 <b>15 coupures</b> .
<b>Niveau de tension</b>	Lorsque <b>plus de 3%</b> 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 <b>une tension efficace, moyennée sur 10 minutes, inférieure à -10% ou supérieure à +10% de la valeur de la tension nominale</b> .

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

6.7. 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.

## 6.8. 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

6.9. 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	<b>13 373</b>	9 631	249	2 673	33		788	<b>3 743</b>	<b>13 374</b>
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	<b>22 797</b>	20 240	402	424	1		1 730	<b>2 557</b>	<b>22 797</b>
2.1 Performance du réseau	<b>18 214</b>	16 249	148	85	1		1 730	<b>1 964</b>	<b>18 213</b>
Dont renforcement	<b>4 989</b>	4 818	143	28				<b>171</b>	<b>4 989</b>
Dont climatique	<b>264</b>	264						<b>0</b>	<b>264</b>
Dont modernisation	<b>10 013</b>	9 949		57	1			<b>58</b>	<b>10 007</b>
Dont moyens d'exploitation	<b>2 948</b>	1 218					1 730	<b>1 730</b>	<b>2 948</b>
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	<b>4 584</b>	3 990	254	340				<b>594</b>	<b>4 584</b>
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	<b>577</b>	577						<b>0</b>	<b>577</b>
Dont sécurité et obligations réglementaires	<b>1 283</b>	1 029	254					<b>254</b>	<b>1 283</b>
Dont modifications d'ouvrages à la	<b>2 723</b>	2 384		340				<b>340</b>	<b>2 724</b>

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		
demande de tiers									
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	<b>189</b>	<b>189</b>						<b>0</b>	<b>189</b>
4. Linky	<b>5 118</b>	<b>0</b>				<b>5 106</b>	<b>12</b>	<b>5 118</b>	<b>5 118</b>
<b>Total (en k€)</b>	<b>41 478</b>	<b>30 060</b>	<b>651</b>	<b>3 097</b>	<b>34</b>	<b>5 106</b>	<b>2 529</b>	<b>11 417</b>	<b>41 477</b>
Dont investissements postes sources	<b>4 496</b>	<b>4496</b>							
Dont autres investissements propres									

6.10. Complément au titre 6 de l'état des lieux de fin de contrat

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 : <ul style="list-style-type: none"> <li>• les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;</li> <li>• les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;</li> <li>• les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;</li> <li>• l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport,</li> </ul>

Termes	Définition
	<p>dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit 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) ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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 ;</li> <li>• 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.</li> </ul>
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.

6.11. 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
<b>Document principal de l'état des lieux</b>								
<b>1</b>	<b>La qualité de service</b>							
<b>1.1</b>	<b>La fourniture d'électricité aux usagers</b>							
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 : QUEST_14_SDEC ENERGIE-14_AVEC_ICS VQuest 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

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
1.2	Les relations entre les utilisateurs du 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							

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
2.1	Les postes sources	ETRES 02	CTL-OHTA-001_1 LISTE DES POSTES SOURCES ALIMENTANT LES CONCESSIONS V1	02/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
			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	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
			ACTUEL : onglets "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
<b>2.4</b>	<b>Autres ouvrages</b>							
2.4.1	Postes HTA/BT	Liste des postes en DP	CTL-OHTA-006 POSTES HTA DP PAR ANNEE DE CONSTRUCTION V2	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
			REF ACTUEL					
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
<b>2.5</b>	<b>Les branchements</b>							
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

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
2.5.2	Branchements collectifs : colonnes montantes	NC	Inventaire localisé des colonnes montantes - GECCO (Fichier CM)	NC	NC	NC	NC	03/04/2018
<b>2.6</b>	<b>Les compteurs</b>							
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
<b>2.7</b>	<b>Les supports aériens</b>							
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
<b>2.8</b>	<b>La conformité à la réglementation</b>							
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
<b>3</b>	<b>La tenue de tension et la continuité</b>							
<b>3.1</b>	<b>La qualité de la distribution en terme de tenue de tension</b>							
3.1.2	Évaluation globale de la tenue de tension : CMA et facteurs d'influence	Formulaire 1 - Tableaux de données 201X pour	Formulaire 1 - Tableaux de données	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
		AODE au 30 avril	201X pour AODE au 30 avril					
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
<b>3.2</b>	<b>La qualité de la distribution en termes de continuité de tension</b>							
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

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		
3.2.2	Évaluation globale de la continuité : détail par seuil	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		
		2012-2015 : ETINC 5A - CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE FOURNITURE  2015 : CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE FOURNITURE V2	CTL-CF-001-1 HISTOGRAMMES DUREE ET NOMBRE INCIDENTS HIX CLIENTS BT V2 REF ACTUEL							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		09/10/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016 et 29/11/2016		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							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
			TRAVAUX CLIENTS BT V2 REF ACTUEL					
			CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUITE 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 CONTINUITE FOURNITURE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	
		ETINC 05B 201X	ELEMENTS CONTINUITE FOURNITURE V2 REF ACTUEL	01/07/2013	30/10/2014	30/06/2015	30/06/2016	26/07/2017
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_HTA_V2					03/04/2018
3.2.3	Autres facteurs : Le Critère B concessif	ETINC 05B 201X	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUITE 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

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
3.2.3	Autres facteurs : NiTi et PsTi	FIC7 coupures longues HTA	CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT V2	NC	NC	11/12/2015	NC	26/07/2017
		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
<b>3.3</b>	<b>La qualité de l'onde électrique par zone géographique</b>							
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
<b>4</b>	<b>Les niveaux d'investissement</b>							
<b>4.1</b>	<b>Les dépenses des maîtres d'ouvrages</b>							

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
4.1.1	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
4.2	Les ouvrages mis en concession	2301	Immobilisations SDEC 2016	01/07/2013	30/06/2014	03/07/2015	30/06/2016	03/04/2018
		2311	onglets "23XX hors Linky" et "23XX Linky"	01/07/2013	30/06/2014	03/07/2015	30/06/2016	
<b>Document complémentaire de l'état des lieux</b>								
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

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
1.4	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
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 2012-2015 : ETINC 5A - CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE FOURNITURE 2015 : CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUE DE FOURNITURE V2	CTL-CF-005 SYNTHESE ELEMENTS CONTINUE Fourniture V2 REF ACTUEL	01/07/2013 09/10/2013	30/10/2014 30/10/2014	30/06/2015 30/06/2015	30/06/2016 30/06/2016 et 29/11/2016	26/07/2017
1.9	Complément au paragraphe 5.1.1 : Investissements Enedis	Fichier CAPEX avec detail repartition 201X	CAPEX liste avec colonne CLOT + CAPEX Fichier avec detail repartition 201X	NC	NC	NC	29/11/2016	07/12/2017 et 03/04/2018

## ANNEXE 3

### Annexe 2A2 : liste des données utiles

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
<b>CTL-CTBT-003 Chute de tension et alimentation par Départ BT</b>	Code INSEE / Commune Poste Source Départ HTA Poste HTA / Fonction Poste DU/U HTA du poste Puissance du Transfo (en kVA) DU/U Transfo DU/U max admissible Pmax admissible sur 1er tronçon du départ Pmax transitée sur le départ (kW) DU/U transformateur + Ligne Longueur totale des tronçons (m) Part tronçon aérien nu / torsadé (%) Nb de CMA Nb total de clients BT Nb de clients segment C5 / segment C4 Longueur des tronçons FSA (m) Longueur des tronçons mal alimentés (m)
<b>CTL-OHTA-008 CARACTERISTIQUES DES DEPARTS HTA</b>	Nom du poste source Nom du départ HTA "Desservant" la concession Chute de tension maximum Longueur totale en mètres y compris hors concession % aérien dont faible section Longueur souterrain Typologie (95% aérien, 95% souterrain, mixte) Nombre de clients BT total du départ HTA Nombre de clients HTA total du départ HTA Nombre total de clients
<b>Liste des départs BT en contrainte de tension et/ou d'intensité</b>	Nom poste source Nom départ HTA Libellé commune INSEE commune Nom du poste HTA/BT Nom ou code départ BT Contrainte de tension Contrainte d'intensité
<b>I101</b>	Code INSEE Nom de la commune Segment de clients Nombre de PDM Recettes d'acheminement Consommations Puissance souscrite
<b>CTL-OHTA-005 REVU - CLIENTS ALIMENTES PAR DEPART HTA ET PAR COMMUNE V2 REF ACTUEL</b>	Code INSEE actuel Libellé commune Nom Poste source Libellé court du départ HTA Nombre de clients HTA Nombre de clients BT > Dont à puissance limitée (segment C5) > Dont à puissance surveillée (segment C4) > Dont éclairage public Nb Total Clients HTA + BT
<b>CTL-OHTA-001_1 LISTE DES POSTES SOURCES ALIMENTANT LES CONCESSIONS</b>	Onglet Postes Source : - Insee - Nom du PS - Puissance installée MVA - Nb de transformateurs

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tension primaire kV</li> <li>Onglet Transformateurs :</li> <li>- Nom du PS</li> <li>- N° Transfo</li> <li>- Tension primaire kV</li> <li>- Tension secondaire kV</li> <li>- puissance installée MVA</li> </ul>
<b>CTL-OHTA-001_3 LISTE DES POSTES SOURCES SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Code INSEE</li> <li>Commune</li> <li>PS</li> <li>Nb de transformateurs</li> <li>Tension primaire HTB kV</li> <li>Tension Secondaire HTA kV</li> <li>Puissance Installée MVA</li> </ul>
<b>CTL-OBT-001BIS AGE, METAL ET SECTION DU RESEAU BT PAR COMMUNE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Code INSEE</li> <li>Nom Commune</li> <li>Année de pose</li> <li>Métal</li> <li>Section mm2 BT</li> <li>Longueur total (m)</li> <li>Longueur réseau BT aérien nu (m)</li> <li>Longueur torsadé</li> <li>Longueur souterrain</li> </ul>
<b>CTL-OBT-002 Réseau BT par commune</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Commune</li> <li>Code INSEE</li> <li>Nombre de poste HTA/BT (DP, MX, MP, BP)</li> <li>Nombre de départs BT</li> <li>Nombre de clients BT</li> <li>Longueur Totale en m</li> <li>Longueur aérien nu Total dont faible section (CU&lt;=14 +Autre&lt;=22)</li> <li>Torsadé total</li> <li>dont façade</li> <li>dont torsadé non défini</li> <li>Longueur souterrain</li> </ul>
<b>CTL-OHTA-004 AGE METAL SECTIONS ET ISOLATION DU RESEAU HTA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Onglet Longueur :</li> <li>- INSEE</li> <li>- Commune</li> <li>- Nom du Poste Source</li> <li>- Nom du Départ HTA</li> <li>- Longueur totale (m)</li> <li>- Type de réseau : aérien nu, dont faible section, torsadé, souterrain</li>   <li>Onglet Age Métal Section et Isolation :</li> <li>- Libellé INSEE</li> <li>- Code INSEE</li> <li>- Nom du Poste Source</li> <li>- Nom du départ HTA</li> <li>- Année</li> <li>- métal</li> <li>- Section</li> <li>- Isolation</li> <li>- Longueur totale (m)</li> <li>- type de réseau : aérien nu, dont faible section, torsadé, souterrain</li>   <li>Onglet Codification :</li> <li>- Code Isolation HTA</li> <li>- Libellé Isolation HTA</li> <li>- Code nature de métal HTA</li> <li>- Libellé nature de métal HTA</li> </ul>

