

Atout énergie

Rapport de concessions 2017



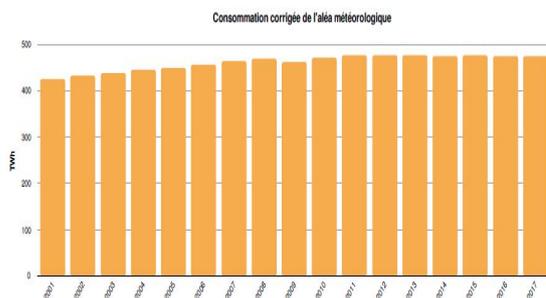
Syndicat intercommunal d'énergie du département de la Haute-Saône

Préambule : Le Bilan électrique de RTE (Réseau de Transport d'Electricité)

En 2017, le bilan électrique acte de la baisse de la production nucléaire et de l'augmentation de production des énergies fossiles pour compenser la baisse de la production hydraulique mais également de la baisse de la capacité de production issue du fioul et du charbon avec la hausse du parc de production solaire et éolien installé en France.

Dans son bilan électrique 2017, RTE observe une stabilité de la consommation brute d'électricité en France avec une légère baisse de 0.4 % par rapport à 2016 (481 TWh) ainsi que la poursuite de la croissance du parc de production d'électricité renouvelable.

Corrigée de l'effet météorologique, la consommation en France Métropolitaine se stabilise à 474TWh.



Cette stabilisation s'observe à tous les niveaux (PME/PMI, Ménages et grande industrie) avec cependant une légère baisse pour les PME/PMI mais une reprise de la grande industrie (+2.1%) avec malgré une progression dans le secteur de la sidérurgie (+8,6%) ou celui de la chimie (+4.2%).

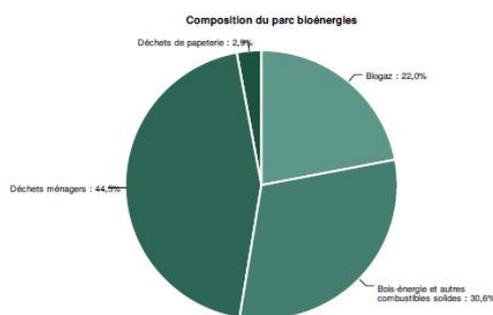
La température moyenne légèrement plus chaude (+ 0.15°C par rapport à 2016) explique également le peu de variation de cette consommation.

La couverture de la consommation électrique par la production issue des énergies renouvelables est en forte baisse

en raison de la forte baisse de la production hydroélectrique (- 16.3% en raison d'une pluviométrie très défavorable) compensée par la production électrique fossile (+ 20%). Avec la montée de la production du solaire et de l'éolien, on enregistre tout de même un recul de la production d'origine nucléaire (-1.3% avec 71.6% de la production totale)

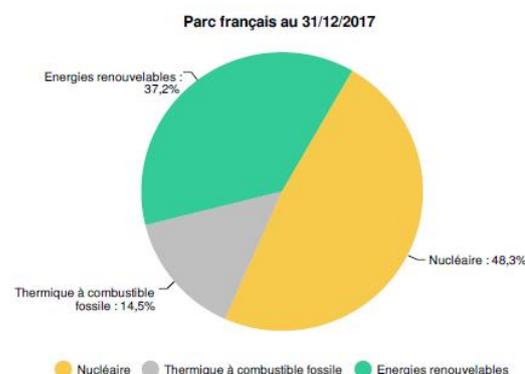
La production solaire croît de 9,2%, en lien avec l'augmentation de la capacité du parc.

La production des bioénergies augmente également de 4.1 %



La production éolienne est en hausse de 14.8% par rapport à l'année précédente.

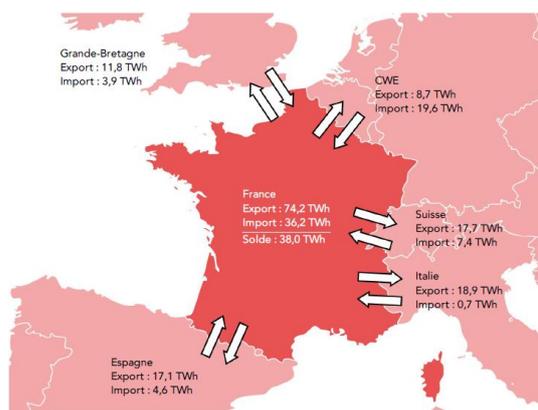
Le parc de production d'électricité diminue en 2017 de 94 MW par rapport à l'année 2016. Il atteint 130 761 MW, porté par le développement des énergies renouvelables (+2 763 MW), solaire (+887 MW) et éolien essentiellement (+ 1770 MW), qui compense en partie la réduction du parc thermique à combustible fossile (- 2 857 MW) (suppression de centrales à fioul).



Les échanges transfrontaliers, très élevés en 2014 et 2015, se maintiennent avec 110,43 TWh échangés, en lien avec la baisse de la production française nucléaire

Sur la période 2016-2017, l'Allemagne est devenu le pays le plus exportateur (+53 TWh) en Europe grâce au développement de son parc ENR. La France connaît une forte baisse de son solde des échanges (-45%) en raison de la faible disponibilité de son parc nucléaire sur tout l'hiver. Celui-ci reste néanmoins largement exportateur (+36 TWh) mais présente un solde négatif avec l'Europe Centrale de l'Ouest pour la 2^{ème} année consécutive depuis 2010. A l'opposé, l'Italie reste le pays européen le plus importateur (33 TWh), suivie par la Finlande (20 TWh).

La France enregistre 52 journées importatrices en énergie en 2017 (contre 46 en 2016), toutes situées à des périodes où la disponibilité du parc nucléaire français est particulièrement faible.



Les prix sont en hausse dans toute l'Europe, particulièrement en Espagne et en Italie. En France, en Belgique et en Suisse, la hausse est surtout marquée sur les mois d'hiver. Divers facteurs contribuent à cette augmentation :

La disponibilité du nucléaire français est limitée en janvier et février, ainsi qu'en octobre et novembre, où elle est historiquement basse pour la saison.

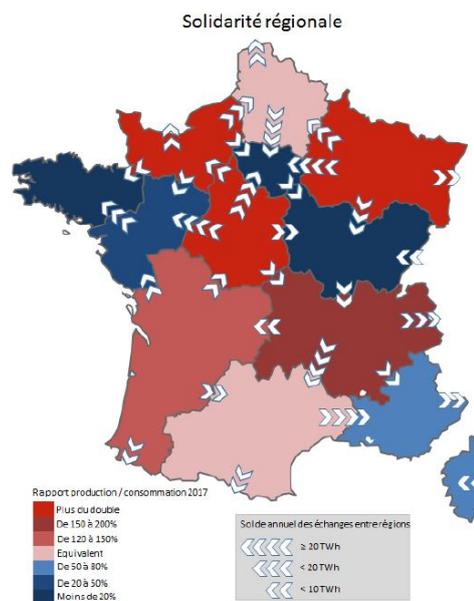
Les cours des combustibles augmentent en début d'année, notamment le gaz dont les prix s'envolent en janvier dans le sud de l'Europe. De plus, la consommation d'électricité est particulièrement élevée pendant la vague de froid de janvier, ce qui contribue à la hausse des prix. Dans le même temps, les stocks hydrauliques reculent, notamment en France et en Espagne. La production hydraulique est ensuite plus limitée dans les mois suivants, ce qui contribue à soutenir les prix.

Les dispositifs d'effacement de la consommation se maintiennent autour de 1900 MW de capacité pour 2017-18

Le mécanisme d'ajustement permet en effet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande.

En 2017, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1,393 milliards d'euros, dont 1166 M€ consacrés au réseau.

Cette année a été marquée par la finalisation du projet du filet de sécurité Bretagne, avec en particulier la création d'une liaison souterraine 225 kV entre Lorient et Saint-Brieuc, ainsi que par l'aboutissement des chantiers dans la vallée du Rhône et le renouvellement des liaisons aériennes 400 kV entre Lyon et Montélimar. Au final, la longueur du réseau en exploitation augmente de 301 km en 2017 pour atteindre 105 961 km.



Les régions les plus importatrices sont l'Île-de-France, la Bourgogne-Franche-Comté, la Bretagne, les Pays de la Loire et PACA. L'approvisionnement en électricité de ces régions passe par des flux importants en provenance des autres régions, en transitant par les régions limitrophes dans le cas de la Bretagne par exemple. Les régions Grand est, Centre val de Loire et Normandie sont à l'inverse les plus exportatrices. Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

L'organisation de la distribution publique d'électricité

Il est essentiel de comprendre comment s'articule le système électrique français de son origine aux lois qui le régissent en 2017 pour avoir une bonne lecture des éléments juridiques, techniques et financiers de ce rapport.

Le cadre réglementaire de l'organisation de la distribution publique de l'électricité a beaucoup évolué au fil du temps pour renforcer le rôle des collectivités locales et leur donner de nouvelles missions.

Le fil conducteur de l'énergie trouve son origine à la fin du 19^{ème} siècle avec la nécessité d'organiser l'accès de l'énergie électrique à tous les usagers.

Avec la loi du 15 juin 1906, les communes deviennent les propriétaires de leur réseau d'électricité. Elles sont dotées d'un pouvoir concédant et peuvent ainsi établir des conventions avec un concessionnaire autour d'un cahier des charges fixant les droits et les obligations des deux parties.

Un certain nombre d'entre elles se regroupent en syndicats de communes dont certains à cadre départemental ou interdépartemental. La gestion du service public est parfois assurée en régie.

Toutefois, la construction des réseaux de transport et de distribution obéissant à une logique de rentabilité, les zones rurales à faible densité de population n'intéressent pas les investisseurs privés car les potentiels de consommation sont faibles. Pour aider au financement de ces travaux en zone rurale, est créé en 1936 le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) qui apporte, toujours aujourd'hui, aux communes rurales des aides pour la réalisation de travaux d'extension et de renforcement des réseaux de distribution d'électricité. Transformé en compte d'affectation spéciale "Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale" en 2013, le FACÉ existe toujours et finance 80% du montant HT de programmes de travaux réalisés par le SIED 70. En 2017, l'aide apportée a été de 2 119 000 €.

