

Rapport de contrôle
de la concession
de distribution publique
d'électricité

EXERCICE 2015

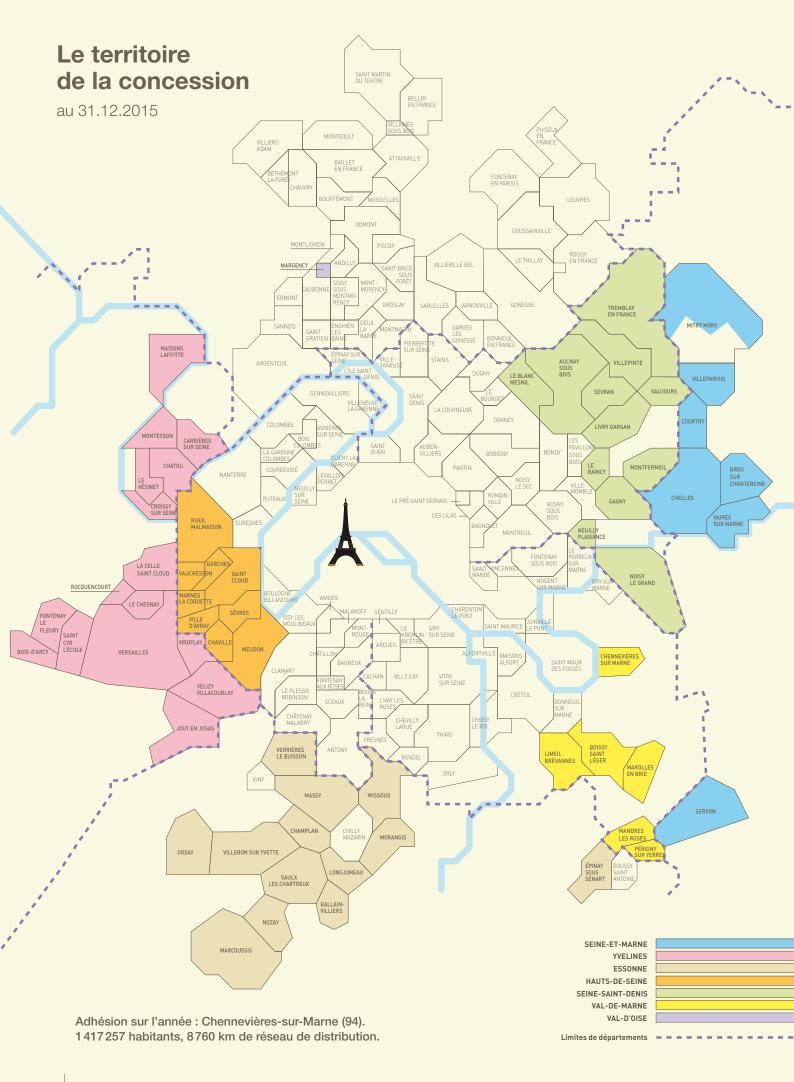


Sommaire

Liste des communes adhérentes du Sigeif Chiffres clés de la concession en 2015	5
Préambule	9
Contrôle technique	
Contrôles généraux sur les ouvrages concédés	13
> Le patrimoine de la concession	13
> La clientèle de la concession	19
> Évolution de l'énergie acheminée	21
> L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers	21
> Autres indicateurs "fourniture"	24
Contrôle de la qualité de l'électricité	31
> Contribution du réseau BT	31
> Contribution du réseau HTA	44
> Continuité de fourniture (critère B)	52
> Programmes d'investissement 2015 et plan de maintenance du distributeur	53
Contrôle continu sur les ouvrages concédés	57
> Déclaration des projets à l'autorité concédante	57
> Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité	61
> Avis sur les dossiers émis par le Sigeif	61
Niveaux de qualité définis par le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007	62
> Évaluation des quatre critères	62
Contrôle ciblé	66
> Registre des terres	68
> Fiabilité du système d'information géographique (SIG)	68
> Valorisation de la remise gratuite (VRG)	69
> Collecte de données relatives aux colonnes montantes	71
> Coupure pour travaux	71
> Raccordement de nouveaux usagers au réseau public de distribution d'électricité	72
Synthèse du contrôle technique	75

Contrôle comptable et financier

Le contexte et les objectifs du contrôle financier	81
> Le contexte	81
> Les principales zones de risque pour le concédant	82
Travaux réalisés	83
> Analyse des procédures, méthodes et principes comptables	83
> Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures	87
Analyse des données financières présentées dans le rapport 2015 du concessionnaire	95
> Informations relatives au patrimoine et aux droits du concédant	95
> Compte de résultat de la concession	104
> Conclusion sur les informations financières relatives au compte d'exploitation de la concession	109
Synthèse du contrôle comptable et financier	109
Annexes	
> Inventaire des ouvrages, par commune, au 31 décembre 2015	112
> Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et canalisations BT	114
> Étude de la variation des réseaux aérien et souterrain	115
> Valorisation 2015 de la remise gratuite par Enedis (ex-ERDF)	116
Causes des incidents basse tension et nombre d'incidents aux 100 km	118