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
<b>Liste des Affaires PDV</b>	Date AMEO INSEE Commune PS Départ HTA Montant Linéaire traité
<b>CTL-OHTA-009 NOMBRE OMT PAR DEPART HTA</b>	Nom du poste source Libellé court du départ Nombre d'OMT hors bouclage Nombre d'OMT bouclage
<b>Fichier suivi local OMT</b>	Nb de points automatisés (IAT/IPT/Armoires télécommandées) Nb d'interrupteurs télécommandés sur réseau souterrain (OMT) Nb d'interrupteur sur réseau aérien ou mixte télécommandé (A ou M) IACM
<b>CTL-OHTA-006 postes HTA DP par année de construction V2 ref actuel</b>	Code INSEE Nom Commune Nom du Poste Source Nom du Départ HTA Nom du Poste HTA Code fonction Libellé de la fonction du poste Type de poste Année de construction Nb de transfos HTA/BT pour Poste HTA Puissance installée Nombre clients BT Nombre de clients HTA
<b>Informations complémentaires</b>	Nom poste source Nom départ HTA Nom commune Code INSEE Table de correspondance nom de poste et code 6 lettres
<b>CTL-transfo-HTA-BT en service par code relais</b>	Code Relais actuel Code INSEE actuel Libellé Commune actuel Nom du Poste HTA Année de fabrication Tension primaire (kV) Tension secondaire (V) Puissance assignée (kVA)
<b>Fichier 313 - consommateurs</b>	INSEE Nombre de raccordement BT compris entre 36 et 250 kVA Nombre de raccordements collectif neufs (> et < 36 kVA) Nombre de raccordements collectifs neuf avec adaptation (> et < 36 kVA) Nombre de raccordements HTA Nombre de raccordements individuels neufs avec adaptation (<36 KVA) Nombre de raccordements individuels neufs en soutirage
<b>Fichier 313 - producteurs</b>	INSEE Nombre de raccordements individuels neufs en injection Nombre de raccordements individuels neufs en soutirage et injection
<b>Fichier Flux des Colonnes Montantes</b>	Adresse Commune code INSEE Régime de propriété Année de construction de l'immeuble Nombre de niveaux desservis Nombre de PDL Nombre de niveaux renouvelés ou modifiés
<b>Pour les C5: requête CL32 - Appareil de comptage sur la concession (compteurs actifs et inactifs)</b>  <b>Pour les C1-C4: requête</b>	Maille C5 : Nombre total de compteurs du QE Nombre compteurs Linky dans le QE Nombre de compteurs électroniques CBE du QE Nombre de compteurs accessibles à la relève Nombre de compteurs équipés de téléreport/télérelève Nombre de compteurs électromécanique du QE

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
<b>CL32TER - Comptage MA (marché d'affaire - compteurs actifs et inactifs)</b>	Maille C1-C4 (par segment) : Nombre de compteurs total par segment client Nombre de compteurs électroniques Nombre de compteurs équipés de télérelève Nombre de compteurs équipés de téléreport
<b>CL 32LK Appareils de comptage Linky sur la concession</b>  <b>CL 32LK3 - Délais moyen de migration dans Ginko</b>	Nombre de compteurs Linky Nombre de compteurs Linky ouverts aux Services Nombre de communes avec pose en masse Nombre de publication par Ginko des index réels mensuels Nombre de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs Délai moyen de migration (nombre en jours) Nb de compteurs linky posés par commune
<b>Fichier DQ - tenue de tension et continuité d'alimentation</b> <b>Envoi au 30 avril</b>	Nb d'usagers desservis par Enedis Nb de clients raccordés au réseau BT mal alimentés en tenue de tension Nb de clients raccordés au réseau HTA mal alimentés en tenue de tension Nb total de postes HTA/BT présents sur le territoire de la concession Nb de postes au droit desquels la chute de tension HTA est > à 5% Nb de transformateurs des postes HTA/BT Nb de ces transformateurs dont la prise optimisée par l'outil GDO-SIG est la prise dite haute (à 5%) Nb de résidences INSEE Nb de résidence secondaires INSEE Nb de résidences secondaires Enedis Nb de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO SIG
<b>Fichier DQ- tenue de tension et continuité d'alimentation</b> <b>Envoi au 15 mai</b>	Volet Tenue de Tension pour la concession et le Département - nb de clients BT - nb de clients BT au-delà des seuils - nb de clients HTA - nb de clients HTA au-delà des seuils Volet continuité de l'alimentation pour la concession et le département - nb de clients BT - nb de clients BT au-delà des seuils - nb de clients HTA - nb de clients HTA au-delà des seuils
<b>Fichier DQ - tenue de tension et continuité d'alimentation</b> <b>Envoi au 30 Juin</b>	Indice local Rang
<b>Fichier DQ NOME - continuité d'alimentation et tenue de tension</b>	Volet Continuité de fourniture - Nb de clients BT et HTA en dépassement - Nb de communes concernées - Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils de CB - Nb de communes concernées - Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils de CL - Nb de communes concernées - Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée - Nb de communes concernées Volet Tenue de tension - Nb de clients BT Mal alimentés U/R - Nb de départ BT mal alimentés U/R
<b>CTL-OHTA-007 CHUTE DE TENSION HTA PAR POSTE</b>	Libellé Commune code INSEE Nom du poste source Nom Départ HTA alimentant Millésime Nom poste HTA/BT Fonction poste (code) Libellé fonction Local (code) Libellé local Tension d'exploitation (kV) Chute de tension
<b>CTL-CF-006_2 NOMBRE DE COUPURES BREVES DETAIL PAR DEPART HTA</b>	NOM DU PS Libellé court Nombre de coupures brèves Transport

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
	Nombre de coupures brèves Distribution Nombre de coupures brèves total Nombre de coupures très brèves Transport Nombre de coupures très brèves Distribution Nombre de coupures très brèves total
<b>CTL-CF-007 INTERRUPTIONS LONGUES HTA ET AMONT</b>	Exceptionnel (O/N) Nature incident Nom PS Libellé court départ Origine Date Heure Durée max (mn) NITITOT (en mn) Nb total de clients coupés Nb de C5 (bleus) coupés Nb de C4 (jaunes) coupés Nb de C1-C2-C3 coupés (vert) PSTITOT (en kWh) Siège Cause Climatique (O/N) NITITOT Concession Nb de C4/C5 (BT) coupés sur la concession
<b>CTL-CF-008 Revu - INTERRUPTIONS LONGUES BT</b>	Nature de l'incident Date Heure Durée (mn) INSEE Libellé commune Nom du poste HTA Libellé Siège de l'interruption Libellé Cause de l'interruption Nombre total de clients coupés Nombre total de clients segment C5 coupés (bleus) Nombre total de clients segment C4 coupés (jaunes) Nombre de clients segment C1 C2 C3 coupés (verts) NiTi total (mn) Climatique (O/N) Exceptionnel (O/N)
<b>CTL-CF-009 INTERRUPTIONS LONGUES BRANCHEMENT BT</b>	Nature Date Heure Durée (mn) INSEE Libellé commune Libellé Siège de l'interruption Libellé Cause de l'interruption Climatique (O/N) Nombre total de clients coupés Nombre total de tarifs bleus coupés (C5) Nombre total de tarifs jaunes coupés (C4) Nombre total de tarifs verts coupés (C1/C2/C3) NiTITOT (en mn) PSTITOT (en kWh)
<b>Requête locale Critère B HIX hors RTE à la maille communale</b>	Moyenne sur glissante sur 4 ans Maille communale Par pas de temps de 10 minutes
<b>CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE Onglet Clients BT TCC, Onglet Clients BT HIX</b>	Nombre d'utilisateurs BT vu des branchements Critère B total : Durée moyenne de coupure basse tension par usager dont HTB/ dont PS/ dont HTA/ dont BT Critère B incidents dont HTB/ dont PS/ dont HTA/ dont BT Critère B travaux dont HTB/ dont PS/ dont HTA/ dont BT

Nom du fichier à l'entrée en vigueur du contrat	Détail des informations transmises
	Critère B climatique FREQUENCE CL Totale : Nombre moyen de coupures longues perçu par usager dont coupures Réseau HTB / dont coupures Postes sources / dont coupures Réseau HTA/ dont coupures Réseau BT/ dont coupures branchement FREQUENCE CL incident dont incident réseau HTB/ dont incident PS/ dont incident HTA/ dont incident BT/ dont coupures branchement FREQUENCE CL Travaux dont travaux réseau HTB/ dont travaux PS/ dont travaux HTA/ dont travaux BT/ dont coupures branchement Fréquence CB : Nombre moyen de coupures brèves perçu par usager BT dont Transport/ dont Distribution Fréquence CTB : Nombre moyen de coupures très brèves perçu par usager BT dont Transport/ dont Distribution
<b>CTL-CF-005 SYNTHESE DES ELEMENTS CONTINUITE DE FOURNITURE Onglet Clients HTA TCC, Onglet Clients HTA HIX</b>	Nb de clients HTA Puissance souscrite des clients HTA (kW) Critère M total : Durée moyenne d'interruption pondérée par la puissance souscrite Critère M incidents dont HTB/ dont PS/ dont HTA Critère M travaux dont HTB/ dont PS/ dont HTA Critère M climatique FREQUENCE CL Totale : Nombre moyen de coupures longues pondérées puissance souscrite dont coupures Réseau HTB / dont coupures Postes sources / dont coupures Réseau HTA FREQUENCE CL incident dont incident réseau HTB/ dont incident PS/ dont incident HTA FREQUENCE CL Travaux dont travaux réseau HTB/ dont travaux PS/ dont travaux HTA Fréquence CB : Nombre moyen de coupures brèves perçu pondéré par la puissance dont Transport/ dont Distribution Fréquence CTB : Nombre moyen de coupures très brèves perçu pondéré par la puissance dont Transport/ dont Distribution
<b>Linéaire de réseau HTA concernés par la PAC - risque avéré</b>	Nom du poste source Départ HTA Type de risque Longueur Risque Avéré
<b>Linéaire de réseau HTA aérien concernés par la zone de vent</b>	INSEE Commune Nom du Poste Source Nom du Départ HTA Année métal Section Longueur totale (m) aérien nu dont faible section torsadé

En réponse à des demandes ponctuelles, formulées par écrit, Enedis communiquera la localisation des organes de manœuvre sur des parties limitées du réseau, dans un délai de quinze jours à compter de la demande, pour renseigner des situations particulières sur des communes disposant d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 260 minutes en moyenne sur une chronique de 4 ans.