Les obligations des autorités organisatrices de la distribution d'électricité

Autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), le SIED 70 a négocié les contrats de concession selon un modèle adopté par les pouvoirs publics en 1992. Cela s'est traduit, par la signature de 2 contrats de concession avec, d'une part, EDF en 1995 et, d'autre part, la SICAE en 1996. Chacun de ces 2 contrats a une durée de 30 ans et est constitué d'une convention, d'un cahier des charges et de ses annexes.

Propriétaire du réseau de distribution publique d'électricité avec ses adhérents, l'autorité concédante se doit de bien connaître son patrimoine, de suivre son évolution et d'assurer une mission de contrôle des concessionnaires désignés. Cette mission est fixée à l'article L. 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT) qui dispose :

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

Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci, dans les conditions prévues par les dispositions de l'article 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés."...

Le contrôle de la concession de distribution publique de l'électricité s'appuie sur des contrôles continus à partir des informations recueillies sur le terrain par les élus, les agents du SIED 70 ou par tout usager :

- Des réunions régulières avec les concessionnaires, auxquelles s'ajoutent des rencontres thématiques ;
- L'analyse des rapports d'activité des concessionnaires. Chaque année, le concessionnaire remet au SIED 70 un compte-rendu annuel d'activité de concession (CRAC) rendant compte de son activité pendant l'année précédente. Les données fournies par les concessionnaires sont analysées par les services du SIED 70 afin d'obtenir la vision

la plus précise possible de l'état de la concession.

- L'analyse des données fournies par Enedis et la SICAE en fonction des demandes du SIED 70.

Au sein du SIED 70, un agent est assermenté pour effectuer des missions de contrôle, selon les dispositions définies dans l'article L. 2224-31 du CGCT qui précise :

"I. [...] Des fonctionnaires et agents parmi ceux qui sont chargés des missions de contrôle visées aux alinéas précédents sont habilités à cet effet par le maire ou par le président de l'établissement public de coopération et assermentés dans les conditions prévues par l'article 43 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée pour les fonctionnaires et agents habilités par le ministre chargé de l'énergie et pour les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités par son président. [...]"

Le contrat de concession a - bien entendu - évolué depuis sa signature pour suivre la réglementation. Une mise à jour du cahier des charges a été adoptée en juillet 2007 et le SIED 70 avait au 31 décembre 2017, conclu 27 avenants avec EDF et Enedis, d'une part, et 9 avec la SICAE, d'autre part.

Le CRAC de l'année 2017 de chacun des 2 concessionnaires est consultable sur le site Internet du SIED 70, rubrique "Missions", puis "Rapports d'activité et de contrôle".

Périmètre d'étude du contrôle de la concession

Pour la 6^{ème} année, le contrôle porte sur l'intégralité du département de la Haute-Saône, ce qui permettra de bien mesurer l'évolution du réseau départemental de distribution publique d'électricité et la qualité, d'une part, de l'électricité qui y est distribuée et, d'autre part, du service apporté aux usagers tant au niveau

de la distribution que de la fourniture aux tarifs réglementés.

Cette vue globale permet également de pouvoir comparer les 2 distributeurs d'électricité du département, bien que leur territoire soit assez différent, celui de SICAE EST étant essentiellement rural.

Organisation de la distribution d'électricité en Haute-Saône

Un contrat de concession a été signé entre le SIED 70 et :

- EDF en novembre 1995 pour une durée de 30 ans (avec ERDF - filiale d'EDF en charge de la distribution publique de l'électricité, depuis le 1^{er} janvier 2008, Enedis depuis le 31 mai 2016).
- la SCICAE de Ray-Cendrecourt en décembre 1996 pour une durée de 30 ans (la SCICAE de Ray-Cendrecourt étant devenue SICAE EST en 2013).

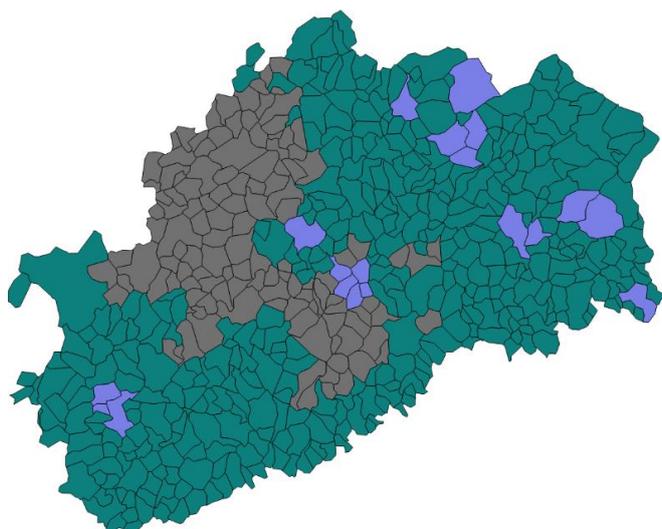
Le SIED 70 exerce la maîtrise d'ouvrage de certains travaux d'électrification sur les 542 communes du département.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SIED 70 et les concessionnaires selon la catégorie de communes - au sens de l'électrification - est la suivante :

NATURE DES OPERATIONS	MAITRE D'OUVRAGE DANS LES COMMUNES	
	urbaines	rurales
Renforcement des canalisations HT	concessionnaire	concessionnaire
Renforcement des postes de transformation et des canalisations BT	concessionnaire	SIED 70
Raccordement pour les puissances supérieures à 250 kVA	concessionnaire	concessionnaire
Raccordement pour les puissances inférieures ou égales à 250 kVA	concessionnaire	SIED 70
Desserte extérieure de zones	concessionnaire	SIED 70
Partie des extensions situées à l'intérieur des zones	SIED 70	SIED 70
Branchements	concessionnaire	concessionnaire
Intégration des ouvrages dans l'environnement	SIED 70	SIED 70

Au 31 décembre 2017, les 19 communes dites "urbaines" au sens de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification sont les suivantes : ARC-LES-GRAY, CHAMPAGNEY, ECHENOZ-LA-MELINE, FOUGEROLLES, FROIDECONCHE, GRAY, GRAY-LA-VILLE, HERICOURT, LURE, LUXEUIL-LES-BAINS, NAVENNE, NOIDANS-LES-VESOUL, PORT-SUR-SAONE, RONCHAMP, ROYE, SAINT-LOUP-SUR-SEMOUSE, SAINT-SAUVEUR, VAIVRE-ET-MONTOILLE et VESOUL.

Les 523 autres communes sont dites "rurales" au sens de l'électrification.

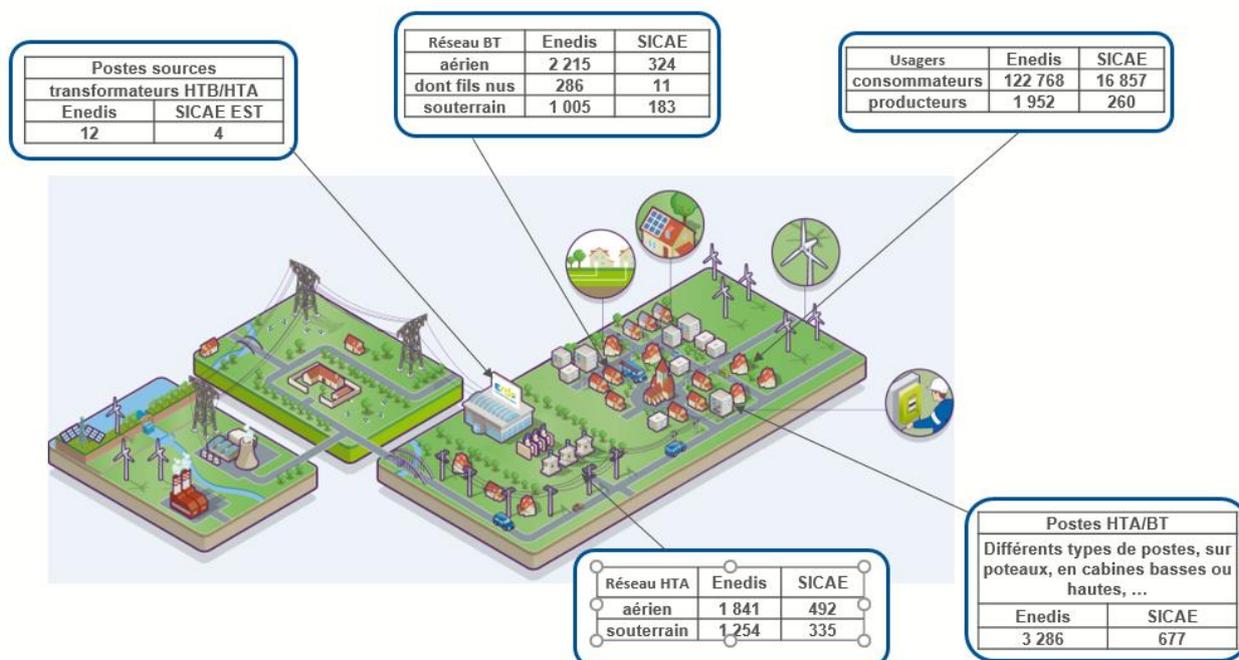


La carte ci-contre représente le territoire de chacun des 2 concessionnaires ainsi que les communes dites "urbaines" qui sont toutes desservies en électricité par ERDF

- SICAE EST - rural uniquement
- ERDF - régime urbain
- ERDF - régime rural

Les ouvrages du SIED 70 sur les zones d'intervention des 2 distributeurs d'électricité

Fin 2017, le patrimoine géré par chacun des 2 distributeurs d'électricité dans le département était le suivant :



Définitions :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV (20 kV essentiellement).