Liste des soixante-quatre communes du Sigeif adhérant à la compétence électricité

Seine-et-Marne	Essonne	Val-de-Marne
Brou-sur-Chantereine	Ballainvilliers	Boissy-Saint-Léger
Chelles	Champlan	Chennevières-sur-Marne
Courtry	Épinay-sous-Sénart	Limeil-Brévannes
Mitry-Mory*	Longjumeau	Mandres-les-Roses
Servon	Marcoussis	Marolles-en-Brie
Vaires-sur-Marne	Massy	Périgny-sur-Yerres
Villeparisis	Morangis	
	Nozay	Val-d'Oise
Yvelines	Orsay	— Margency
Bois-d'Arcy	Saulx-les-Chartreux	ivial gency
Carrières-sur-Seine	Verrières-le-Buisson	
La Celle-Saint-Cloud	Villebon-sur-Yvette	
Chatou	Wissous	
Le Chesnay		
Croissy-sur-Seine	Hauts-de-Seine	
Fontenay-le-Fleury	Chaville	
Jouy-en-Josas	Garches	
Maisons-Laffitte	Marnes-la-Coquette	
Montesson	- Meudon	
Rocquencourt	Rueil-Malmaison	
Saint-Cyr-l'École	Saint-Cloud	
Vélizy-Villacoublay	Sèvres	
Versailles	Vaucresson	
Le Vésinet	Ville-d'Avray	
Viroflay		
Vironay	Seine-Saint-Denis	
	Aulnay-sous-Bois	
	Le Blanc-Mesnil	
	Gagny	
	Livry-Gargan	
	Montfermeil	

Neuilly-Plaisance
Noisy-le-Grand
Le Raincy
Sevran

Tremblay-en-France

Vaujours Villepinte

^{*} Est exclue la partie du territoire exploitée par la régie municipale de cette commune.

Les chiffres clés de la concession en 2015

> 64 communes

> 1417257 habitants*

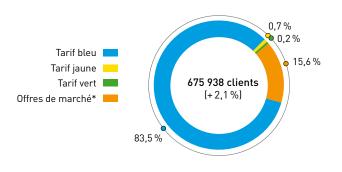
* Population municipale: 1 396352 habitants

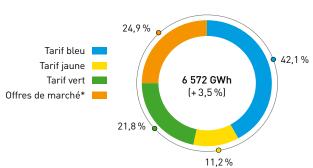
Répartition des clients-"consommateurs" par prix de vente $>675\,938\,\,\text{clients}$

> 6,57 TWh acheminés*

* 1 TWh = 1 000 000 kWh

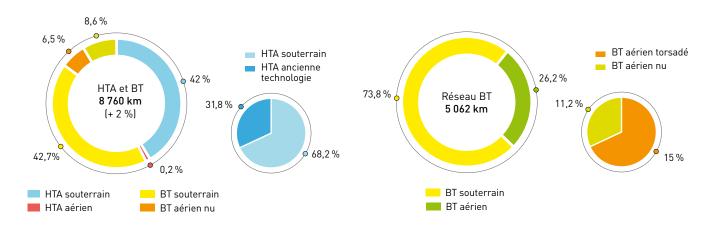
Répartition de la consommation par prix de vente





^{*} Clients ayant exercé leur éligibilité et conclu un nouveau contrat avec le fournisseur historique ou avec un fournisseur alternatif.

Nature et longueur du réseau de distribution



Valeur brute des ouvrages en concession : 810,7 M€

Taux d'amortissement : 48,4%

Valeur nette comptable : **418,3 M€**

Valeur de remplacement : 1168 M€

20 M€ consacrés à la qualité, à l'environnement et au renforcement du réseau,

dont **5,5 M€** pour les postes source

15,6 ME consacrés au développement du réseau (valeur brute)

Critère B : **42,62 min**

Clients affectés par plus de 6 coupures : 912

Clients coupés pendant plus de 6 heures consécutives : 4573

5,8 incidents aux 100 km sur le réseau HTA, et 12,2 sur le réseau BT

Clients BT mal alimentés : **272** (0,04%)

92 % de clients satisfaits de la prestation du concessionnaire Enedis

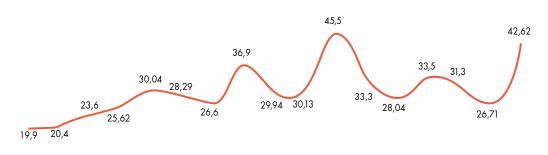
Clients aidés dans le cadre du FSL : 3500 (-11%)

Clients au TPN : **45 289** (+ 19%)

Recettes d'acheminement : 233 M€ (+ 3%)

Résultat : 62 M€

Critère B: temps moyen de coupure par an (en min)



1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015

Résultat (total des produits – total des charges) : **62 M€**

dont **37 M€** contribution à l'équilibre

Droit du concédant : **371,4 M€** et **207,2 M€** de provision pour renouvellement

Droit à récupérer du concessionnaire : 210,7 M€



Préambule

Garantir la qualité du service public de la distribution d'électricité, son évolutivité et sa performance dans la durée.