## ANNEXE 4

### Annexe 2A3 : Schéma directeur

#### Article 1 – Diagnostic technique de la concession du Calvados

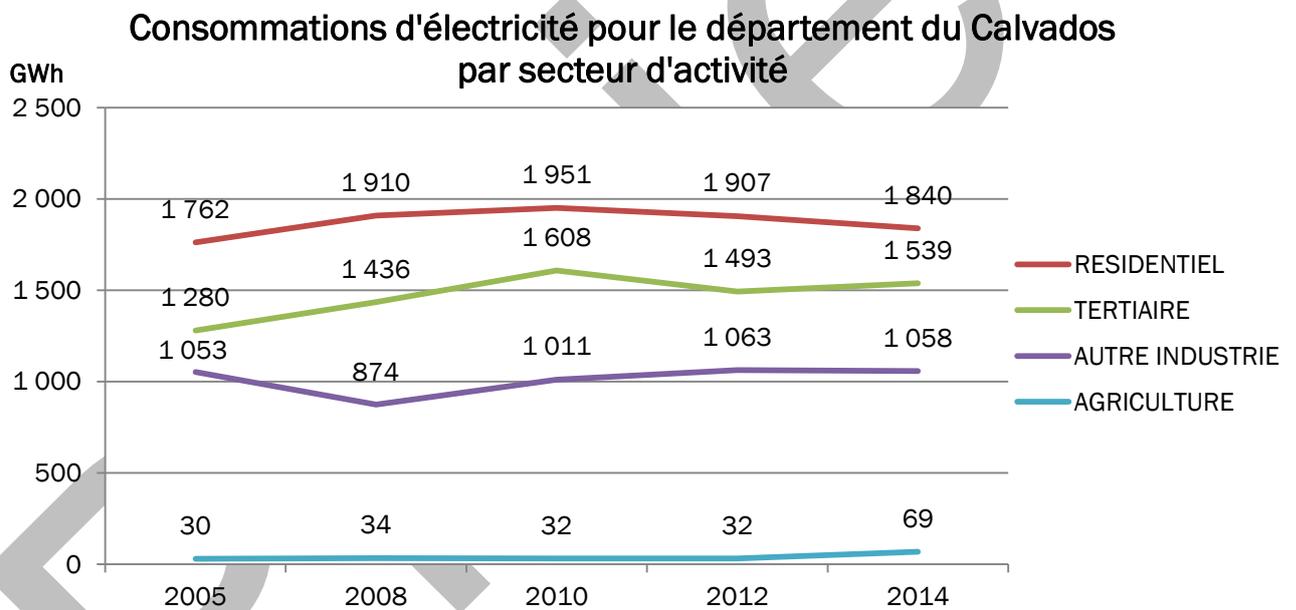
Le diagnostic technique constitue l'annexe 2C1 de la présente annexe.

#### Article 2 – Les orientations de développement sur le territoire de la concession

##### 2.1. État des lieux

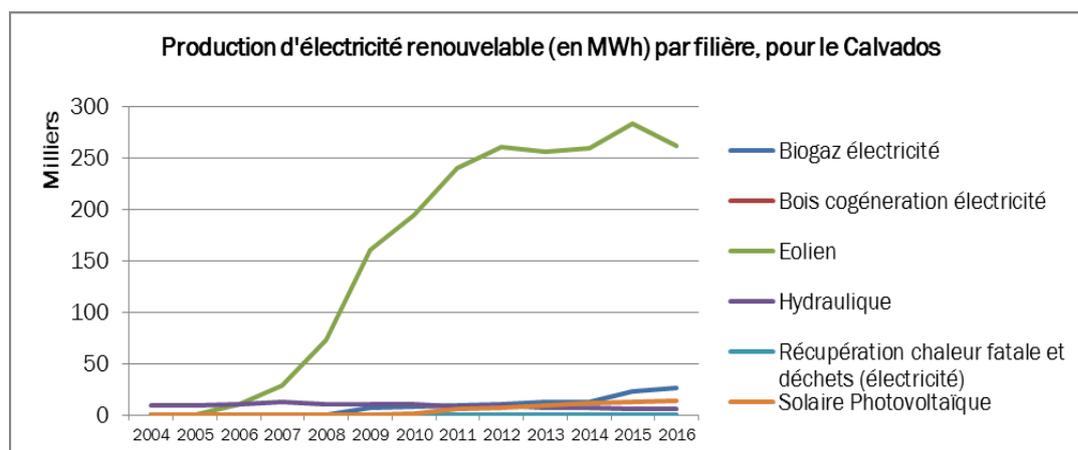
##### 1) Les consommations à la maille du département du calvados (Données ORECAN)

Consommations d'électricité (en GWh), pour le département du Calvados :

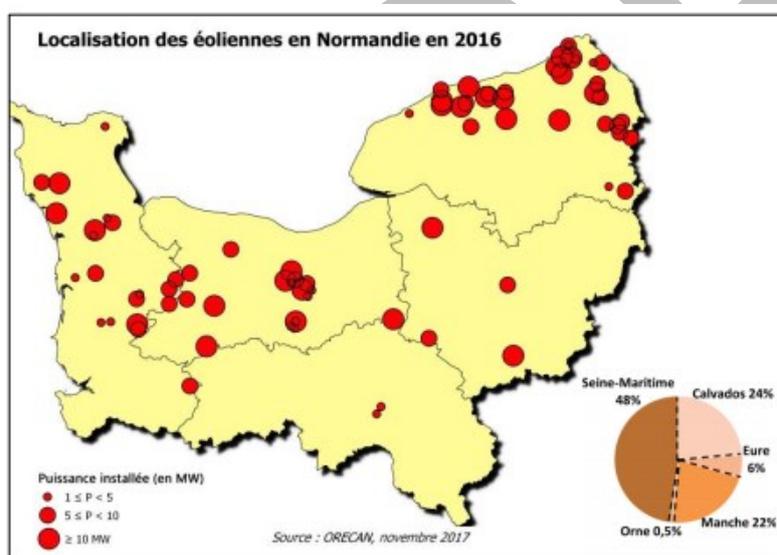


A noter que ces données de consommation sont supérieures aux données à la maille de la concession car l'ORECAN utilise comme référence les données de consommation de RTE intégrant les consommations des clients du réseau de transport.

## 2) La production d'électricité renouvelable (Données ORECAN)



Fin 2016, on recense 447 éoliennes en Normandie.



Parmi celles-ci, 285 éoliennes d'une puissance de plus de 500 kW sont réparties sur 80 sites. Ces éoliennes représentent une puissance installée de 601,3 MW, en hausse de 9 % par rapport à l'année 2015. Après des années de très forte croissance, jusqu'en 2011, le secteur éolien affiche une évolution certes plus modeste mais cependant régulière sur les années 2012 à 2016.

Les parcs éoliens de forte puissance sont essentiellement localisés en Seine -Maritime (48 % de la puissance installée), dans le Calvados (24 %) et dans la Manche (22 %).

### 2.2. Schémas de planification énergétique

#### 2.2.1. Le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)

La Région s'est vue confier, par la loi NOTRe (Nouvelle organisation territoriale de la République) du 7 août 2015, le soin d'élaborer un nouvel outil d'aménagement du territoire : le SRADDET.

Celui-ci doit fixer des objectifs et des règles générales dans l'ensemble des domaines suivants : équilibre et égalité des territoires, gestion économe de l'espace, désenclavement des territoires ruraux, infrastructures de transport et intermodalité, habitat, maîtrise et valorisation de l'énergie, lutte contre le changement climatique, pollution de l'air, protection et restauration de la biodiversité, prévention et gestion des déchets.

Le SRADDET permettra de :

- Construire le projet de territoire normand, grâce à une réflexion partagée à l'échelle de la Normandie réunifiée ;
- Simplifier et rationaliser l'action publique, par l'intégration au sein d'un document unique de plusieurs schémas sectoriels existants : Schéma régional des infrastructures de transport (SRIT), Schéma régional de l'intermodalité (SRI), Schéma régional de cohérence écologique (SRCE), Schéma régional Climat-Air-Energie (SRCAE) et Plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD) ;
- Renforcer le lien entre planifications régionales et locales, puisque ce schéma d'aménagement sera opposable aux documents d'urbanisme et à certains documents sectoriels locaux.

Ce document est en cours d'élaboration sur la région Normandie, il devrait être approuvé fin 2019. Son approbation donnera lieu à une actualisation des données relatives aux orientations de développement.

### **2.2.2. Le Schéma Régional Climat-Air-Énergie (SRCAE)**

Le SRCAE est un document stratégique et prospectif, dont la finalité est de définir les objectifs et orientations aux horizons 2020 et 2050 en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de lutte contre la pollution atmosphérique, de maîtrise de la demande énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'adaptation aux changements climatiques. Sur l'ancienne région de Basse Normandie, l'élaboration de ce document a été lancée en 2011.