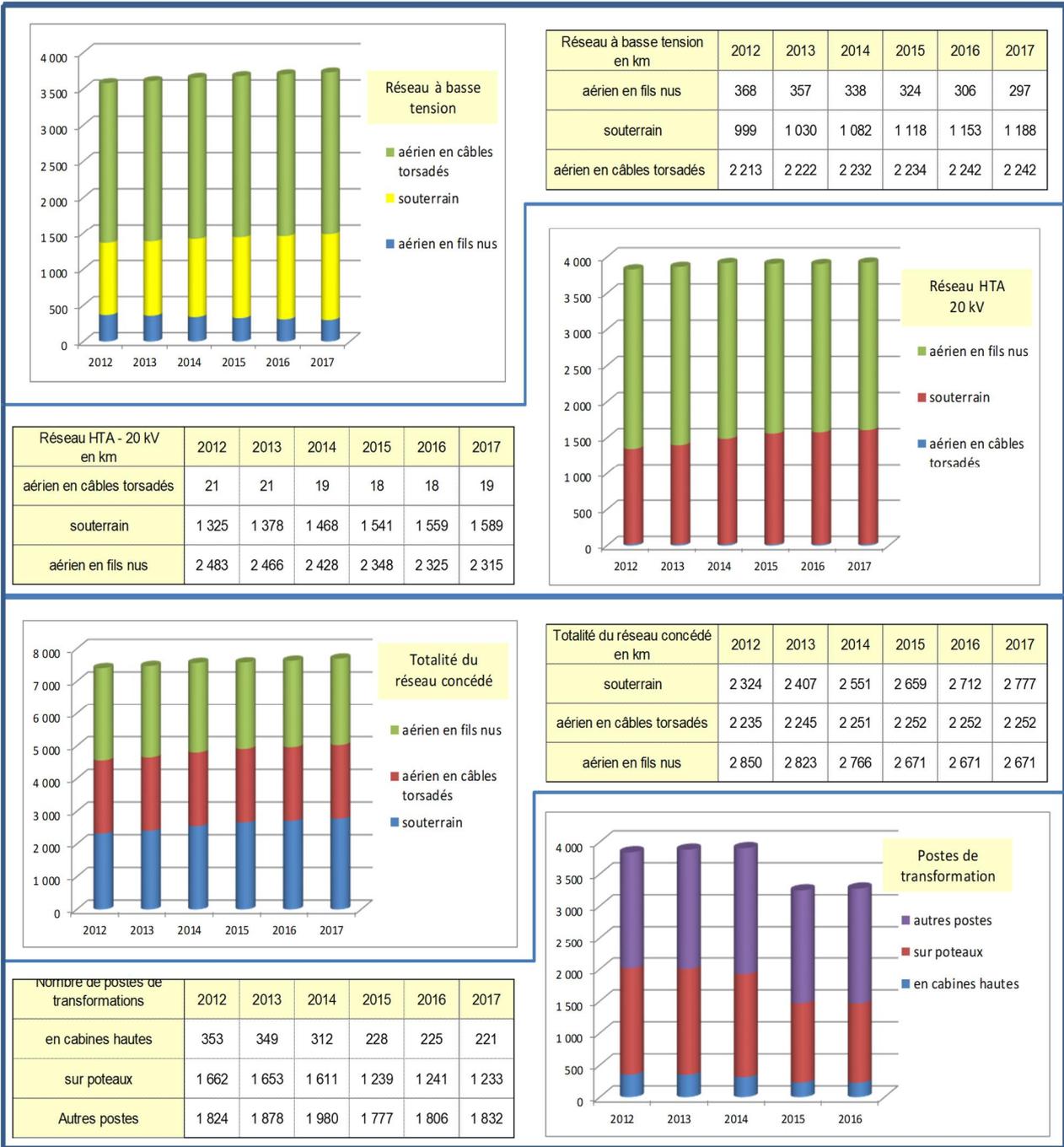
La composition du réseau syndical d'électricité était au 31 décembre 2017 pour chacune des 2 concessions, celle détaillée sur le tableau ci-après qui précise l'évolution de chacune des 2 concessions depuis que le SIED 70 regroupe l'ensemble des communes de Haute-Saône :

Distributeur		SICAE EST						Enedis					
Année de référence		2013	2014	2015	2016	2017	Evolution 17/16	2013	2014	2015	2016	2017	Evolution 17/16
Population de la concession (31/12)		25 547	25 592	25 538	25 428	25 343	-0,3%	214 148	214 158	213 418	213 768	212 363	-0,7%
Nombre d'usagers de la concession (31/12)		16 656	16 659	16 618	17 048	16 857	-1,1%	120 697	121 168	121 709	122 383	122 768	0,3%
Réseau à basse tension (en km)	fils nus	18,4	16,4	14,0	11,0	11,0	0,0%	338,3	329,1	310,0	295,2	285,5	-3,3%
	câbles isolés	315,9	314,9	314,0	315,0	313,0	-0,6%	1 908,5	1 916,9	1 919,6	1 927,2	1 929,6	0,1%
	réseaux souterrains	130,0	155,5	169,0	174,0	183,0	5,2%	899,4	926,7	949,4	978,5	1 005,0	2,7%
	Total	464,3	486,8	497,0	500,0	507,0	1,4%	3 146,2	3 172,7	3 179,1	3 201,0	3 220,2	0,6%
Réseau à haute tension de catégorie A (en km)	aérien	523,0	516,0	508,0	490,0	492,0	0,4%	1 919,9	1 881,0	1 852,4	1 853,4	1 841,2	-0,7%
	souterrain	284,0	307,8	315,0	326,0	335,0	2,8%	1 121,4	1 160,6	1 217,6	1 233,1	1 254,0	1,7%
	Total	807,0	823,8	823,0	816,0	827,0	1,3%	3 041,3	3 041,6	3 070,0	3 086,5	3 095,2	0,3%
Nombre de postes de transformation	sur poteau	375	359	353	345	340	-1,4%	1 278	1 253	1 239,0	1 242,0	1 233,0	-0,7%
	en cabine haute	85	68	58	55	51	-7,3%	254	244	228,0	225,0	221,0	-1,8%
	en cabine basse	208	248	271	286	286	0,0%	1 670	1 732	1 777,0	1 806,0	1 832,0	1,4%
	Total	668	675	682	686	677	-1,3%	3 202	3 229	3 244,0	3 273,0	3 286,0	0,4%

Au total, le réseau à basse tension présente un taux d'enfouissement de 31,87% contre 45% pour le réseau national*. Pour la HTA les mêmes valeurs sont respectivement de 40,51 et 49. Ces taux sont en constante augmentation.

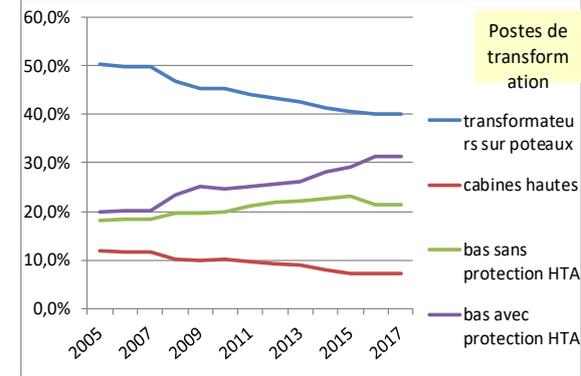
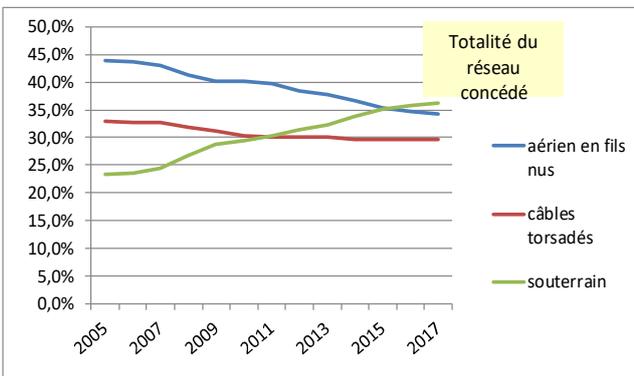
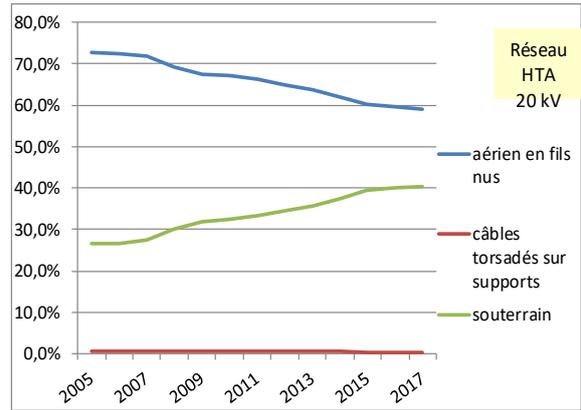
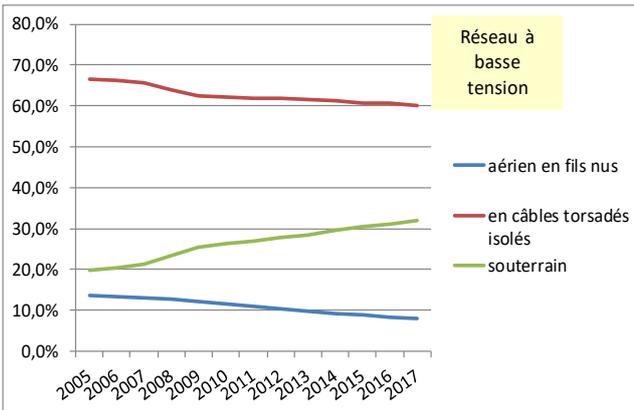
*Données Enedis 2017 disponibles sur <https://www.enedis.fr/donnees-relatives-aux-lignes-et-aux-postes>

On trouvera ci-dessous l'évolution du réseau couvrant la totalité des communes du département de 2012 à 2017 :



Présentée en valeurs relatives, ci-après cette même évolution sur le territoire du syndicat devenu départemental en 2012 est la suivante :