Les réseaux publics de distribution de l'électricité acheminent l'énergie électrique jusque chez les particuliers, mais aussi chez les artisans, les PME et les petites industries. Ils véhiculent une énergie produite qui est, aujourd'hui, au centre des débats nationaux.

Par ses actions de contrôle et, plus largement, par le dialogue permanent qu'il entretient avec son concessionnaire, Enedis, et EDF commerce, le Sigeif apporte à ses communes membres et à l'ensemble des usagers la garantie de la qualité, dans la durée, du service public délégué de la distribution d'électricité. Il entend accompagner l'évolution technique du réseau indispensable à la performance et à l'évolutivité du système électrique bousculées aujourd'hui par les nouveaux besoins et les nouveaux usages.

Inscrite au contrat de concession, signé le 21 novembre 1994 entre le concessionnaire EDF et le Sigeif, la mission de contrôle, dévolue au Syndicat, s'articule autour de trois axes :

- > La performance, les investissements et la maintenance du réseau.
- > Les valeurs physiques et comptables du patrimoine concédé.
- > Le suivi du degré de satisfaction des clients-usagers.

Le Sigeif veille à ce que chaque commune ait, sur son territoire et pour la durée du contrat précité, la visibilité la plus complète de l'état physique et de la valeur financière du patrimoine transféré.

Par ailleurs, l'exercice et la maîtrise du contrôle permettent au Sigeif, autorité organisatrice du service public, d'être au cœur de la concession et d'être moteur dans la réflexion et dans les propositions d'évolution et de modernisation du contrat. La proposition d'y intégrer un schéma directeur à moyen et long terme des investissements et la création de nouveaux outils de pilotage tels que les indicateurs de performance en sont les premiers fruits.

Dans la continuité des précédents contrôles, le présent rapport s'attache à mettre en évidence les évolutions constatées depuis plusieurs années et, pour certaines, depuis 1995, première année de mise en œuvre du traité de concession.

Les efforts réalisés par le concessionnaire, année après année, pour renseigner plus complètement et plus précisément son concédant montrent l'étendue du chemin parcouru. Ils indiquent aussi celui restant encore à parcourir afin de permettre à l'autorité concédante de pouvoir disposer d'un inventaire technique et financier précis des ouvrages localisés et non localisés, c'est-à-dire de l'ensemble du patrimoine concédé sur lequel seront bâtis les programmes d'investissements issus, notamment, d'un diagnostic partagé entre le concédant et le concessionnaire.

Dans la continuité des contrôles passés, l'audit réalisé en 2016 sur l'activité du concessionnaire en 2015 a ciblé :

- > La répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée.
- > L'inventaire, la maintenance et l'évolution des ouvrages concédés.
- > L'extension, le renouvellement et le renforcement des réseaux.
- > La qualité du produit distribué (continuité de la fourniture d'énergie, respect des caractéristiques électriques).
- > L'analyse des incidents.
- > L'analyse de la valeur financière et comptable des réseaux et des ouvrages concédés, avec la traçabilité des affectations comptables relatives à l'économie concessionnaire.
- > Le programme prévisionnel du concessionnaire en matière d'extension, de renouvellement, de renforcement et de maintenance.
- > La qualité de la fourniture et des prestations d'Enedis perçue par les clients et leur degré de satisfaction.

Comme pour les années précédentes, une attention particulière a été portée sur l'inventaire technique de la concession et l'impact des

mouvements enregistrés au système d'information géographique, le traitement des contraintes (U, I, T) récurrentes, les investissements sur les ouvrages, le traitement des demandes de raccordement et, enfin, sur la justification des mouvements liés à l'évolution de la provision pour renouvellement, la maintenance lourde à finalité la prolongation de la durée de vie des ouvrages et de la traçabilité affectant le patrimoine et les provisions d'un exercice à l'autre.

Chez le concessionnaire, la fourniture aux usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente relève de la Direction commerce Île-de-France d'EDF et, pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, du gestionnaire de réseau, qui est, en Îlede-France (hors Paris):

- > La Direction régionale Île-de-France Ouest (DR IDFO).
- > La Direction régionale Île-de-France Est (DR IDFE).

Le contrôle s'est déroulé en quatre phases principales :

Première phase

1 er trimestre 2016 : saisine, par l'autorité concédante, du concessionnaire par l'envoi des éléments demandés au titre du contrôle de l'exercice 2015.

Deuxième phase

Réception et analyse en continu des informations envoyées par le concessionnaire.

Troisième phase

1er, 2e et 3e trimestres 2016 : audit, sur les différents sites du concessionnaire, des utilisateurs des outils permettant les collectes, les mises à jour et les restitutions des différentes informations.

3° et 4° trimestres 2016 : constitution par le Syndicat d'un dossier déclaratif provenant de sources diverses, destiné à permettre un contrôle de cohérence à partir du croisement et de la traçabilité des informations.