Le SRCAE comprend plusieurs parties :

- Un rapport d'état des lieux dressant le diagnostic et les enjeux régionaux en matière de consommation d'énergie, d'émissions de gaz à effet de serre et polluants atmosphériques, de production d'énergie renouvelable (EnR), de vulnérabilité du territoire aux changements climatiques ;
- Un exercice prospectif d'efficacité carbone et de développement des énergies renouvelables ;
- Un document d'orientations visant à l'amélioration de l'efficacité énergétique, à la réduction de la demande, à la réduction des émissions de gaz à effets de serre et de polluants atmosphériques, au développement des énergies renouvelables et à l'adaptation du territoire bas-normand aux effets des changements climatiques,

Ce dernier document présente les orientations suivantes :

	1990	2009	Cible 2020	Évolution 2009/2020	Cible 2030	Évolution 2009/2030
<b>Consommation d'énergie (GWh)</b>	nd	40 422	37 741	-6%	35 047	-13%
<b>Objectif 1 : gain en efficacité énergétique</b>	nd		19,7%		35%	
<b>Emissions de gaz à effet de serre (mtéqCO2)</b>	17,4	16.2	13,1	-20%	9,5	-42%
<b>Objectif 2 : réduction émissions par rapport à 1990</b>		-6%	-25%		-45%	
<b>Production ENR (GWh)</b>	nd	4 252	11 784	+256%	23 029	
<b>Objectif 3 : part des EnR dans la consommation</b>	nd	11%	31%		66%	

Source : Schéma régional climat air énergie Basse-Normandie p° 159

Le tableau ci-dessus reprend les résultats globaux obtenus dans le scénario cible régional et les met en perspective par rapport aux objectifs à atteindre du Paquet Climat.

En 2020, les trois objectifs énergie-climat à atteindre seraient dépassés, la Basse-Normandie s'inscrivant dans une stratégie énergie-climat ambitieuse, sobre et durable. Les résultats obtenus en 2030 indiquent que la région s'oriente sur la voie du Facteur 4 pour 2050.

### **2.2.3. Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)**

Le S3REnR a été approuvé le 15 avril 2015 à la maille de l'ancienne région Basse Normandie. Il détermine les conditions d'accueil des énergies renouvelables à l'horizon 2020 par le réseau électrique, selon les objectifs définis par le Schéma Régional Climat Air Énergie.

L'État Technique et Financier de la mise en œuvre de ce schéma publié le 31 mars 2018 fait apparaître les éléments suivants :

- La dynamique de développement des ENR en Basse Normandie est lente. Seulement 22 MW sont entrés en fil d'attente en 2017 dans le cadre du S3REnR et 24 MW ont été mis en service. La file d'attente S3REnR qui s'élève à 95.5 MW reste loin des ambitions du schéma avec 733 MW réservées ;
- Travaux réalisés par RTE et Enedis sur le réseau public de transport et le réseau public de distribution :

Travaux	État d'avancement	Année prévisionnelle de mise en service indiquée dans le S3REnR	Semestre prévisionnel de mise en service, mis à jour
Ajout d'un transformateur de 20 MVA au poste de Caumont	Travaux engagés	2017	S2 2018
Création du poste source de Fontaine Étoupefour	Travaux engagés	2018	S2 2019
Mutation des deux transformateurs de 20 MVA en 36 MVA au poste de Vaston	Mis en service	2017	S2 2016
Ajout d'une demi-rame au poste de Bocage (dans le cadre de PTF producteur)	Mis en service	Suivant signature contrat de raccordement	S2 2015

#### **2.2.4. Le Schéma régional éolien bas-normand**

Par un jugement du 9 juillet 2015, le Tribunal administratif de CAEN a annulé la décision du Préfet ayant approuvé le schéma régional éolien de Basse-Normandie, au motif qu'il s'agissait d'un document devant être précédé d'une évaluation environnementale. Cette décision a été confirmée en appel.

#### **2.2.5. Le plan Normandie Méthanisation**

Le Plan Méthanisation Normandie lancé par la Région en partenariat avec l'ADEME a pour but de mobiliser et accompagner les porteurs de projets. Il vise le développement d'installations de production de biogaz pouvant être valorisé soit par injection dans le réseau de gaz naturel soit par cogénération avec injection d'électricité dans le réseau électrique.

Le Calvados compte actuellement uniquement des installations de méthanisation avec cogénération (8 au total).

Pour la filière cogénération, le Plan Normandie Méthanisation vise l'objectif du SRCAE de développement de 101 installations supplémentaires à l'échelle de la Normandie en 2030.

#### **2.2.6. Documents à la maille départementale**

Sans objet

#### **2.2.7. Les Plans Climat Air Energie Territoriaux**

Liste des collectivités obligées sur le département du Calvados :

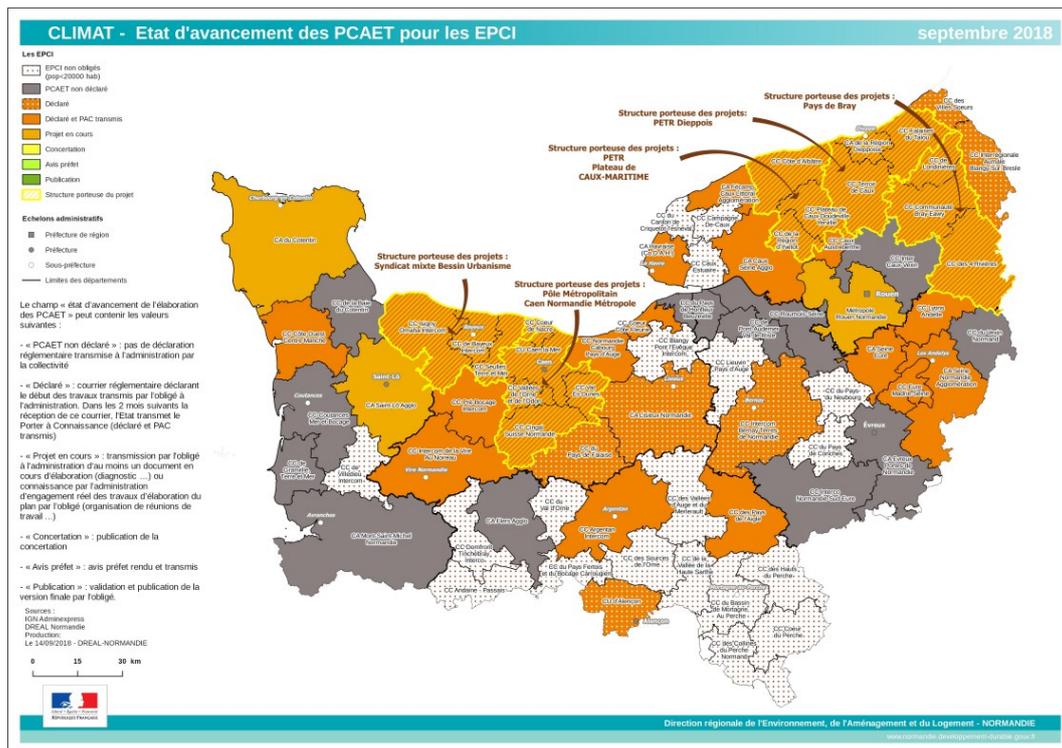
- La Communauté d'Agglomération de Lisieux Normandie,
- La Communauté de Communes Coeur Côte Fleurie,
- La Communauté de Communes Cingal-Suisse Normande,
- La Communauté de Communes Coeur de Nacre,
- La Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon,
- La Communauté de Communes Pré-Bocage Intercom,
- La Communauté de Communes Isigny-Omaha Intercom,
- La Communauté de Communes du Pays de Falaise,
- La Communauté de Communes Normandie-Cabourg-Pays d'Auge,

- La Communauté de Communes du Pays de Honfleur-Beuzeville,
- La Communauté de Communes de Bayeux Intercom,
- La Communauté de Communes Intercom de la Vire au Noireau,
- La Communauté Urbaine Caen la Mer.

Plusieurs communautés de communes ont transféré leur compétence d'élaboration du PCAET à un syndicat mixte de SCOT. Par ce mécanisme, certains EPCI non obligés seront couvertes par un PCAET. Le tableau ci-dessous précise les territoires et la répartition de la compétence PCAET suite à ces transferts.

Communauté de communes du Calvados	Obligée PCAET (oui/non)	Territoire/Structure d'élaboration du PCAET
Communauté d'Agglomération de Lisieux Normandie	oui	EPCI
Communauté Urbaine Caen la Mer	oui	
Communauté de Communes Cingal-Suisse Normandie	oui	
Communauté de Communes Vallées de l'Orne et de l'Odon	oui	SCOT de Caen Métropole
Communauté de Communes Coeur de Nacre	oui	
Communauté de communes Val-ès-Dunes	non	
Communauté de Communes Isigny-Omaha Intercom	oui	SCOT du Bessin
Communauté de Communes de Bayeux Intercom	oui	
Communauté de communes Seulle Terre et Mer	non	
Communauté de Communes Normandie-Cabourg-Pays d'Auge	oui	EPCI
Communauté de Communes Coeur Côte Fleurie	oui	EPCI
Communauté de Communes Pré-Bocage Intercom	oui	EPCI
Communauté de Communes du Pays de Falaise	oui	EPCI
Communauté de Communes du Pays de Honfleur-Beuzeville	oui	EPCI
Communauté de Communes Intercom de la Vire au Noireau	oui	EPCI
Communauté de communes Blangy-Pont-l'Evêque	non	

Carte de l'état d'avancement des PCAET (Septembre 2018) :



Source DREAL Normandie

En 2018, aucun PCAET n'a été publié dans le département du Calvados.

## 2.3. Estimation de l'évolution des consommations et de l'injection d'électricité

Ces éléments seront actualisés lors de chaque fin de programme d'investissement dans les conditions prévues à l'article 5.2.1 de l'annexe 2A ou à l'initiative de l'autorité concédante. Il sera notamment nécessaire de prendre en compte les futurs PCAET actuellement en cours d'élaboration. Ils devraient être approuvés pour la plupart fin 2019-début 2020.

### 2.3.1. L'outil de prospective énergétique PROSPER

L'outil de prospective énergétique PROSPER est alimenté par les données de l'Observatoire Régional Energie Climat Air Normand (ORECAN) complétées par une modélisation des données non fournies par l'ORECAN, soit les transports non routiers ainsi que toutes les données secrétisées (ICS). De plus, comme indiqué précédemment, ces données de consommation sont légèrement surestimées car l'ORECAN utilise comme référence les données de consommation de RTE intégrant les consommations des clients du réseau de transport.

### 2.3.2. Définition de scénarios prospectifs tendanciels et SRCAE

PROSPER a permis de construire à l'échelle du Calvados les 2 scénarios d'évolution des consommations d'énergie suivants :

#### Scénario tendanciel :

Les consommations d'énergie et la production d'énergies renouvelables sont étroitement liées à l'évolution des usages, des technologies, des réglementations et au contexte économique. Ainsi,

compte-tenu des perspectives connues dans ces domaines, il est possible d'estimer une tendance d'évolution de ces indicateurs. C'est l'objet du « scénario tendanciel ».