Nature de l'ouvrage		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Réseau à basse tension	aérien en fils nus	12,8%	12,3%	11,4%	11,1%	10,3%	9,9%	9,3%	8,8%	8,3%	8,0%
	en câbles torsadés isolés	63,8%	62,3%	62,2%	61,9%	61,8%	61,6%	61,1%	60,8%	60,6%	60,2%
	souterrain	23,5%	25,5%	26,3%	27,0%	27,9%	28,5%	29,6%	30,4%	31,1%	31,9%
Réseau à haute tension A	aérien en fils nus	69,2%	67,4%	67,1%	66,2%	64,8%	63,8%	62,0%	60,1%	59,6%	59,0%
	câbles torsadés sur supports	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,5%
	souterrain	30,2%	32,0%	32,3%	33,2%	34,6%	35,7%	37,5%	39,4%	40,0%	40,5%
Total réseau concédé	aérien en fils nus	41,3%	40,1%	40,2%	39,6%	38,5%	37,8%	36,6%	35,2%	34,6%	34,1%
	câbles torsadés	31,8%	31,1%	30,4%	30,1%	30,2%	30,0%	29,7%	29,7%	29,7%	29,6%
	souterrain	26,9%	28,8%	29,4%	30,2%	31,4%	32,2%	33,7%	35,1%	35,7%	36,3%
Postes de transformation	transformateurs sur poteaux	46,6%	45,3%	45,3%	44,1%	43,3%	42,6%	41,3%	40,5%	40,1%	40,1%
	cabines hautes	10,2%	9,9%	10,1%	9,6%	9,2%	9,0%	8,0%	7,3%	7,1%	7,1%
	bas sans protection HTA	19,7%	19,7%	19,9%	21,2%	21,9%	22,2%	22,7%	23,2%	21,5%	21,5%
	bas avec protection HTA	23,5%	25,1%	24,7%	25,1%	25,6%	26,2%	28,0%	29,0%	31,3%	31,3%



La consommation d'électricité

Pour chacune des 2 concessions du SIED 70, on trouvera ci-dessous un tableau précisant pour chacune des 3 catégories de la tarification, le nombre d'usagers alimentés et leur consommation.

Tarifs	Nombre			Consommation en MWh			Consommation moyenne d'un usager		
	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL
Bleu : =<36Kva	121 431	16 743	138 174	653 822	86 691	740 513	5,38	5,18	5,36
>36Kva	954	81	1 035	111 259	9 879	121 138	116,62	121,96	117,04
HTA : poste privé	383	33	416	520 412	40 809	561 221	1 358,78	1 236,64	1 349,09

On notera la suppression des tarifs réglementés supérieurs à 36kVA au 31 décembre 2015 en application de la loi du 7 décembre 2010 sur la « Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité », dite Loi NOME reprise dans le Code de l'Énergie (L 337-9 du Code de l'Énergie).

La production d'électricité

Au 31 décembre 2017, le département de la Haute-Saône comptait 2212 producteurs d'électricité, en augmentation de 7.38 % par rapport à 2016.

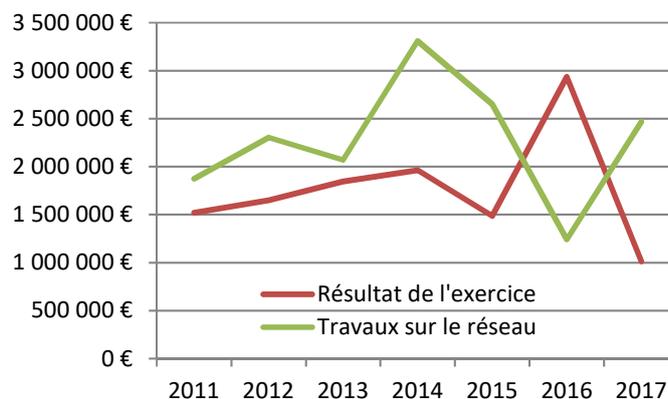
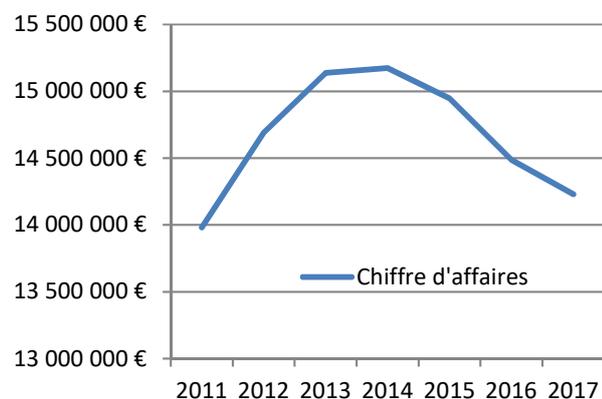
Parmi ces sites de production, au 31/12/2017, aucune électricité générée n'était d'origine éolienne sur ce territoire.

SICAE EST

Ci-dessous l'évolution des chiffres clés de SICAE EST avec sa représentation graphique :

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Chiffre d'affaires	13 981 047 €	14 690 487 €	15 138 048 €	15 174 232 €	14 948 116 €	14 487 170 €	14 230 479 €
Résultat de l'exercice	1 520 363 €	1 649 758 €	1 846 590 €	1 963 908 €	1 484 044 €	2 936 240 €	1 013 072 €
Travaux sur le réseau*	1 873 469 €	2 302 827 €	2 071 086 €	3 308 530 €	2 650 916 €	1 241 766 €	2 469 071 €

*sur la Haute-Saône uniquement



Éléments financiers de la concession de 2012 à 2017

Le résultat 2017 au niveau de la concession, selon les chiffres ci-dessous est positif de 1 025 k€ pour un total produit de 54 116 k€, en légère diminution par rapport à 2016. Les tableaux ci-dessous ainsi que les notes d'explication sont extraits des comptes rendus d'activité d'ERDF(Enedis) :

Produits détaillés (en k€)	Cf note	2012	2013	2014	Pro forma 2014	2015	2016	2017
		Recettes d'acheminement	1	41 975	42 418	41 463	41 431	42 114
dont clients HTA		9 188	9 023	9 353	9 148	9 040	9 553	9 610
dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		29 960	31 705	28 052	28 360	28 758	29 016	30 044
dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA		3 912	3 982	4 344	4 193	4 277	4 506	4 681
dont autres		-1 086	-2 292	-286	-269	39	397	203
Recettes de raccordements et prestations		3 336	3 668	1 705	1 693	1 797	1 704	1 726
dont raccordements	2	2 734	3 053	1 086	1 084	1 189	1 119	1 177
dont prestations	3	602	615	619	608	608	585	549
Autres recettes	4	1 349	1 366	1 329	1 135	1 227	1 184	1 001
Chiffre d'affaires net		46 660	47 451	44 497	44 259	45 138	46 360	47 264
Autres produits		5 809	6 732	6 512	6 975	7 778	8 091	6 852
Production stockée et immobilisée	5	3 713	4 429	3 963	3 998	4 365	3 950	4 243
Reprises sur amortissements et provisions	6	1 700	1 919	2 045	2 278	2 901	3 396	2 180
Autres produits divers	7	396	385	505	699	513	745	430
Total des produits		52 469	54 184	51 010	51 234	52 916	54 451	54 116

Charges détaillées (en k€)	2012	2013	2014	Pro forma 2014	2015	2016	2017	
	Consommation de l'exercice en provenance des tiers	28 360	27 855	26 856	26 289	27 234	25 775	26 814
Accès réseau amont	8	12 317	12 317	12 466	11 799	13 631	14 125	
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	9	5 773	5 201	4 605	4 260	3 740	3 574	
Redevance de concession	10	1 403	1 163	893	1 275	1 107	1 117	
Autres consommations externes	11	8 867	9 173	8 891	8 956	9 189	7 998	
Impôts, taxes et versements assimilés	2 020	2 091	2 054	2 025	2 063	2 237	1 978	
Contribution au Facé	12	805	809	812	807	813	710	
Autres impôts et taxes	13	1 214	1 282	1 242	1 255	1 424	1 268	
Charges de personnel	14	9 768	10 730	10 783	10 172	10 350	9 501	
Dotations d'exploitation	9 768	10 611	11 171	11 545	10 637	11 950	10 933	
Dotation aux amortissements DP	15	5 113	5 358	6 141	5 985	5 720	5 892	
Dotation aux provisions DP	16	1 544	1 373	1 084	1 085	1 033	837	
Autres dotations d'exploitation	17	3 111	3 880	3 946	4 475	3 883	4 008	
Autres charges	18	965	1 006	1 192	1 292	1 462	1 356	
Charges centrales	19	1 657	1 682	1 898	1 811	2 608	2 509	
Total des charges		52 846	53 976	53 954	53 134	54 141	53 835	53 091

Contribution à l'équilibre (en k€)	2012	2013	2014	Pro forma 2014	2015	2016	2016
	Montant	5 125	4 563	6 585	5 537	5 699	4 338

Total des produits – Total des charges (en k€)	2012	2013	2014	Pro	2015	2016	2016
	Montant (y compris contribution à l'équilibre)	4 748	4 771	3 641	3 637	4 474	4 955

Note 1 - RECETTES D'ACHEMINEMENT

Les recettes d'acheminement dépendent du niveau du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE) et du volume d'énergie acheminée. Le tarif d'acheminement est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de façon à couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation).

Les recettes d'acheminement, localisées à plus de 99%, comprennent :

- l'acheminement livré, relevé et facturé sur l'exercice 2017 aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente et aux clients ayant exercé leur éligibilité,
- la variation de l'acheminement livré, relevé et non facturé sur l'exercice 2017, entre la clôture de l'exercice 2017 et celle de l'exercice 2016 (variation positive ou négative) ;
- la variation de l'acheminement livré, non relevé et non facturé entre les dates de clôture de l'exercice et de l'exercice précédent (variation positive ou négative) ;

Les recettes d'acheminement indiquées sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation d'Enedis. La présentation des recettes d'acheminement dans le CRAC est faite selon la segmentation suivante : clients BT < 36 kVA ; clients BT > 36 kVA ; clients HTA.

Note 2 - RECETTES DE RACCORDEMENTS

Les informations disponibles dans les systèmes d'information de facturation permettent de restituer, par concession, les recettes de raccordement.

Note 3 - RECETTES DE PRESTATIONS

Ces montants correspondent aux différents éléments du catalogue de prestations d'Enedis. Les recettes des prestations sont restituées directement au périmètre de la concession.