Quatrième phase

Établissement du rapport de contrôle de la concession par l'autorité concédante. Présentation de ce rapport à la commission de suivi du cahier des charges réunie le 15 décembre 2016 et approbation par le Comité syndical de février 2017.





Contrôles généraux sur les ouvrages concédés

Le contrôle exercé par le Sigeif permet à chaque commune adhérente d'avoir la visibilité la plus complète de l'état physique et de la valeur du patrimoine transféré pour la durée du contrat de concession.

LE PATRIMOINE DE LA CONCESSION

Entre les exercices 2014 et 2015, avec l'adhésion de la commune de Chennevières-sur-Marne (Val-de-Marne), la concession du Sigeif s'étend sur 64 communes.

Au 31 décembre 2015, 42 postes sources HTB/HTA, dont 11 sont situés sur le territoire du Syndicat, desservent les 675 938 clients de la concession, répartis sur 582 départs HTA, soit 1161 clients par départ.

Évolution du réseau haute tension (HTA)

Ossature de la distribution publique de l'énergie électrique, le réseau HTA, dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, est, avec une longueur de 3698 km, à 99,6 %, souterrain (voir graphique 1).

Sur certains départements, quelques artères principales et antennes aériennes sont à surveiller, ainsi que, sur l'ensemble de la concession, les zones à risques générés par les câbles souterrains d'ancienne technologie, les zones boisées et les aléas climatiques. En effet, sur un territoire urbain comme celui du Sigeif, un incident sur ce type d'ouvrage engendre un nombre important de clients coupés et une dégradation rapide de la qualité de fourniture perçue.

Lignes aériennes HTA

Excepté lors de l'adhésion d'une nouvelle commune, le linéaire correspondant aux lignes aériennes HTA ne peut, via le contrat de concession, qu'être constant ou réduit. Les zones dites à risque pour ce type d'ouvrage reposent, pour la concession du Sigeif, principalement sur sa proximité avec une zone boisée. Le résultat de l'étude en cours permettra à l'autorité concédante d'estimer un volume financier des travaux de maintenance et/ou de renouvellement.

À fin 2015, la concession du Sigeif totalise 13,5 km⁽¹⁾ de lignes aériennes, répartis sur onze communes, situées sur quatre départements (voir tableau 1).

Lignes souterraines HTA

Les départements des Hauts-de-Seine, de la Seine-Saint-Denis et du Val-d'Oise disposent d'un réseau HTA entièrement souterrain. Par rapport à l'exercice 2014 (voir tableau 2), l'accroissement du patrimoine – un peu plus de 87,5 km (2,4%) – a pour origine les travaux réalisés par le concessionnaire, pour 26,5 km (0,7%), et l'adhésion de la commune de Chennevièressur-Marne, pour 61 km.

Issus de paliers technologiques datant des périodes allant de 1920 à 1960 et de 1946 à 1960, les 60 km de câbles à ceinture cuivre (2%) et les 51 km de câbles aluminium (1%) constituent, avec les accessoires de dérivation et de jonction, les principales zones à risque de la concession.

Ces ouvrages ont l'avantage de répondre au triptyque "robustesse, qualité et esthétique" et ne sont pas à l'abri d'un programme de maintenance et de renouvellement insuffisant. Sous toute réserve, et à titre illustratif, le volume financier correspondant à leur renouvellement peut être estimé à 13 M€.

⁽¹⁾ L'accroissement de 100 m par rapport à l'exercice précédent est à mettre à l'actif d'une mise à jour des plans cadastraux sur Mitry-Mory réalisée par le concessionnaire.

Viennent ensuite les câbles CPI "gaine alu et triplomb", posés entre 1961 et 1980 qui, avec un linéaire de 1061 km, sont susceptibles d'appeler un investissement de 122 M€. La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique 3.

Analyse des variations de faible ampleur

Par rapport à l'exercice précédent, le nombre de communes pour lesquelles la variation de linéaire est faible (arbitrairement fixée par l'autorité concédante à plus ou moins 20 m) est constant (huit). Ces variations sont la conséquence des diverses fiabilisations ou corrections rendues nécessaires depuis plusieurs années, notamment par la mise en place par le concessionnaire du système d'information géographique.

Audit sur les mouvements du patrimoine technique

L'échantillon (voir tableau 3) se situe sur dix communes pour lesquelles les principales variations enregistrées durant l'année 2015 sont supérieures à ± 1000 m.

Les mouvements ont pu, en grande partie, être tracés. Il demeure toute-fois, pour les communes d'Aulnay-sous-Bois, de Noisy-le-Grand et de Tremblay-en-France, un linéaire non justifié totalisant 1790 m soit plus de 7% de la variation.

Concernant les actions appelées aujourd'hui "fiabilisation", elles sont

en augmentation significative par rapport à 2014 (7951 m contre 1600 m) et représentent plus de 32% du volume des mouvements. L'autorité concédante est en conséquence conduite à prendre, une nouvelle fois, acte des valeurs déclarées en 2015 dans le compte rendu d'activité du concessionnaire et, par là même, à émettre des réserves sur la déclaration du patrimoine technique.