#### Scénario dit « SRCAE » :

Le SRCAE a fixé des objectifs à l'échelle régionale (ex-Basse Normandie), mais pas à l'échelle du Calvados ni des EPCI. Les objectifs régionaux 2030 sont fixés par secteur et par énergie. Pour 2050, seul un objectif global de réduction des consommations d'énergie a été fixé.

Le scénario dit « SRCAE » est un exemple de scénario départemental répondant aux objectifs du SRCAE. Il a été construit à partir d'hypothèses définies sur la base des objectifs chiffrés, des orientations et/ou des leviers d'actions possibles du scénario-cible régional du SRCAE. Ce scénario est utilisé par le SDEC ENERGIE comme référence pour la définition des scénarios à l'échelle des EPCI dans le cadre des PCAET.

**Quand les PCAET seront élaborés, un troisième scénario pourra être élaboré afin de prendre en compte les objectifs stratégiques et plans d'actions des territoires.**

Le scénario tendanciel est construit selon les hypothèses suivantes :

- **Evolution démographique :** L'année de référence utilisée est 2013. Les prévisions d'évolution de la population par département proviennent du Scénario Central de l'INSEE (OMPHALE). La projection départementale de l'INSEE est ensuite répartie selon les dynamiques communales actuelles (en particulier l'évolution historique de la population des communes sur la période 2008-2013).

	2013	2020	2025	2030	2050
Population du calvados	690 000	711 000	724 000	735 000	769 000

- **Résidentiel :**

- Rythme de construction fonction de l'évolution démographique et du taux de destruction
- Rythme annuel de rénovation thermique légère des logements : 2 % du parc jusqu'en 2020 puis 1,6 % jusqu'en 2050.
- Evolution de la taille moyenne des logements neufs
- Evolution des parts de marché des différentes énergies
- Evolution de la performance des équipements et de l'enveloppe des nouveaux logements.

- **Tertiaire :**

- Augmentation de la surface tertiaire fonction de l'évolution démographique
- Evolution des consommations unitaires des surfaces neuves, par type d'activité, type d'énergie
- Evolution du taux de climatisation
- Evolution du nombre de luminaires d'éclairage public proportionnelle à l'évolution démographique du territoire

- **Mobilité**
  - Evolution du nombre de déplacements selon l'évolution démographique
  - Evolution de la performance des moteurs en application des normes européennes
  - Evolution des parts modales
  - Evolution de la part des agrocarburants dans le diesel et l'essence
- **Fret** : Evolution de la performance des moteurs
- **Industrie** : Evolution des consommations unitaires (à partir du scénario national AME 2016-2017 réalisé par la Direction générale de l'Energie et du Climat du Ministère).
- **Agriculture** : Aucune évolution prise en compte.
- **Production d'énergies renouvelables** : on considère arbitrairement qu'aucune nouvelle production d'énergie ne sera installée tendanciellement sur le territoire et qu'une intervention des acteurs locaux est nécessaire pour développer la production. On considère cependant 2 exceptions pour tenir compte de la réglementation thermique et du rythme de construction :
  - **Le solaire thermique** : on suppose que l'évolution des réglementations thermiques avec l'avènement des bâtiments à énergie positive (BEPOS) va permettre de dynamiser cette filière
  - **Le bois-énergie** : l'évolution de la performance moyenne des bâtiments, liée à leur renouvellement et à la rénovation thermique tendancielle, conduit à une réduction des consommations de bois énergie (+efficacité tendancielle dans l'industrie)

Le scénario dit « SRCAE » ajoute aux hypothèses du scénario tendanciel les hypothèses suivantes :

- **Résidentiel** :
  - Rénovations intermédiaires, à horizon 2050, de l'ensemble des logements datant d'avant 1975 (en ordre de grandeur, 2/3 de logements du Calvados)
  - Rénovations légères sur le parc restant (totalité touchée en 2050)
  - Ajustement à partir des rénovations BBC pour atteindre les objectifs 2020 du SRCAE
    - ➔ Ces rénovations déterminées à l'échelle du département se répartissent au prorata du nombre de logements sur les territoires.
- **Tertiaire** :
  - Renouvellement des systèmes de chauffage : 5% de chaudière par an renouvelées
  - Secteur public :
    - Rénovation de 3%/an des bâtiments publics jusqu'en 2050. Ces 3% se décomposent en 60% de rénovation intermédiaire 10% de BBC, et 30% de légère.

- Secteur privé :
    - Rythme de 2,5% de rénovation légère pour les commerces (34 %) jusqu'en 2050. « Les commerces sont [...] plus régulièrement rénovés notamment pour des raisons de marketing et de valorisation des produits de l'étalage. »
    - 50% du parc restant considéré comme propice à des travaux de rénovation modeste
    - Rénovations BBC de 10 % des surfaces de 2020 à 2030 (soit 1 % par an durant cette période) afin d'atteindre l'objectif 2030 du SRCAE
- ➔ Ces rénovations déterminées à l'échelle du département se répartissent au prorata des surfaces tertiaires sur les territoires.

### ➤ Mobilité

Selon le scénario tendanciel calculé avec PROSPER, l'amélioration tendancielle des moteurs permet à elle seule d'atteindre les objectifs du SRCAE en termes de réduction des consommations du transport sur le Calvados. Aussi, pour le scénario SRCAE, les actions portant sur la mobilité proposent une implémentation dans Prosper des enjeux et levier d'actions possibles décrits dans le SRCAE<sup>16</sup>, sans viser l'objectif SRCAE, déjà atteint tendanciellement, contrairement aux autres secteurs où les actions Prosper sont dimensionnées afin d'arriver au niveau de réduction décrit dans le SRCAE. Les hypothèses utilisées sont donc les suivantes :

- Diminution du nombre de voyageur.km réalisés en voiture par des conducteurs : à horizon 2030, il s'agit de 700 000 milliers de voiture.km en moins à l'échelle du Calvados (par rapport à une situation initiale de 5,9 milliards voiture.km).
- Substitution des déplacements en voiture par des déplacements en transport en commun et en mode doux en cohérence avec la prospective du SRCAE, par le développement de nouvelles infrastructures (pistes cyclables, lignes de bus et lignes de tramway).
  - > La répartition dans les EPCI se fait au prorata des distances parcourues en voiture (« voyageur.km ») pour des déplacements quotidiens.

### ➤ Agriculture

- Rythme de réduction des consommations calculé afin d'atteindre les objectifs régionaux

### ➤ Industrie

- Pas d'actions supplémentaires par rapport au scénario tendanciel

### ➤ Energies renouvelables : les objectifs régionaux ont été répartis sur les EPCI selon les clés de répartition suivantes :

<sup>16</sup> C'est-à-dire, concernant les déplacements domicile/travail (D/T) :

- une réduction des besoins se traduisant par -15% de voitures individuelles d'ici 2020 et -23% en 2030
- une évolution modale pour les voyageurs qui travaillent dans leur commune d'habitation, avec 20% des trajets en mode doux en 2020 et 50% des trajets en mode doux en 2050

- **Bois énergie** : Les objectifs sectoriels sont répartis de la façon suivante :
  - Bois chauffage des ménages : selon la consommation de produits pétroliers et gaz pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire des maisons individuelles et immeubles collectifs hors HLM.
  - Bois énergie tertiaire et collectif (réseau de chaleur habitat) : selon la consommation de produits pétroliers et gaz pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire du résidentiel HLM et du tertiaire.
  - Bois énergie Industrie : selon la consommation de produits pétroliers et de gaz
  - Bois énergie agriculture : selon la consommation d'énergie spécifique de l'agriculture calculée en prenant 10% de la consommation en produits pétroliers et l'ensemble de la consommation de gaz.
  
- **Méthanisation** : La méthanisation doit se faire à proximité de sa source énergétique (déchets agricoles, industriels, station d'épuration...). De nos jours, les unités de méthanisation se développent principalement autour des centres agricoles et l'objectif de production régional pour la méthanisation est donc réparti selon les UGB (Unité Gros Bovin) des EPCI.
  
- **Solaire thermique** : L'objectif de consommation de solaire thermique est réparti en fonction de la consommation d'eau chaude sanitaire en produits pétroliers, gaz et électricité des secteurs résidentiel et tertiaire.
  
- **Photovoltaïque** : L'objectif de production photovoltaïque est réparti selon les surfaces bâties par commune extraites du cadastre (données 2017).
  
- **Eolien** : L'objectif de production régional est réparti au prorata des surfaces potentielles par commune prenant en compte les zones d'exclusion identifiées dans le Schéma Régional Eolien et les 500 mètres réglementaires autour des habitations.
  
- **Hydroélectricité** : Pas d'objectifs de production hydraulique supplémentaire en Basse-Normandie. La production existante est conservée.
  
- **Autres EnR** : Les objectifs des autres EnR (géothermie & valorisation énergétique des déchets) sont répartis selon les dynamiques de construction de logements neufs.

### **2.3.3. Résultats de la prospective sur les consommations d'électricité**

Selon le scénario tendanciel, les consommations d'électricité devraient diminuer de 91GWh, soit 2% entre 2014 et 2030 à l'échelle du département. **Cette baisse concernerait essentiellement l'habitat et l'industrie.**

A l'inverse, **le tertiaire public et privé ainsi que la mobilité seraient en augmentation.** Pour le tertiaire, cette augmentation est liée notamment à l'accroissement de la population et à l'évolution des usages (informatique, climatisation...). Pour la mobilité, l'augmentation concerne principalement la mobilité exceptionnelle (train) avec l'évolution des pratiques de déplacements. A noter qu'aucune hypothèse n'est formulée concernant la pénétration du véhicule électrique.

**Evolution des consommations d'électricité par secteur d'activité dans le Calvados selon le scénario tendanciel**

Secteur d'activités	Consommation d'électricité en GWh			Evolution 2014-2030	
	2010	2014	2030	en GWh	En %
Agriculture	31	70	70	0	0%
Bâtiments publics	401	386	402	16	4%
Eclairage public	46	46	53	6	13%
Fret	8	7	6	-1	-14%
Industrie	1027	1075	993	-82	-8%
Logements	1965	1860	1775	-85	-5%
Mobilité exceptionnelle	79	82	92	10	12%
Mobilité quotidienne	6	6	7	1	17%
Tertiaire privé et tertiaire public non local	1151	1099	1143	44	4%
<b>Total général</b>	<b>4714</b>	<b>4631</b>	<b>4540</b>	<b>-91</b>	<b>-2%</b>

Selon le scénario dit « SRCAE », les consommations d'électricité devraient diminuer de 339GWh soit 7% entre 2014 et 2030 à l'échelle du département. Cette baisse concernerait essentiellement l'habitat en lien avec la rénovation thermique.