Note 4 - AUTRES RECETTES

Les autres recettes correspondent aux montants comptabilisés par chaque DR dans le cadre de l'exécution de prestations annexes : prestations dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF, modifications d'ouvrages, études diverses ainsi qu'une quote-part de ces mêmes recettes, lorsqu'elles sont mutualisées au niveau interrégional ou national. Cette quote-part est affectée à chaque DR au prorata de ses activités.

Les autres recettes sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la Direction interrégionale (DIR) concernée).

Note 5 - PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE

La production stockée et immobilisée correspond aux éléments de charges internes (matériel, main-d'œuvre ...) concourant à la création des immobilisations et des stocks au cours d'un exercice donné. *NB : les charges externes (études et prestations intellectuelles, travaux, fournitures et matériel), affectées directement aux investissements de la concession, sont enregistrées au bilan sans transiter par le compte de résultat.*

La production stockée et immobilisée correspondant à des investissements localisables au niveau de la concession lui est affectée directement. Lorsque les investissements sont mutualisés à un niveau interrégional ou national (comme par exemple, les investissements dans les systèmes d'information), la production stockée et immobilisée correspondante est affectée à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 prenant en compte la DR concernée (auparavant : la DIR) pour la part non directement affectable à la concession.

Note 6 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

Ce poste est constitué : des reprises d'amortissements de financements du concédant, d'autres reprises d'amortissements, des reprises de provision pour renouvellement (PR), d'autres types de provisions (principalement des reprises de provisions sur les charges de personnel (avantages au personnel, abondement : les charges correspondantes sont enregistrées dans la rubrique « charges de personnel »), des reprises de provisions sur risques et litiges).

Les reprises d'amortissements de financements du concédant et reprises de PR sont essentiellement localisées par concession. Les autres produits sont affectés à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 7 - AUTRES PRODUITS DIVERS

Les autres produits divers sont principalement constitués des remboursements divers effectués par des tiers (notamment les indemnités d'assurance).

Ces produits sont affectés à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 8 - ACCÈS RÉSEAU AMONT

Ce montant concerne l'exécution du contrat d'accès au réseau de transport géré par RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Les droits acquittés par Enedis pour l'accès à ce réseau sont établis à partir des flux transitant aux différents points d'injection sur le réseau public de distribution d'électricité (postes-sources). La facturation est effectuée conformément au tarif d'acheminement en vigueur et des choix de souscription effectués par la DR concernée.

Les charges de souscription d'accès au réseau de transport sont réparties au prorata de la consommation des clients sur le territoire de la concession au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 9 - ACHATS D'ÉNERGIE POUR COUVRIR LES PERTES SUR LE RÉSEAU

Les pertes sur le réseau représentent l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau public de distribution d'électricité et l'énergie consommée par les utilisateurs finaux. On distingue généralement deux types de pertes : les pertes techniques (effet Joule généré par le transit d'électricité sur le réseau) et les pertes non techniques (énergie consommée mais non mesurée dans l'ensemble des dispositifs de comptage).

Enedis est tenue réglementairement d'acheter cette énergie. Cette activité d'achat, nécessitant un accès aux marchés de l'électricité, est centralisée au niveau national.

Les achats d'énergie pour couvrir les pertes sont affectés à chaque DR en fonction de sa part d'accès au réseau amont, puis à la concession au prorata de la consommation qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 10 - REDEVANCES DE CONCESSION

Dans cette rubrique figurent les montants des parts R1 et R2 de la redevance annuelle de concession, effectivement versés au cours de l'année. Cette information est directement enregistrée à la maille de la concession.

Note 11 - AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les autres consommations externes font l'objet d'une présentation détaillée en 6 sous-rubriques (non reproduites dans le présent document):

- les **achats de matériel** sont effectués par la DR en fonction des besoins d'exploitation et d'investissement du réseau. La part relative aux investissements est affectée directement à la concession. La part relative à l'exploitation est affectée au prorata du nombre de kilomètres réseau de la concession au sein de la DR. La part relative à la gestion clientèle est affectée au prorata du nombre de clients que représente la concession au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 (auparavant : affectation à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DIR) ;

- les **achats de travaux** sont désormais localisés en fonction de leur utilisation pour les besoins de la concession et peuvent donc être considérés comme natifs. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 (auparavant : répartition au prorata du nombre de clients que représentait la concession dans la DIR). *NB : dans le pro forma 2014, la localisation est partielle car le système de collecte a été mis en place en cours d'année 2014 ;*

- les **achats d'informatique et télécommunication** comprennent les achats locaux par la DR concernée de petits équipements de bureautique et téléphonie ainsi qu'une quote-part des contrats mutualisés au niveau national (infogérance, ...). Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée) ;

- les **achats tertiaires et de prestations** couvrent les besoins locaux de la DR concernée (locations de salles et de matériel, frais de transport, études techniques, travaux d'impressions...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée)

- les **achats relatifs aux bâtiments** concernent les besoins locaux de la DR concernée (locations de bureaux, frais de gardiennage et de nettoyage, ...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau interrégional ou national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée;

- les **autres achats** concernent, d'une part, divers postes relatifs aux besoins locaux de la DR concernée ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Ces éléments ont fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée). Les autres achats enregistrent, d'autre part, les Redevances d'Occupation du Domaine Public (RODP), qui sont affectées directement à la concession en fonction des RODP des communes la composant. Cette seconde part du poste n'a pas fait l'objet de changement de méthode d'affectation en 2015.

Lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Note 12 - CONTRIBUTION AU CAS FACÉ

Enedis contribue à hauteur de 94 % aux besoins de financement du « Compte d'Affectation Spéciale Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale » (CAS FACÉ).

La contribution due par Enedis pour le financement de ces aides aux collectivités pour l'électrification rurale est affectée à la concession sur la base des modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS FACÉ définies par l'article L. 2234-31 du CGCT, à savoir :

(Taux de contribution des GRD applicable aux kilowattheures distribués en BT dans les communes de moins de 2000 habitants x kilowattheures distribués dans les communes de moins de 2000 habitants en 2015) + (Taux de contribution des GRD applicable aux kilowattheures distribués en BT dans les communes de plus de 2000 habitants x kilowattheures distribués dans les communes de plus de 2000 habitants en 2015).

Note 13 - AUTRES IMPOTS ET TAXES

Il s'agit principalement des impôts directs suivants :

- Cotisation foncière des entreprises (CFE) : cette charge est affectée à la concession en fonction de la localisation des ouvrages concernés (dont notamment les locaux, terrains, postes sources, ...);
- Imposition forfaitaire des entreprises de réseau (IFER) : cette charge est affectée à la concession en fonction de la localisation des transformateurs concernés (changement de méthode d'affectation en 2015 ; auparavant répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DIR) ;
- Taxes foncières sur les propriétés bâties et non bâties (TF) : ces charges sont affectées à la concession en fonction de la localisation des ouvrages concernés (dont notamment les bâtiments, terrains, postes-sources, ...);
- Contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) : cette charge nationale est affectée à la concession au prorata de son chiffre d'affaires, rapporté au chiffre d'affaires national (changement de méthode d'affectation en 2015 ; auparavant répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DIR concernée).

Cette rubrique comprend également tous les autres impôts et taxes divers (contribution au Fonds de Péréquation de l'Électricité, droits d'enregistrement, timbres fiscaux, ...), répartis au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DR concernée.

Ne figurent dans cette rubrique ni l'impôt sur les sociétés, ni les taxes dont Enedis n'est que percepteur et qui n'apparaissent donc pas en charges (exemple : TVA).

Note 14 - CHARGES DE PERSONNEL

Les charges de personnel comprennent principalement les salaires et les charges patronales associées. Cette masse salariale est relative aux agents travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau), à ceux chargés des relations avec les usagers (activités de comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation et raccordement) et au personnel en charge des activités « support » (gestion et administration).

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'ERDF sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de main-d'oeuvre imputés sur les affaires identifiables sur le périmètre de la concession ;
- les charges de personnel relatives à l'activité clientèle (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre d'usagers qu'elle représente au sein de la DR ;
- les charges de personnel relatives à l'activité réseau (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre de kilomètres de réseau qu'elle représente par rapport au nombre de kilomètres de réseau du territoire couvert par la DR ;

Lorsque les charges de ces différentes rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée)

Note 15 - DOTATION AUX AMORTISSEMENTS DP

Les dotations aux amortissements DP (distribution publique d'électricité) couvrent l'amortissement des financements du concessionnaire et du concédant.

Les dotations aux amortissements DP sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque concession.

Note 16 - DOTATION AUX PROVISIONS DP

La provision pour renouvellement est enregistrée sur les seuls ouvrages renouvelables avant la fin de la concession et pour lesquels Enedis assure la maîtrise d'ouvrage du renouvellement. Elle est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à l'identique.

Les dotations aux provisions DP sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque concession.

Note 17 - AUTRES DOTATIONS D'EXPLOITATION

Cette rubrique comprend les :

- dotations aux provisions pour charges liées aux pensions et obligations assimilées,
- dotations aux autres provisions pour charges,
- dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles et biens propres,
- dotations aux provisions pour risques et litiges.

Cette rubrique est répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DR.

Cette rubrique fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR (auparavant : la DIR).

Note 18 - AUTRES CHARGES

Ce poste comprend la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut. Les montants ainsi concernés sont affectés directement à la concession. Cet élément a constitué un changement de méthode d'affectation en 2015 (auparavant : répartition selon le nombre de clients que représente la concession au sein de la DIR concernée).

Ce poste comprend également les charges sur créances clients devenues irrécouvrables ainsi que divers éléments non systématiquement récurrents. Ces éléments sont répartis selon le nombre de clients de la concession au sein de la DR concernée (changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Note 19 - CHARGES CENTRALES

Elles représentent la somme des différentes charges constatées au niveau des services centraux d'Enedis (cf. notes 11, 14 et 18).

Note 20 - DIFFÉRENCE ENTRE LE TOTAL DES PRODUITS ET LE TOTAL DES CHARGES

L'autorité concédante dispose dans le CRAC des éléments financiers d'exploitation reflétant le plus fidèlement l'activité d'exploitation et de développement des réseaux de distribution publique d'électricité sur sa concession. Pour les raisons mentionnées précédemment, ces éléments financiers ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local.