Postes de transformation de distribution publique

(Voir tableau 4)

Inventaire

Le poste de transformation électrique HTA/BT de distribution publique est l'interface entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Sur la concession Sigeif, il est généralement constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur de courant électrique et d'un tableau basse tension. L'ensemble du matériel fait partie des ouvrages concédés.

Au terme de l'exercice 2015, le compte rendu annuel du concessionnaire fait état de :

- > 4323 postes de transformation de distribution publique.
- > 134 postes de transformation mixtes, c'est-à-dire communs avec un transformateur "abonné ou client".
- > 170 postes de répartition ou de

coupure (ces derniers ne sont pas équipés de transformateur).

Les quatre principales constructions – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable (préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – comptabilisent, à elles seules, plus de 97 % du patrimoine concédé.

Enfin, la remarque formulée lors des contrôles précédents relative aux types d'enveloppe "DI-Divers" ou "Non renseigné" a fait l'objet, de la part du concessionnaire, du traitement attendu.

Puissance apparente installée

Si, généralement, il est installé un transformateur par enveloppe, la densité des zones desservies conduisent à l'équipement de deux – voire trois ou quatre – transformateurs HTA/BT dans la même enceinte.

La puissance apparente totale installée sur la concession Sigeif est de 2447 MVA (+2,3% par rapport à 2014), soit une puissance moyenne par poste de transformation et par source HTA/BT respectivement de 549 kVA et de 499 kVA.

Évolution du nombre de postes de transformation

(Voir tableau 5)

On comptabilise 4457 postes de transformation de distribution publique soit, en moyenne, 152 clients-usagers par unité.

Faute de disposer d'une liste exhaustive en lien avec leur mis en

Tableau 1. Réseau HTA aérien (en m)

						Justificatifs	
	2013	2014	2015	Écart 2014-2015	Assainissement ou recalage de la base de données	Travaux	Linéaire non justifié
Mitry-Mory	4 024	4 024	4 124	100	100	-	-
Servon	571	588	588	-	-	-	-
Sous-total Seine-et-Marne	4 595	4 612	4 712	100	100	-	-
Bois-d'Arcy	185	-	-	-	-	-	
Fontenay-le-Fleury	1 359	1 359	1 359	-	-	-	-
Jouy-en-Josas	804	804	804	-	-	-	-
Saint-Cyr-l'École	229	229	229	-	-	-	-
Sous-total Yvelines	2 577	2 392	2 392	-	-	-	-
Ballainvilliers	196	196	196	-	-	-	-
Marcoussis	4 303	4 303	4 303	-	-	-	-
Massy	152	103	103	-	-	-	-
Nozay	268	268	268	-	=	-	-
Saulx-les-Chartreux	1 325	1 325	1 325	-	-	-	-
Sous-total Essonne	6 244	6 195	6 195	-	-	-	-
Limeil-Brévannes	157	157	157	-	-	-	-
Sous-total Val-de-Marne	157	157	157	-	-	-	-
Total	13 573	13 356	13 456	100	100	_	_

Tableau 2. Évolution du réseau souterrain HTA (en m)

		Souterrain	Total HTA % souterrain (aérien+souterrain)		
	2 013	2 014	2 015	2 015	2015
Seine-et-Marne	337 976	337 510	338 027	342 739	98,63
Yvelines	803 336	806 177	809 643	812 035	99,71
Essonne	601 466	600 847	601 723	607 918	98,98
Hauts-de-Seine	594 295	607 250	608 827	608 827	100,00
Seine-Saint-Denis	1 097 944	1 105 840	1 125 359	1 125 359	100,00
Val-de-Marne	134 165	134 706	196 335	196 492	99,92
Val-d'0ise	4 812	4 812	4 812	4 812	100,00
Total	3 573 994	3 597 141	3 684 726	3 698 182	99,64

Tableau 3. Principales variations HTA et communes auditées

					Postes HTA/BT				
	Signe	Écart (m) 2014/2015	Communes auditées	Signe	Assainissement ou recalage de la base de données	Signe	Travaux	Signe	Linéaire non justifié
Saint-Cyr-L'École (78)	+	2 326	Х	+	70	+	2 255	-	1
Versailles (78)	+	841	Х	-	-	+	841	-	-
Morangis (91)	-	1 078	Х	-	91	-	988	+	2
Orsay (91)	+	907	Х	-	-	+	907	-	-
Rueil-Malmaison (92)	+	324	Х	-	-	+	325	-	1
Vaucresson (92)	+	1 039	Х	+	256	+	782	+	1
Aulnay-sous-Bois (93)	+	14 953	Х	+	6 878	+	6 826	+	1 251
Noisy-le-Grand (93)	+	1 414	Х	-	511	+	1 587	+	338
Sevran (93)	+	857	Х	+	138	+	719	-	-
Tremblay-en-France (93)	+	2 513	Х	+	7	+	2 310	+	196
Total (communes auditées)		23 415			7 951		14 905		1 790
Total % répartition		100			32,3		60,5		7,3