L'industrie reste le 2<sup>e</sup> secteur concerné par une baisse de consommation. Cependant, comme le scénario PROSPER tendanciel basé sur les projections nationales atteint les objectifs de réduction des consommations d'énergie du SRCAE, aucune réduction supplémentaire par rapport au tendanciel n'a été appliquée.

Le tertiaire public et privé voit également ses consommations diminuer alors qu'elles augmentaient tendanciellement, en raison du rythme de rénovation énergétique soutenu du parc tertiaire visé par le SRCAE. L'éclairage public reste cependant en augmentation en lien avec la dynamique démographique et l'urbanisation.

Enfin l'augmentation des consommations d'électricité dans la mobilité quotidienne sont liées à l'augmentation de la part modale des transports en commun (dont train et/ou tram).

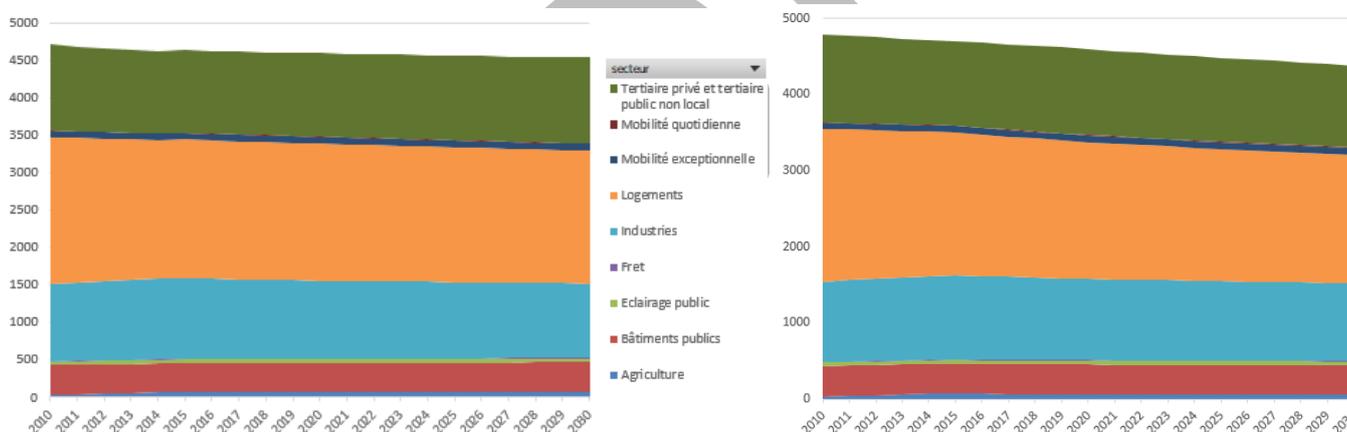
**Evolution des consommations d'électricité par secteur d'activité dans le département selon le scénario « SRCAE » adapté au Calvados**

Secteur d'activités	Consommation d'électricité en GWh			Evolution 2014-2030	
	2010	2014	2030	en GWh	en %
Agriculture	31	70	58	-14	-20%
Bâtiments publics	401	386	380	-6	-2%
Eclairage public	46	46	53	6	13%
Fret	8	7	6	-1	-14%
Industries	1027	1075	993	-82	-8%
Logements	1965	1860	1641	-218	-12%
Mobilité exceptionnelle	79	82	92	10	12%
Mobilité quotidienne	6	6	14	8	133%
Tertiaire privé et tertiaire public non local	1151	1099	1057	-42	-4%
<b>Total général</b>	<b>4714</b>	<b>4631</b>	<b>4292</b>	<b>-339</b>	<b>-7%</b>

**Evolution des consommations d'électricité en GWh par secteur d'activités dans la Calvados (source : PROSPER)**

*selon le scénario tendanciel*

*selon le scénario « SRCAE »*



Selon le scénario tendanciel, à horizon 2030, 9 EPCI sur 16 verraient leurs consommations d'électricité diminuer.

L'EPCI de Caen-la-Mer est le plus concerné par cette baisse en volume, mais les EPCI de Val-ès-Dunes et de l'Intercom de la Vire au Noireau ont le plus fort taux de réduction des consommations (-4%) provenant principalement de l'industrie.

Selon le scénario dit « SRCAE », à horizon 2030, tous les EPCI voient leurs consommations d'électricité diminuer.

Caen-la-Mer reste l'EPCI avec la baisse la plus forte mais les EPCI de Cœur Côte Fleurie et de l'Intercom de la Vire au Noireau ont le plus fort taux de réduction des consommations (-10%).

**Evolution des consommations d'électricité par EPCI dans le Calvados selon le scénario tendanciel**

CdC	Consommation d'électricité en GWh			Evolution 2014-2030	
	2010	2014	2030	En GWh	En %
CA Lisieux Normandie	488	475	460	-15	-3%
CC Blangy-Pont-l'Evêque Intercom	107	104	107	3	3%
CC Cingal-Suisse Normande	123	126	129	2	2%
CC Coeur Côte Fleurie	174	164	160	-4	-2%
CC Coeur de Nacre	130	125	125	0	0%
CC de Bayeux Intercom	208	222	221	-1	0%
CC du Pays de Falaise	139	137	136	-2	-1%
CC du Pays de Honfleur-Beuzeville	109	109	106	-3	-3%
CC Intercom de la Vire au Noireau	341	325	313	-13	-4%
CC Isigny-Omaha Intercom	159	167	164	-3	-2%
CC Normandie-Cabourg-Pays d'Auge	215	215	213	-2	-1%
CC Pré-Bocage Intercom	130	132	132	0	0%
CC Seules Terre et Mer	78	78	79	1	1%
CC Val Ès Dunes	384	431	414	-18	-4%
CC Vallées de l'Orne et de l'Odon	100	99	103	4	4%
CU Caen la Mer	1829	1722	1682	-40	-2%
<b>Total général</b>	<b>4714</b>	<b>4631</b>	<b>4540</b>	<b>-91</b>	<b>-2%</b>

**Evolution des consommations d'électricité par EPCI dans le département selon le scénario « SRCAE » adapté au Calvados**

CdC	Consommation d'électricité en GWh			Evolution 2014-2030	
	2010	2014	2030	En GWh	En %
CA Lisieux Normandie	488	475	433	-42	-9%
CC Blangy-Pont-l'Évêque Intercom	107	104	100	-5	-5%
CC Cingal-Suisse Normande	123	126	120	-6	-5%
CC Coeur Côte Fleurie	174	164	148	-16	-10%
CC Coeur de Nacre	130	125	117	-8	-6%
CC de Bayeux Intercom	208	222	209	-13	-6%
CC du Pays de Falaise	139	137	127	-11	-8%
CC du Pays de Honfleur-Beuzeville	109	109	102	-7	-6%
CC Intercom de la Vire au Noireau	341	325	294	-31	-10%
CC Isigny-Omaha Intercom	159	167	154	-12	-7%
CC Normandie-Cabourg-Pays d'Auge	215	215	200	-15	-7%
CC Pré-Bocage Intercom	130	132	124	-8	-6%
CC Seulles Terre et Mer	78	78	73	-5	-6%
CC Val Ès Dunes	384	431	408	-23	-5%
CC Vallées de l'Orne et de l'Odon	100	99	95	-3	-3%
CU Caen la Mer	1829	1722	1587	-135	-8%
<b>Total général</b>	<b>4714</b>	<b>4631</b>	<b>4292</b>	<b>-339</b>	<b>-7%</b>

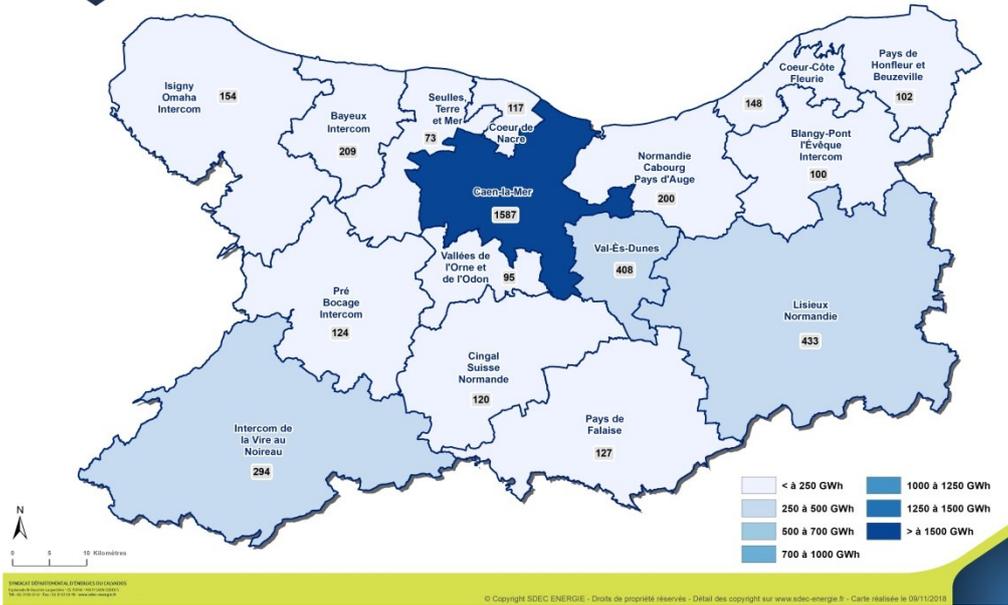
A noter que ces résultats ont été construits sur la base des consommations de l'année 2014. Cette méthode peut amener un biais dans le taux d'évolution à horizon 2030 indiqué ci-dessus. Cette méthode sera affinée ultérieurement.