Il s'ensuit que la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils lui soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'Enedis au périmètre de la concession. En particulier, le tarif d'acheminement de l'électricité étant unique sur l'ensemble du territoire du fait de la péréquation tarifaire, les recettes d'Enedis sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Valeur des ouvrages de la concession Enedis

Ci-dessous un tableau présentant la valeur de remplacement des ouvrages concédés à Enedis.

Cette valeur de remplacement représente l'estimation, au 31 décembre, du coût de remplacement d'un réseau à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Valeur de remplacement des ouvrages (en milliers d'euros)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Canalisations HTA	122 173	127 116	130 471	133 251	135 664	137 498
Dont aérien	50 890	51 068	50 953	50 276	51 035	50 991
Dont souterrain	71 284	76 048	79 518	82 974	84 629	86 507
Canalisations BT	111 634	115 810	118 372	120 533	123 627	126 200
Dont aérien	54 934	55 703	55 924	55 798	55 720	55 746
Dont souterrain	56 700	60 107	62 448	64 736	67 907	70 454
Postes HTA/BT	28 914	29 939	31 093	31 192	31 807	32 150
Compteurs Linky						66
Autres biens localisés	3 767	4 191	4 064	4 514	4 954	4 919
Branchements	68 607	69 969	68 321	69 218	70 262	71 000
Comptages	12 581	12 555	11 979	10 816	10 503	10 018
Transformateurs HTA/BT	9 888	9 942	9 759	12 862	13 228	13 444
Autres biens non localisés	732	726	745	740	744	479
Total des biens concédés	358 296	370 247	374 804	383 127	390 789	395 774

Ces valeurs sont appréciées à partir des coûts réels ou estimés des travaux et il est important que ces montants soient le plus précis possible. Pour ce qui concerne ses travaux, le SIED 70 transmet à Enedis - pour chaque opération - une fiche appelée VRG (valorisation des remises gratuites) qui récapitule la nature des travaux réalisés et leur coût.

L'âge des ouvrages

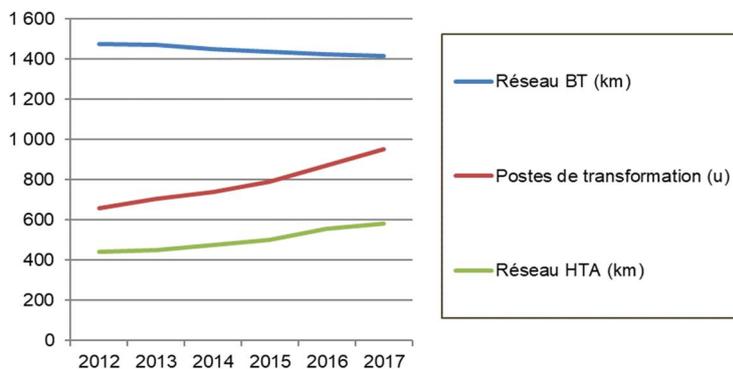
Depuis 2011, Enedis a augmenté les durées d'amortissement des ouvrages qui étaient en 2014 les suivantes :

Nature de l'ouvrage	Durée d'amortissement
Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	50 ans
Postes de transformation	40 ans
Branchements	40 ans

En théorie, un bien est amorti sur sa durée de vie ou d'utilisation effective par Enedis qui a en charge le renouvellement des ouvrages.

Le tableau ci-dessous montre l'accroissement des quantités d'ouvrages amortis en HTA et pour les postes de transformation et la baisse de ces chiffres pour les réseaux à basse tension.

	Réseau HTA (km)						Réseau BT (km)						Postes de transformation (u)					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017
< 10 ans	388	377	379	422	422	416	463	450	438	430	422	411	555	566	603	609	600	571
≥ 10 ans et < 20 ans	572	562	504	483	425	382	532	528	512	506	493	511	576	560	516	498	490	487
≥ 20 ans et < 30 ans	584	556	612	587	599	600	440	475	512	529	566	502	593	593	617	629	619	620
≥ 30 ans et < 40 ans	616	655	597	595	611	631	141	154	173	193	205	284	783	777	754	717	694	657
≥ 40 ans et < 50 ans	407	443	474	485	473	486	72	70	80	87	93	99	400	420	440	485	531	580
≥ 50 ans et < 60 ans	391	389	412	394	428	422	70	67	66	62	56	55	164	175	183	178	195	218
≥ 60 ans et < 70 ans	49	60	62	105	118	147	1 402	1 402	1 384	1 373	43	49	94	111	116	128	82	93
≥ 70 ans et < 80 ans	/	/	/	/	11	11	/	/	/	/	1 322	1 310	/	/	/	/	61	60
Totaux	3 009	3 041	3 040	3 070	3 087	3 095	3 120	3 146	3 165	3 180	3 200	3 220	3 165	3 202	3 229	3 244	3 272	3 286
Ouvrages amortis	440	448	474	499	557	580	1 473	1 469	1 450	1 435	1 421	1 414	658	706	739	791	869	951
% ouvrages amortis	14,6%	14,7%	15,6%	16,2%	18,0%	18,7%	47,2%	46,7%	45,8%	45,1%	44,4%	43,9%	20,8%	22,0%	22,9%	24,4%	26,6%	28,9%



L'histogramme ci-contre montre l'augmentation de la durée de vie des postes de transformation et des réseaux HTA.

Pour ce qui concerne la BT, grâce aux différents travaux du SIED 70 :

- sécurisations des fils nus,
 - renforcements,
 - aménagements esthétiques,
- les ouvrages de plus de 50 ans diminuent.

L'électricité acheminée par Enedis et le tarif réglementé de vente

L'année 2017 est la seconde année tenant compte des tarifs réglementés sur leur nouveau périmètre à savoir : les sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Les usagers de l'électricité souscrivant à des tarifs réglementés représentaient en 2017, 83.5 % des sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Au global, le tarif réglementé ne représente plus que 43 % de l'énergie acheminée par le réseau (contre 67.2% en 2015).

On trouvera ci-dessous l'évolution depuis 2012 du nombre de branchements en service bénéficiant d'un tarif réglementé de vente de l'électricité avec sur la colonne de droite le nombre de branchement vu par Enedis en charge de la distribution

Nombre de points de livraison actifs	Tarifs réglementés de vente : EDF							Total acheminement par Enedis
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016	2017 Enedis
TOTAL Bleu	111 502	111 304	110 322	108 723	105 889	102 459	-3,2%	121 431
Jaune	811	827	822	398				954
Vert	359	357	333	132				383
TOTAL (Bleu+Jaune+ Vert)	112 672	112 488	111 477	109 253				122 768

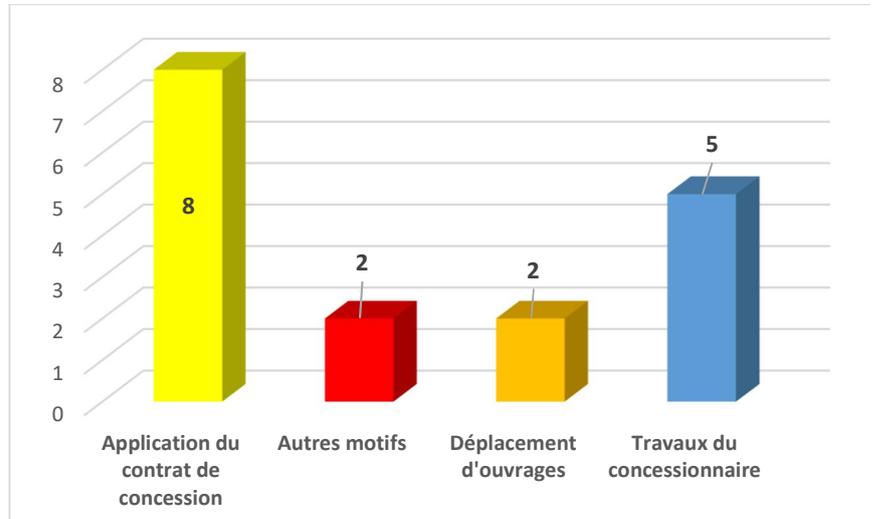
Le tableau ci-dessous représente les consommations correspondant aux quantités ci-dessus indiquées :

Consommations (en GWh)	Tarifs réglementés de vente : EDF							Total acheminement par Enedis
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2017/2016	2017 Enedis
TOTAL Bleu	649,12	643,13	583,52	576,39	568,18	549,93	-3,2%	654
Jaune	96,93	98,71	95,05	81,77				111
Vert	250,24	256,58	245,86	182,10				520
TOTAL (Bleu+Jaune+ Vert)	996,29	998,42	924,43	840,27				1 285

1 GWh (gigawattheure) = 1 000 000 kWh

Les interventions du SIED 70 auprès des gestionnaires du réseau

On trouvera en annexe 1 au présent rapport, la liste des 17 dossiers dits de "contrôle" pour lesquels le SIED 70 est intervenu au cours de l'année 2017 auprès d'Enedis ou de SICAE EST. Ces dossiers peuvent avoir comme origine, d'une part, des remarques d'élus ou de particuliers et, d'autre part, des constatations des agents du SIED 70. Ces dossiers sont répertoriés en 8 catégories. Ces catégories et le nombre des dossiers traités en 2017 sont indiqués sur le diagramme ci-contre



La qualité comparée de l'électricité sur les territoires concedés aux 2 distributeurs d'électricité

Les coupures

Les usagers de l'électricité, tant à la ville qu'à la campagne, sont de plus en plus sensibles à la qualité de l'électricité qui se caractérise principalement par 2 grandeurs :

- La tension,
- Les coupures.