Tableau 4. Inventaire des postes HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes (synthèse)

	CRAC		Écart CRAC	Écart source SIG	Déclara	tifs reçus	Mise 6	en service	Mise hors service	
	2014	2015	2015-2014	2015-2014	En création	En abandon	SIG	Base comptable	SIG	Base comptable
Seine-et-Marne	406	410	4	3	-	-	3	4	-	4
Yvelines	1 100	1 102	2	5	2	2	5	11	-	5
Essonne	712	713	1	2	1	-	2	10	-	6
Hauts-de-Seine	683	687	4	2	1	-	2	6	-	7
Seine-Saint-Denis	1 273	1 280	7	5	3	1	5	14	-	21
Val-de-Marne	181	253	72	72	-	-	-	-	-	-
Val-d'Oise	12	12	-	-	-	-	-	=	=	-
Total	4 367	4 457	90	89	7	3	17	45	-	43

Tableau 5. Type de poste de transformation*

	СВ	IM	UP	UC	EN	СН	H61	RS	RC	CS	SA	SB	CC	P0	NR	DI	Total
Seine-et-Marne	178	77	144	6	-	-	1	2	-	-	1	1	-	-	-	-	410
Yvelines	604	346	94	31	13	5	1	3	-	3	-	1	1	-	-	-	1 102
Essonne	403	146	108	18	1	9	11	7	6	-	2	1	-	1	-	-	713
Hauts-de-Seine	300	325	37	11	10	2	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-	687
Seine-Saint-Denis	634	317	247	66	10	5	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1 280
Val-de-Marne	127	40	68	16	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253
Val-d'0ise	8	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Total	2 254	1 253	698	150	34	23	13	12	6	4	3	3	2	1	1	-	4 457

CB: cabine basse. IM: en immeuble. UP: urbain portable. UC: urbain compact. EN: enterré. CH: cabine haute. H61: transformateur sur poteau. RS: rural

socle. RC: rural compact.CS: rural compact simplifié. DI: divers. SA: poste au sol de type A (sans coupure HTA). SB: poste au sol de type B (avec coupure HTA). CC: cabine haute. PO: poste ouvert. NR: non renseigné.

^{*} Source Enedis, fichier OHTA-006.

et hors service sur l'exercice et, au regard des déclaratifs de projets adressés par le concessionnaire, l'autorité concédante est amenée à prendre une nouvelle fois acte de la valeur (4627) communiquée dans le Crac (page 70).

Évolution du réseau basse tension (BT)

Le réseau basse tension (230-400 V) est la partie terminale de la distribution publique de l'énergie électrique. Il a la particularité d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers. Grâce à l'effort et à la volonté des communes et du Syndicat de moderniser par l'effacement des lignes aériennes, conjugué à la participation financière et à quelques interventions d'Enedis, la part des réseaux aériens BT nu et torsadé diminue peu à peu.

En 2015⁽¹⁾, près de 16,4 km de lignes aériennes ont été déposés : 9 km en conducteurs nus et 7,4 km en conducteurs isolés torsadés, représentant respectivement 1,6 % et 1 % de leur linéaire 2014.

Enfin, les nouvelles constructions déclarées en 2015 à l'autorité concédante ont été, à l'exception de deux opérations de renforcement (voir contrôle ciblé), réalisées intégralement en souterrain.

Répartition du réseau BT par nature

(Voir graphique 3 et tableaux 6 et 7) Le réseau basse tension, long de plus de 5062 km à fin 2015, est composé de canalisations souterraines (3738 km), de lignes aériennes en conducteurs nus (568 km) et de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (756 km).

Âge du réseau BT

(Voir carte page 36)

À fin 2015, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession est de 39,1 ans⁽²⁾.

La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et comptable du concessionnaire), figure en annexe du présent rapport. Les plus anciennes (> 50 ans) comptabilisent 1904 km (38 % du linéaire total), contre 1988 en 2014 et 2003 en 2013.

Ces dernières se répartissent de la façon suivante :

- > 59 % pour les canalisations souterraines.
- > 22 % pour les lignes aériennes nues.
- > 19 % pour les lignes aériennes torsadées.

La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ "date de pose" par "1946" concerne (voir tableau 8) plus de 1697 km de réseau BT (–144 km par rapport à l'exercice précédent).

(2) Source SIG Enedis.

Comme cela a été rappelé lors du contrôle précédent, le rapport de synthèse sur la mission spécifique des commissaires aux comptes relative au contrôle des opérations d'inventaire de décembre 2003 a souligné les attributs fiables de la "GDO BT" à prendre en compte, à l'exception notable, toutefois, de celui afférent à la date de construction. Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, ce rapport recommande à EDF (concessionnaire à l'époque) la fiabilisation progressive de l'attribut datation.

Ces recommandations sont donc reprises, d'autant que, lors de sa présentation à la commission de suivi du cahier des charges réunie le 15 novembre 2002, le concessionnaire avait exposé le but de l'inventaire (cf. rapport de contrôle 2010, p. 20).