Selon Enedis, l'analyse de la croissance des charges de fond fait ressortir 2 zones de développement plus marquées :

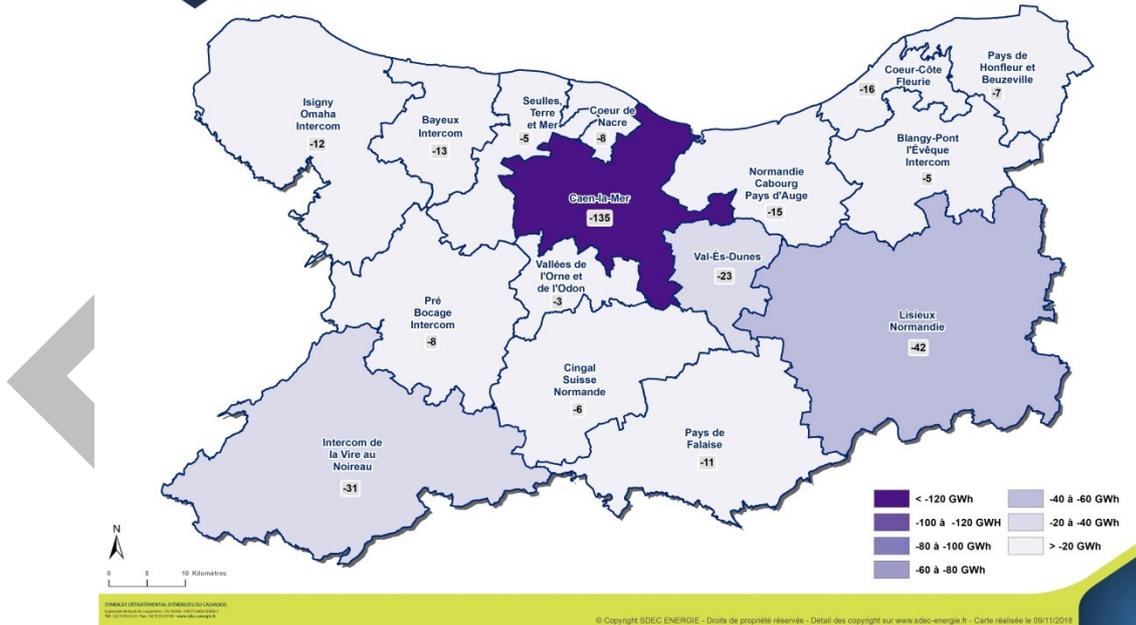
- Caen sud - ouest,
- Caen nord - est.

Selon la prospective énergétique réalisée avec PROSPER, les consommations d'électricité à la maille de Caen-la-Mer devraient diminuer de 2% tendanciellement à horizon 2030 et de 7% selon le scénario SRCAE.

## Projection des consommations d'électricité en 2030 par EPCI selon le scénario SRCAE réalisé avec PROSPER



## Evolution 2014-2030 des consommations d'électricité par EPCI selon le scénario SRCAE réalisé avec PROSPER



### 2.3.4. Résultats de la prospective sur la production d'électricité renouvelable

Le scénario dit « SRCAE » construit avec PROSPER traduit à l'échelle du Calvados les objectifs régionaux du SRCAE uniquement pour les ENR électriques qui concernent le PCAET soit l'éolien terrestre, le photovoltaïque et l'hydroélectricité (tableau suivant)<sup>17</sup>.

Le plus fort développement ciblé concerne l'éolien terrestre avec une augmentation de 570GWh, soit une production multipliée par 3,2. Le photovoltaïque augmenterait de 50GWh soit une production multipliée par 4,7. La production photovoltaïque ne devrait cependant pas être entièrement injectée dans le réseau compte-tenu du développement de l'autoconsommation.

Ces deux énergies couvriraient alors près de 21% des consommations d'électricité. A cela, pourrait s'ajouter également l'électricité produite par cogénération à partir du bois, du biogaz ou de la valorisation énergétique des déchets.

*Evolution de la production d'électricité renouvelable dans le département selon le scénario « SRCAE » adapté au Calvados*

	Situation initiale Calvados		Objectifs selon le scénario « SRCAE » sur le Calvados		
	2016		2030		
Type énergie	Production 2016 en GWh	Taux de couverture de la consommation d'électricité de 2014 <sup>18</sup>	Production SRCAE Calvados en GWh	Taux de couverture de la consommation d'électricité 2030 du scénario SRCAE	Evolution 2016-2030
Eolien terrestre	261,5	5,60%	831	19,40%	x 3,2
Photovoltaïque	13,6	0,30%	64	1,5 %	x 4,7
Hydroélectricité	5,6	0,10%	5	0,10%	stable
<b>TOTAL</b>	<b>280,7</b>	<b>6%</b>	<b>900</b>	<b>21%</b>	

## Article 3 – Perspectives de développement des territoires et déclinaison du Schéma directeur dans les programmes d'investissements

### 3.1 Méthode d'identification des projets significatifs sur les territoires

Le SDEC ENERGIE met en place un dispositif de recensement des projets des territoires afin d'alimenter l'élaboration des Programmes pluriannuels d'investissement et des programmes annuels.

#### 3.1.1 La commission consultative

Créée en décembre 2015 dans le cadre de l'article 198 de la loi de transition énergétique pour une croissance verte, la commission consultative pour la transition énergétique vise à coordonner l'action de ses membres et leurs stratégies d'investissement dans le domaine de l'énergie. Elle doit permettre d'articuler les projets d'EPCI à fiscalité propre avec les compétences du syndicat d'énergie, notamment les investissements sur les réseaux de distribution d'énergie, pour une mise en œuvre optimisée de la politique énergétique locale.

<sup>17</sup> L'hydrolien et l'éolien off-shore ne font pas partie du périmètre des PCAET

<sup>18</sup> Donnée non disponible pour 2016

La Commission consultative est constituée de 64 membres – 32 représentants du SDEC ENERGIE et 32 représentants des 16 EPCI à fiscalité propre du Calvados.

Elle s'est dotée d'une feuille de route encadrant ses travaux, constituées de 4 axes stratégiques et 16 actions. Parmi celles-ci, l'une d'elle vise à « Articulier les projets des EPCI et la programmation des investissements sur les réseaux ».

Pour réaliser cette articulation, la Commission consultative a décidé d'instituer des rendez-vous annuels entre le SDEC ENERGIE et chaque EPCI.

### **3.3.2 Les rendez-vous annuels avec les EPCI**

Chaque année, le SDEC ENERGIE rencontrera individuellement chaque EPCI afin de recenser et mettre à jour ses informations sur les projets significatifs du territoire, relevant d'une maîtrise d'ouvrage publique ou privée :

- Projets d'aménagement
- Projets de production d'énergies renouvelables
- Projets de construction de bâtiments publics.

L'EPCI sera incité à jouer le rôle de centralisateur de ces informations sur son territoire, en tant que membre de la Commission consultative et coordinateur du PCAET.

### **3.3.3 L'Atlas dynamique**

Pour faciliter le recensement et l'échange d'information entre le SDEC ENERGIE et l'EPCI sur les projets de son territoire, un atlas dynamique est mis à disposition. Accessible sur la plateforme Web SIG Mapéo-Calvados, ce profil utilisateur spécifique comporte des couches de données partagées concernant les 3 typologies de projets ci-dessus.

Ces couches peuvent être renseignées et mises à jour à la fois par le SDEC ENERGIE et par l'EPCI. Elles ont vocation à être mises à jour au moins une fois par an, avant les rendez-vous annuels SDEC ENERGIE-EPCI.

## **3.2 – Identification des investissements sur les concessions limitrophes ayant un impact sur la concession**

Aucun investissement sur les postes sources limitrophes, mis à part le renforcement du poste source de Louvet mis en service en 2018.

## ANNEXE 5

### Annexe 2A5



## Programme pluriannuel d'investissements 2019-2022

### Article 1 Actualisation du diagnostic et des éléments de prospective

L'avenant n°1 en date du 21 décembre 2018 a actualisé les données du diagnostic et les données de prospective.

### Article 2 Identification des leviers

Les leviers d'investissement sont notamment :

- Des actions de remplacement ciblées sur les réseaux aériens HTA afin de remplacer les lignes obsolètes et d'améliorer la robustesse du réseau face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige),
- Des actions de rénovation des réseaux aériens HTA afin d'agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages,
- Des actions de renouvellement des câbles HTA souterrain CPI pour agir sur améliorer la fiabilité du réseau HTA souterrain,
- La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés,
- Des actions ciblées de renforcement des réseaux BT et HTA,
- La mise en souterrain des réseaux,
- La résorption des réseaux BT fils nus,
- La sécurisation des réseaux face au risque d'inondation,
- Le renouvellement des ouvrages.

### Article 3 Identification des zones-cibles ne faisant pas l'objet de convention

Sans objet

### Article 4 Identification des zones-de qualité renforcée

Sans objet

### Article 5 Identification des zones de qualité prioritaire

La convention de détermination des Zones de Qualité Prioritaire (ZQP) conclue le 21 décembre 2018 identifie, les zones de qualité prioritaire, limitées géographiquement. Cette convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux.

### Article 6 Mesures correctrices

Sans objet

## Article 7 Programme pluriannuel 2019-2022

### 7.1 Pour le concessionnaire :

Finalité		Quantité		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)			
1	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	44 km déposés	0	4 950 k€	0 k€	4 950 k€	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	27 %
2	Lignes aériennes HTA obsolètes	Modernisation-Remplacement pour obsolescence réseau HTA aérien	44 km déposés	29 km déposés	10 950 k€	7 000k€	10 950 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
3	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Climatique-Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	10 km déposés	1,5 km déposés	2 300 k€	300 k€	2 300 k€	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	13%

Finalité		Quantité		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)		
4	Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV)	Modernisation - PDV HTA aérienne	320 km traités	96 km traités	4 000 k€	1 200 k€	0 k€	<p>Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI</p> <p>Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession</p> <p>Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)</p> <p>Participe : - à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période - à maintenir ou améliorer le taux d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession</p>
5	Création d'OMT	Modernisation - Automatisation	112 ouvrages	18 ouvrages	1 750 k€	300 k€	0 k€	<p>Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI</p> <p>Taux annuel d'usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille de la concession</p> <p>Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)</p> <p>Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période</p> <p>Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en continuité sur la durée du PPI à 1,5%</p>

Finalité		Quantité		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)		
6	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (deltaU/U)	4 départs	2 départs	4 200 k€	1 000 k€	2100 k€ (50% historique 3 ans)	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession Maintien ou améliore le taux moyen d'usagers mal alimentés en tenue de tension sur la durée du PPI à 0.12%
7	Renforcement réseau HTA	Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	Création de 7 départs Lié à Fontaine Etoufour		1 200 k€		0 k€	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0.12%
8	Continuité d'alimentation réseau HTA	Modernisation continuité d'alimentation	Création de bouclage, etc.	Création de bouclage, etc.	1 650 k€	700 k€	0 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Participe à diminuer la valeur du critère B HIX hors RTE de 2 minutes sur la période
9	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Climatique -risque inondation	20 postes HTA/BT sécurisés		200 k€		200 k€	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation 30 ans pour les bassins de Dives et Caen 40%