L'insuffisance de la tension de l'électricité conduit généralement à des difficultés pour l'allumage des tubes d'éclairage fluorescent et le fonctionnement des récepteurs de télévision, à l'impossibilité de se servir de certains appareils électroménagers ou professionnels en période de pointe des consommations, et dans les cas plus graves à ce que des moteurs soient fréquemment « grillés ». Les surtensions sont ressenties principalement par les usagers situés à proximité des postes de transformation et conduisent notamment à ce que les lampes grillent fréquemment. Les coupures¹ constatées par les usagers sont classées en **3 catégories** :

- **Les microcoupures (<1s)** : Pratiquement invisibles à l'œil, elles dérèglent les horloges qui ne disposent pas de batteries associées, entraînent des pertes de fichiers informatiques en cours d'élaboration ou bien encore font déclencher les protections d'alimentation de certains matériels électriques;
- **Les coupures brèves (>1s et <5mn)**;
- **Les coupures longues (>5mn)**.

La qualité de la fourniture est déterminée par un critère B, calculé en additionnant toutes les coupures pour travaux et incidents pour les clients BT, selon la formule : $B = \sum (N_i \times T_i) / N$

¹ La définition de la coupure selon le glossaire figurant sur le site internet d'ERDF est la suivante : Il y a coupure lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées sont simultanément inférieures à 10% de la tension contractuelle U_c pendant une durée supérieure ou égale à 1 seconde, en amont du point de livraison.

où

N = nombre de clients en basse tension

N_i = nombre de clients coupés lors d'une coupure _i

T_i = temps de la coupure _i en mn

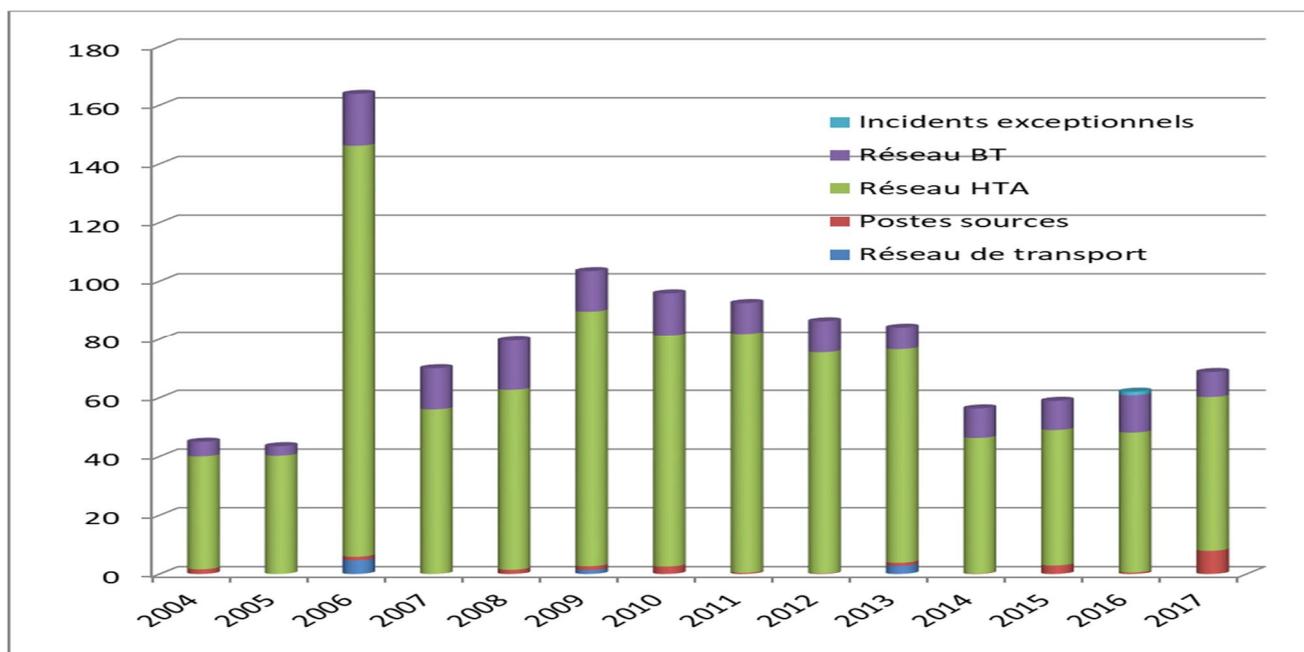
On trouvera ci-dessous un tableau précisant l'évolution de ce critère B depuis 2004 pour Enedis :

Critère B Total toutes causes confondues	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Durée moyenne de coupure basse tension par usager	45,0	43,4	163,9	70,0	79,5	103,3	95,8	92,5	86,3	84,1	56,3	59,6	62,0	69,4
dont HTB	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,2	0,0	0,0
dont PS	1,6	0,0	1,2	0,0	1,4	1,3	2,6	0,4	0,2	1,0	0,2	2,9	0,5	7,9
dont HTA	38,4	40,2	140,3	56,0	61,2	86,9	78,8	81,5	75,3	72,7	46,1	48,0	47,6	52,3
dont BT	5,0	3,2	17,7	14,0	16,9	13,8	14,4	10,6	10,8	7,6	10,0	8,0	12,7	8,5
CRITERE B Incidents	44,5	41,7	158,1	59,0	54,0	72,6	80,8	77,2	70,1	61,8	36,4	34,2	38,1	57,8
dont incident HTB	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,2	0,0	0,0
dont incident PS	1,6	0,0	1,2	0,0	1,4	1,3	2,6	0,4	0,2	1,0	0,2	2,9	0,5	7,9
dont incident HTA	38,4	38,6	138,2	54,0	48,7	64,0	66,4	68,6	62,4	52,2	30,5	26,7	30,4	45,0
dont incident BT	4,5	3,1	14,0	5,0	3,9	6,0	11,8	8,2	7,5	5,8	5,7	4,6	7,2	4,9
CRITERE B Travaux	0,5	1,7	5,8	11,0	25,5	25,5	15,0	15,3	16,2	22,2	19,9	24,7	22,7	10,9
dont travaux HTB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dont travaux PS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dont travaux HTA	0,0	1,6	2,1	2,0	12,5	12,5	12,4	12,9	12,9	20,5	15,6	21,3	17,2	7,3
dont travaux BT	0,5	0,1	3,7	9,0	13,0	13,0	2,6	2,4	3,3	1,7	4,3	3,4	5,5	3,6
Incidents exceptionnels*												0,5	1,2	0,7

*Conformément à la décision de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12/12/2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels «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 finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors événements exceptionnels (critère B HIX)

Pour Enedis, le temps moyen de coupure a augmenté en 2017 par rapport à 2016 (+ 7,4 mn). Cette dégradation s'explique par de forts événements venteux survenus sur le réseau HTA (+ 14.6 mn) et les postes sources (+ 7.4 mn), que ne compense pas le gain observé sur les travaux (-12 mn).

Ci-après la représentation des origines des coupures constatées par les usagers. C'est sur les lignes à haute tension 20kV souvent aériennes que la baisse est la plus importante.



La comparaison des valeurs fournies par les 2 gestionnaires du réseau du département donne les résultats ci-après

Année d'observation	B incident HTB		B incident HTA		B incident BT		B travaux		B Exceptionnel		B RTE		B Toutes causes	
	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE
2007	0,2	0	53,8	34,1	4,6	1,5	11,7	13,8	0	0	0	0	70,3	49,4
2008	1,4	12	50,7	35	4	0	25,7	12	0	0	0	0	81,7	59
2009	1,3	3,1	64	8,9	6	0	30,8	22,2	0	0	1,3	0	103,4	34,2
2010	2,6	0	66,4	15,1	11,8	0,4	14,9	32,4	0	7,6	0	0	95,8	55,5
2011	0,36	0	68,58	NS	8,19	26,4	15,27	49,1	0	0	0,06	0	92,45	75,5
2012	0,17	0	62,41	22,2	7,54	1	16,12	66,6	0	0	0,02	0	86,26	67,6
2013	1,02	6,6	52,2	14	5,82	0,8	22,27	29	0	0	2,78	0	84,08	50,04
2014	0,16	0	30,5	16,89	5,72	0,82	19,93	31,27	0	0	0	0	56,31	48,98
2015	2,9	0	26,7	11,6	4,6	1,1	24,7	14,8	0,5	0	0,2	0	59,6	27,5
2016	0,5	9,15	30,4	4,93	7,2	2,29	22,7	16,03	1,2	0	0	0	62	32,4
2017	7,9	5,48	45	13,87	4,9	1,59	10,9	11,75	0,7	0	0	0	69,4	32,69

Les chutes de tension

En Basse Tension, un Client est dit « Mal Alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

La plage de variation admise est de + 10 % ou – 10 % par rapport à la tension nominale (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 volts et 253 volts en basse tension pour les branchements monophasés.

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique, qui compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

Selon cet outil informatique d'Enedis, le tableau ci-dessous représente l'évolution du nombre d'usagers mal alimentés depuis 2009 :

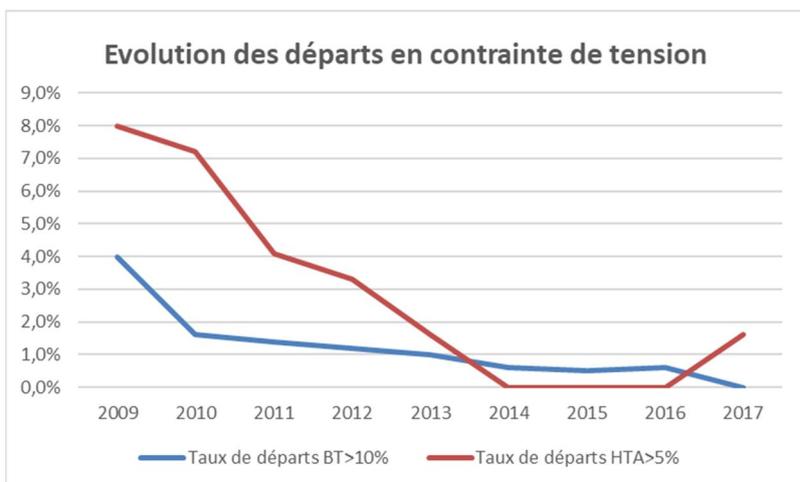
Clients mal alimentés par le réseau exploité par Enedis	Territoire du SIED 70									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Variation 2017 / 2016
Nombre de clients BT dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible	3170	1197	839	782	671	347	353	245	168	-31,40%
Taux de clients mal alimentés sur le territoire de la concession (en %)	2,90%	1,10%	0,70%	0,70%	0,60%	0,30%	0,30%	0,20%	0,10%	0,00%

La méthode de calcul statistique mise en place par Enedis a été validée par un arrêté (NOR : DEVR1411504A) du 16 septembre 2014.