Enfin, la construction des réseaux BT en conducteurs nus s'est, quant à elle, arrêtée en 1976, au profit des réseaux torsadés. En conséquence, et faute d'éléments précis d'inventaire, il conviendrait d'ajuster le SIG, notamment en ce qui concerne l'aérien nu postérieur à 1976 (123 km) et le torsadé alu antérieur à 1960 (340 km).

(Voir tableau 9, "Répartition par décennie du réseau BT").

⁽¹⁾ À périmètre constant, c'est-à-dire hors Chennevières-sur-Marne.

Graphique 1.

Répartition du réseau HTA

HTA aérien 0,4 %

HTA total
3698 km

BT souterrain
73,8 %

Réseau BT
5062 km

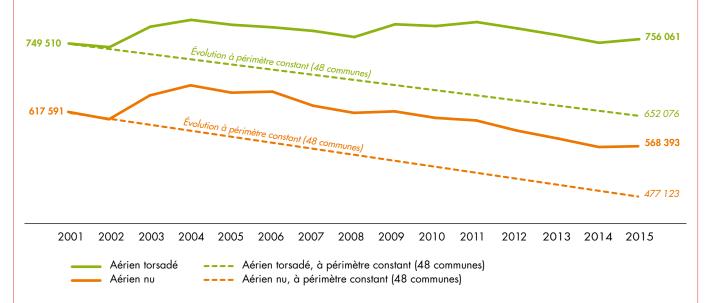
Aérien torsadé
14,9%

Graphique 3. Part du réseau HTA souterrain par département

HTA souterrain 99,6 %



Graphique 4. Évolution du réseau aérien BT de la concession



Réseau aérien BT

(Voir carte page 22)

La carte "Proportion du réseau électrique aérien basse tension" illustre, pour chaque commune, la part des lignes aériennes en conducteurs nus. Elles ont été construites, pour les plus récentes, depuis plus de quarante ans.

Ce palier technologique de 568 km de long constitue la principale zone de fragilité des ouvrages aériens. Sa suppression, qui allie esthétique et sécurisation – notamment face aux aléas climatiques –, est préconisée par l'autorité concédante, qui estime, avec toutes les réserves qui s'imposent, un investissement voisin de 147 M€.

L'accroissement du périmètre de la concession est la conséquence du maintien en volume de ce type d'ouvrage et a tendance à inhiber les opérations d'enfouissement réalisées depuis 2001 à hauteur de plus de 140 km de lignes aériennes en conducteurs nus (-23%) et plus de 97 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (-13%) (voir graphique 4).

Réseau souterrain BT

(Voir carte page 23)

La quasi-totalité des constructions sont, aujourd'hui, réalisées en souterrain alliant ainsi esthétique, robustesse et sureté de la desserte électrique. Toutefois, conclure que cette technique est la plus récente reviendrait à oublier la chronologie des câbles souterrains abandonnés pour certains depuis 1971. Sur le territoire du Sigeif, les câbles les plus anciens, à ceinture cuivre 287 km (8%) et aluminium 1 014 km (28%), sont issus de paliers technologiques datant respectivement de 1920 à 1971 et de 1946 à 1971. Ils constituent les principales zones à risque de la concession pour lesquelles l'autorité concédante, avec toutes les réserves qui s'imposent,

estime un investissement de main-

tenance et de renouvellement, voi-

sin de 200 M€.

L'exercice 2015 fait apparaître un accroissement du linéaire de 2,4% par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par l'adhésion de Chennevières-sur-Marne et l'incidence des travaux du concessionnaire, répondant aux besoins de raccordement et de renouvellement, conjugués avec ceux d'effacement des lignes aériennes réalisés par le Syndicat.

Analyse de la variation du réseau aérien et souterrain BT

À partir d'un échantillon composé de dix communes, (voir tableau en annexes page 115), près des deux tiers des mouvements ont été générés par les travaux du concessionnaire, pour lesquels il n'y a pas eu, à destination de l'autorité concédante, de déclaratif de travaux.

Les actions de fiabilisation – plus

Les actions de fiabilisation – plus d'un kilomètre – représentent, quant à elles, 7,8 % des variations de linéaire de l'échantillon étudié. À ce stade, l'autorité concédante est amenée à conclure qu'elle se considère insuffisamment informée des travaux modifiant le patrimoine technique et émet des réserves quant à l'exactitude des données patrimoniales issues du système d'information du concessionnaire.

LA CLIENTÈLE DE LA CONCESSION

Évolution du nombre de clients

(Voir tableau 10)

Les tarifs réglementés

Le nombre de clients souscrivant un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) : tarif bleu (particuliers), jaune (PME-PMI, collectivités locales) et vert (industriels) enregistre, malgré l'adhésion de Chennevières-sur-Marne, une baisse sensible sur tous les segments de clientèle.

Au 31 décembre 2015, nous enregistrons respectivement 564620, 4732 et 991 clients.

La loi Nome (2010) pérennise les tarifs réglementés pour tous les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels. Ces tarifs, aujourd'hui établis par les pouvoirs publics, seront, à partir du 31 décembre 2015, fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour le tarif bleu, et disparaîtront, pour les tarifs jaune et vert.