Finalité		Quantité		Engagement financier du concessionnaire HT			Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP	Dont enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement (*)			
10	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Climatique -risque inondation	24 postes HTA/BT équipés en dispositif DINO			25 k€	0 k€	Taux d'équipement en dispositifs DINO des postes HTA BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation 100 ans pour les bassins de Dives et Caen	51%
11	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	sécurité et obligations réglementaires matériels HTA/BT pollués au PCB	160 transformateurs			890 k€	890 k€	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB	57%
12	Renouvellement BT fils nus	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	13.5 km déposé dont une large majorité en urbain			3 100 k€	3 100 k€	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement et sécurisation et effacement	3 %
13	Renforcement réseau BT	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	10 km de réseau BT (parmi d'autres solutions)			3 300 k€	3 300 k€	Taux annuel d'usagers mal alimentés en chute de tension à la maille de la concession	Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0.12%

(\*) Les valeurs sont estimées sur une base historique et seront affinées au fil des programmes annuels

En complément de ces finalités inscrites au Programme Pluriannuel d'Investissements, Enedis prévoit à titre indicatif, sans engagement, sur la période, de traiter 17 km de réseaux CPI BT pour un montant de 5 100 k€ participant au renouvellement du réseau BT souterrain. Dans cette logique, le programme annuel 2019 prévoit d'ores et déjà un investissement à hauteur de 1 300 k€ de renouvellement du CPI BT.

7.2 Pour le concédant :

Finalité		Quantité		Engagement financier du concédant HT		Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP		
<b>A</b>	Renforcement réseau BT en zone rurale	Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	83 km	20 Km	8 750 k€	2 200 k€	<p>Taux annuel d'usagers mal alimentés en tenue de tension à la maille de la concession</p> <p>Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement</p> <p>Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h)</p> <p>Maintien ou amélioration du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension soit un taux inférieur ou égal à 0.12%</p>
<b>B</b>	Sécurisation BT fils nus (communes rurales)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	154 km	40 Km	17 270 k€	4 000 k€	<p>Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement</p> <p>50 %</p>
<b>C</b>	Sécurisation BT fils nus au titre de l'effacement (communes urbaines)	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	35 km	2 Km	7 500 k€	230 k€	<p>Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement</p> <p>8 %</p>

Finalité		Quantité		Engagement financier du concédant HT		Identification de la valeur repère	Contribution du programme au Schéma Directeur	
Programme pluriannuel	NOME	Totale	Dont ZQP	Total	Dont ZQP			
<b>D</b>	Enfouissement de réseau BT autres que BT fils nus des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	Modernisation - Remplacement pour obsolescence réseau BT aérien	10 km		1 500 k€		Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h)	6 %
<b>E</b>	Mise en œuvre de travaux sous tension	Modernisation - continuité d'alimentation réseau			280 k€	70 k€	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	Améliore le temps de coupure critère B travaux du SDEC ENERGIE de 0,6 minute

## Article 8 Engagements financiers du concessionnaire

### 8.1 Tableau de synthèse des engagements financiers

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession en (k€- HT)		Total PPI 2019 à 2022	Dont ZQP
<b>Performance du réseau</b>		<b>37 625</b>	<b>10 500</b>
RENFORCEMENT	Levée de contraintes réseau HTA	5 400	1 000
	Levée de contraintes réseau BT (U ou I) en zone Enedis et branchement	3 300	0
CLIMATIQUE	Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	2 300	300
	Climatique risque inondation (réseau)	225	0
MODERNISATION	Remplacement pour obsolescence	BT aérien	3 100
		HTA souterrain	4 950
		HTA aérien	10 950
	PDV HTA aérienne et postes sources	4 000	1 200
	Automatisation	1 750	300
	Continuité d'alimentation réseau	1 650	700
<b>Exigences environnementales et réglementaires</b>		<b>890</b>	<b>0</b>
SECURITE ET OBLIGATIONS REGLEMENTAIRES	Traitement PCB & désamiantage	890	0
<b>TOTAL</b>		<b>38 515</b>	<b>10 500</b>

## 8.2 Modalités de décompte des engagements financiers

Les montants financiers indiqués dans le tableau ci-dessus (tableau 8.1) correspondent aux dépenses d'investissements du concessionnaire et sont relatifs aux ouvrages mis en service pendant la durée du PPI.

En outre, les dépenses d'investissements du concessionnaire, du dernier programme annuel (PA) de ce PPI, sont comptabilisées au titre de ces montants financiers que ceux-ci correspondent à des ouvrages mis en service ou pas sur la durée de ce PA.

Hormis les dépenses liées au traitement PCB des transformateurs, les sommes exposées portent sur des biens concédés et localisés.

## Article 9 Indicateurs de suivi et d'évaluation

### 9.1 Les indicateurs d'évaluation d'efficacité

Les indicateurs d'évaluation d'efficacité seront établis par un groupe de travail commun mis en œuvre conformément à l'article 14.B annexe 2A du cahier des charges et ce dans les deux ans qui suivent le début du présent PPI.

### 9.2 Les indicateurs de suivi techniques

Numéro de la finalité au programme pluriannuel		Type de priorité/programme	Indicateur de suivi <sup>19</sup>
Enedis	SDEC ENERGIE		
12	C	Renouvellement BT fils nus urbain	Nombre de km de réseau BT fils nus déposés/nombre de km de réseau fil nus à déposer sur la période du PPI
13	B	Renouvellement BT fils nus rural	Nombre de km de réseau BT fils nus déposés/nombre de km de réseau fil nus à déposer sur la période du PPI
9	-	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés	Nombre de postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans sécurisés/nombre de postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 30 ans à sécuriser
10	-	Postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés	Nombre de postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans équipés/nombre de postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque inondation 100 ans à équiper
1	-	Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	Nombre de km de câbles CPI HTA renouvelés/nombre de km de câbles CPI HTA à renouveler sur la période du PPI

<sup>19</sup> Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations sont renseignés dans le cadre du suivi annuel.

Numéro de la finalité au programme pluriannuel		Type de priorité/programme	Indicateur de suivi <sup>19</sup>
Enedis	SDEC ENERGIE		
2	-	Lignes aériennes HTA obsolètes	Nombre de lignes aériennes HTA obsolètes traités/nombre de lignes aériennes obsolètes à traiter
3	-	Lignes aériennes HTA en risque avéré dans le cadre du PAC	Nombre de km de réseau aérien HTA en risque avéré PAC déposé/nombre de km de réseau aérien HTA en risque avéré PAC à déposer sur la période du PPI
4	-	Lignes aériennes HTA rénovées (PDV)	Nombre de km de lignes aériennes HTA rénovées/nombre de km de lignes aériennes HTA à rénover sur la période du PPI
5	-	Création d'OMT	Nombre d'OMT créés/nombre d'OMT à créer sur la période du PPI
6	-	Renforcement réseau HTA	Nombre de départs HTA traités/nombre de départs à traiter sur la période du PPI
7	-	Renforcement réseau HTA (liés à la création du poste source de Fontaine-Etoupefour)	Nombre de départs HTA créés/nombre de départs à créer sur la période du PPI
8	-	Continuité d'alimentation réseau HTA	Nombre de mètres réalisés / le nombre de mètres programmés.
13	A	Renforcement réseau BT	Nombre de km de réseau BT traités / Nombre de km de réseau ciblés
11	-	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative aux PCB	Nombre de transformateurs PCB traités/nombre de transformateurs PCB restant
-	D	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone de vent >170km/h	Longueur de réseau BT souterrain sur longueur de réseau BT du secteur concerné

### 9.3 Les indicateurs de suivi financiers

Le suivi financier du PPI est établi conformément aux dispositions de l'article 7 B de l'annexe 2 du cahier des charges.

## Annexe 6

### ANNEXE 2A7

#### **1) Modalités de suivi technique et financier du Programme Pluriannuel d'Investissements.**

Les indicateurs de suivi technique du PPI sont insérés à l'article 9.1 de l'annexe 2 D.

Le tableau de suivi financier du PPI est établi conformément aux dispositions de l'article 7 B de l'annexe 2 du cahier des charges.

Les modalités de suivi des quantités d'ouvrage de l'efficacité des investissements réalisés sont celles fixées par l'article 14 de l'annexe 2A.

#### **2) tableau de mise en œuvre et de suivi du programme annuel**

Le suivi des investissements réalisé dans le cadre du programme annuel est établi sur le modèle ci-dessous :

Projet

## 2.1 Tableau de mise en œuvre du programme annuel

Concession		SDEC		Programme annuel 2019 - Liste des travaux																
PPI		2019-2022																		
PA		2019																		
MOA	Numéro d'affaire	Finalités		Intitulé	Tension principale	Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	Localisation			Quantités techniques prévues sur l'affaire						Montant 2019 Montant financier prévisionnel sur le PA 2019 (K€ HT)		
		Finalité principale	Finalité NOME (associée à la finalité principale)						INSEE	Commune principale	Adresse	ZIP/ZVF	Réseau posé sur finalité principale (m)	Réseau déposé sur finalité principale (m)	CPI HTA déposé (m)	PAC HTA déposé (m)	CPI BT déposé (m)		Fils nus BT déposé (m)	OMT (nb)

## 2.2 Tableau de suivi du programme annuel

Les parties s'engagent à consolider le tableau ci-dessous au plus tard le 31 décembre 2019.

PPI 2019/2022  
Suivi du Programme annuel 2019  
Etat au :  
Réunion du :

PI de référence	MOA	Numéro d'affaire	Finalités		Projets		Localisation						Suivi réalisation		Quantités techniques réalisées à la mise en service						Montant Investissements en €HT						Commentaires			
			Finalité principale	Finalité NOME (associé à la finalité principale)	Intitulé	Tension principale	Poste Source	Départ HTA	Poste HTA/BT	INSEE	Commune principale	Adresse	ZIP/ZVF	Avancement projet menu déroulant suivant :	Mise en service	Réseau posé (m)	Réseau déposé (m)	CPI HTA déposé (m)	PAC HTA déposé (m)	CPI BT déposé (m)	Fils nus BT déposé (m)	OMT (nb)	Année 2019	Année 2020	Année 2021	Année 2022		Année 2023	Année 2024	TOTAL € HT
																							Année 2019	Année 2020	Année 2021	Année 2022		Année 2023	Année 2024	