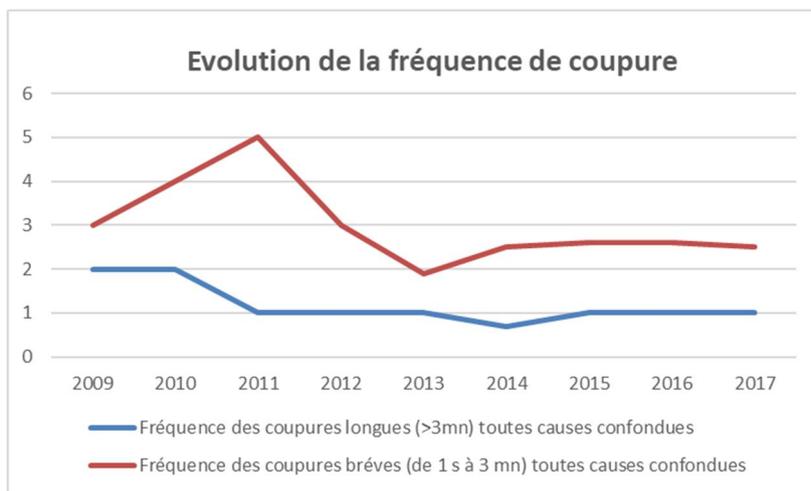
Sur le secteur concédé à Enedis :

Un départ BT est en **contrainte de tension** lorsqu'il comporte au moins un client pour lequel le niveau de tension à son point de livraison sort de la plage de variation admise par rapport à la tension nominale (+ 10 % ou – 10 %). Le taux de départs BT indiqué dans le graphique ci-dessus correspond au pourcentage de départs BT de la concession en contrainte de tension.

Il est également précisé le pourcentage de départs HTA desservant la concession pour lesquels il existe au moins un point de livraison HTA (poste HTA/BT ou client HTA) pour lequel la chute de tension est supérieure à 5 % de sa tension contractuelle.

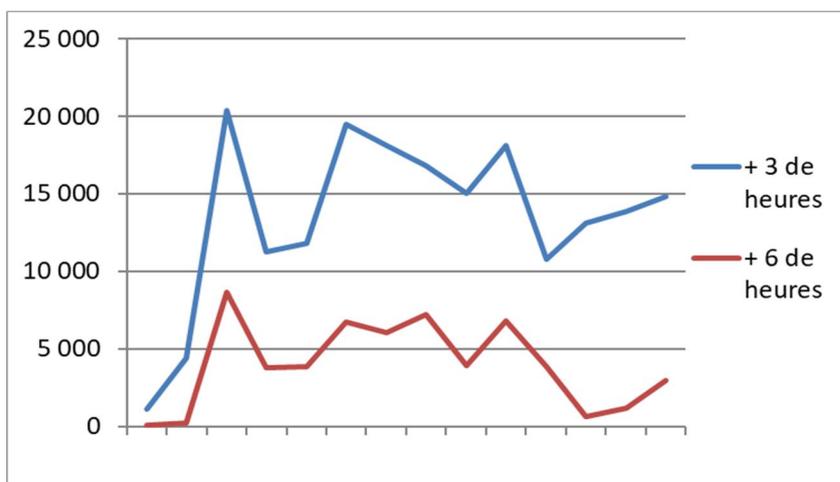


Les coupures de l'électricité



L'histogramme ci-contre montre l'évolution depuis 2004 du nombre d'utilisateurs d'Enedis subissant :

- a/ des coupures de plus de 3 h.
- b/ des coupures de plus de 6 h.



Les travaux réalisés en 2017 sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis et de SICAE EST

Les données d'Enedis

On trouvera ci-dessous les longueurs (en mètres) des réseaux réalisés par Enedis en 2017 comparées aux mêmes valeurs des années précédentes :

	HTA (20 kV) en mètres						BT en mètres					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Aérien nu	807	342	105	260	1 442	411	0	219	0	0	0	0
Souterrain	17 434	20 334	31 380	34 541	9 390	25 497	6 484	4 983	5 788	4 662	3 429	7 386
Aérien isolé	0	0	0	0	50	0	8 287	6 300	3 395	2 149	4 323	2 676
Totaux	18 241	20 676	31 485	34 801	10 882	25 908	14 771	11 502	9 183	6 811	7 752	10 062
dont extension	4 433	1 890	1 085	7 323	1 719	1 634	4 372	2 750	2 012	2 019	2 647	3 517
dont renforcement	7 250	15 386	26 580	22 568	5 345	16 706	2 206	1 495	2 067	974	476	775
dont renouvellement	6 558	3 400	3 820	4 910	3 818	7 568	8 193	7 257	5 104	3 818	4 629	5 770



Les travaux d'investissements réalisés par SICAE EST en 2017 sont les suivants :

Investissements 2017

Poste source RENAUCOURT	Passage en tout numérique et neutre compensé
Poste source JUSSEY	Reconditionnement des disjoncteurs départ HTA
VITREY / ANROSEY	Restructuration HTA départ ROSIERE : T 2
VALLEROIS LORIOZ	Zone d'élagage
RAY/SAONE	Rationalisation des postes HTA/BT
ECHENOZ LE SEC	Dépose PCH "Les Gambes"
CALMOUTIER	Dépose PCH "Les Ecarts"
CALMOUTIER	Rationalisation des postes HTA/BT
BLONDEFONTAINE	Zone d'élagage et rationalisation
VERNOIS sur M.	Remplacement PCH "MONUMENT 02" par H61

Autres travaux 2017

PUSEY	Alimentation HTA 20kV sout. centre SITA
PUSEY	Alimentation HTA 20kV sout. du circuit Karting
AUGICOURT	Raccordement panneaux photovoltaïque SAS AEBISCHER ENERGIES
VITREY SUR MANCE	Alimentation HTA 20kV sout. parc éolien 12MW au lieu-dit longue queue
GEVIGNEY – MERCEY	Déplacement d'un poteau pour la création d'un futur parking « rue Montgillard »
LA ROCHELLE	Alimentation 20kV sout. pour le producteur biogaz Vivieroche
LES PATEYS	Remplacement du poste cabine haute par un poste bas
MONT LE Vernois	Enfouissement du réseau BT alimentant la station de pompage

Le tableau suivant présente de manière synthétique les montants des travaux d'investissement réalisés par SICAE EST sur les réseaux depuis 2010 et montre une baisse de l'investissement du concessionnaire sur l'année 2016.

Ces données sont à la maille du département de la Haute-Saône.

Ouvrage du réseau	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Postes sources		182 460 €	528 607 €	884 652 €	651 700 €	1 189 366 €
Postes HTA/HTA, HTA/BT et accessoires	199 055 €	177 721 €	168 024 €	180 189 €	46 078 €	152 919 €
Transformateurs	37 897 €	92 142 €	58 965 €	37 830 €	4 995 €	28 090 €
Réseaux HTA & BT	1 865 126 €	1 371 053 €	2 259 864 €	1 052 064 €	146 254 €	564 493 €
Raccordements	186 450 €	156 839 €	164 561 €	188 143 €	184 491 €	312 122 €
TOTAL	2 288 528 €	1 980 215 €	3 180 021 €	2 342 878 €	1 033 518 €	2 246 990 €

Les coûts des prestations réalisées par Enedis et SICAE Est

En application de l'article 2 de l'arrêté du 28 août 2007 modifié, fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (aujourd'hui articles L. 342-6 à L. 342-8 du code de l'énergie), les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité doivent soumettre à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) leurs barèmes de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

Le barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité concédé à Enedis à la date de rédaction de ce rapport est la version V.5 applicable au 26/07/2018. Ce barème peut être consulté à l'adresse ci-après :

http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC_03E.pdf

Pour la SICAE Est, le barème en vigueur est la version V3 du 10 mars 2016 applicable au 15 juin 2016, disponible à l'adresse suivante :

http://www.sicae-est.com/storage/files/20160620164407_barmefacturationapplicableau150616.pdf

Fait à Vaire-Et-Montoille, le 28 décembre 2018
l'agent de contrôle du SIED 70



Fabrice TONGHINI

LISTE DES DOSSIERS CONTRÔLE 2017

Commune	Type du dossier	Objet	Demandeur
GRAY	Travaux du concessionnaire	Desserte avenue des Capucins	Concessionnaire
GEVIGNEY-ET-MERCEY	Déplacement d'ouvrages	Déplacement d'un support BT rue montgillard	Commune
VADANS	Travaux du concessionnaire	remplacement du poste "Village"	Autres
GRAY	Application du contrat de concession	renforcement BTA poste route de Noiron	Concessionnaire
BROTTE-LES-RAY	Travaux du concessionnaire	pour le remplacement d'une cabine haute par un H61	Concessionnaire
DAMPIERRE-SUR-SALON	Déplacement d'ouvrages	pour l'enfouissement d'une ligne HTA pour un terrain de foot à proximité du collège	Autres
AUTREY-LES-CERRE	Autres motifs	Accident mortel à Autrey les Cerre, une personne électrocutée en touchant la ligne 20 000 Volts	Autres
NOROY-LE-BOURG	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
GRANDVELLE-ET-LE-PERREN	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
PASSAVANT-LA-ROCHERE	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
PERROUSE	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
RIOZ	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
VILLERSEXEL	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
SAINT-SAUVEUR	Application du contrat de concession	Taxes foncières 2017 poste de transformation - article 34 du CC	Autres
FOUGEROLLES	Travaux du concessionnaire	Travaux aériens en périmètre de bâtiments classés	Concessionnaire
SCEY-SUR-SAONE-ET-SAINT-AV	Autres motifs	Hauteur d'une ligne HTA	Commune
FONTENOIS-LES-MONTBOZON	Travaux du concessionnaire	Mise en conformité d'une ligne HTA	Concessionnaire