Tableau 6. Évolution du réseau aérien BT (en m)

		Aé	rien nu			Aérien	torsadé		Total aérien	
	2013	2014	2015	Écart	2013	2014	2015	Écart	2014	2015
Seine-et-Marne	54 545	52 647	52 009	- 638	112 176	110 759	110 815	56	163 406	162 824
Yvelines	118 166	114 425	111 849	- 2 576	121 174	118 749	116 280	- 2 469	233 174	228 129
Essonne	93 327	91 518	90 377	- 1 141	100 651	99 717	98 994	- 723	191 235	189 371
Hauts-de-Seine	42 829	39 253	36 146	- 3 107	53 909	50 187	48 310	- 1 877	89 440	84 456
Seine-Saint-Denis	255 720	255 118	253 951	- 1 167	346 832	345 952	344 400	- 1 552	601 070	598 351
Val-de-Marne	13 924	13 332	23 377	10 045	24 728	23 418	35 456	12 038	36 750	58 833
Val-d'0ise	684	684	684	-	2 061	1 806	1 806	-	2 490	2 490
Total	579 195	566 977	568 393	1 416	761 531	750 588	756 061	5 473	1 317 565	1 324 454

Tableau 7. Évolution du réseau souterrain BT (en m)

		Canalisat	ons souterraine	s (m)		% souterrain			
	2013	2014	2015	Écart calculé 2014-2013	Variation (%) 2014-2013	2013	2014	2015	
Seine-et-Marne	301 736	306 682	307 969	1 287	0,4	64,4	65,2	65,4	
Yvelines	998 221	1 012 159	1 018 950	6 791	0,7	80,7	81,3	81,7	
Essonne	582 751	588 692	592 450	3 758	0,6	75,0	75,5	75,8	
Hauts-de-Seine	623 489	631 299	636 334	5 035	0,8	86,6	87,6	88,3	
Seine-Saint-Denis	890 674	905 518	915 762	10 244	1,1	59,6	60,1	60,5	
Val-de-Marne	193 717	196 503	255 797	59 294	30,2	83,4	84,2	81,3	
Val-d'0ise	10 113	10 429	10 539	110	1,1	78,7	80,7	80,9	
Total	3 600 701	3 651 282	3 737 801	86 519	2,4	72,9	73,5	73,8	

Tableau 8. Typologie du réseau datant de 1946 (en m)

	Aluminium	Cuivre	Total	
Aérien nu	5 517	357 299	362 816	
Aérien torsadé	345 197	742	345 939	
Souterrain	806 297	181 976	988 273	
Total	1 157 011	540 017	1 697 028	

Tableau 9. Répartition par décennie du réseau BT (en m)

	Longueur totale	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	
Inférieur ou égal à 11 ans	567 205	85	19 738	547 382	
de 11 à 20 ans	606 362	6 664	59 664	540 034	
de 21 à 30 ans	1 393 683	86 603	211 213	1 095 867	
de 31 à 40 ans	265 685	29 785	49 646	186 254	
de 41 à 50 ans	325 555	25 479	61 317	238 759	
Plus de 50 ans	1 903 765	419 777	354 483	1 129 505	
Total	5 062 255	568 393	756 061	3 737 801	

Les offres de marché

Chaque client peut faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant les tarifs réglementés et en optant pour une offre dite de marché. Les tarifs bleu, jaune et vert disparaissent alors. Au 31 décembre 2015, la concession totalise 105 595 clients ayant choisi une offre de marché, soit près de 15,6% des clients-usagers. Leur nombre, en constante croissance ces dernières années, augmente de près de 26% par rapport à 2014. L'extinction des TRV, évoquée précédemment, devrait conforter cette dynamique.

Le graphique 5 illustre l'évolution du nombre de clients et de l'énergie acheminée sur ce segment de clientèle.

■ ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE ACHEMINÉE

L'énergie acheminée (6573 GWh) est en augmentation de plus de 3,5% par rapport à 2014. La vague de froid de février 2015 et, bien évidemment, l'extension du périmètre de la concession, avec l'adhésion de Chennevières-sur-Marne, en sont les principales raisons.

L'indicateur local RTB

Pour les clients relevant du tarif bleu – les plus nombreux –, l'indicateur local RTB, portant résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients,

est relativement stable par rapport à 2014 malgré :

- > Une diminution sensible du nombre de clients (- 2,23%).
- > Un hiver 2014-2015 pouvant être considéré comme doux (cf. note sur les degrés-jours).

$$RTB^* = \frac{(\Sigma \text{ \'energie achemin\'ee})}{(nombre total de clients)}$$

* Valeurs extrêmes exclues.

(en kWh/client)	2013	2014	2015
Valeur minimale	3 868	3 621	3 638
Valeur moyenne	5 341	4 858	4 903
Valeur maximale	9 442	8 212	8 138

Enfin, à l'instar des années passées, les valeurs extrêmes se situent sur les communes d'Épinay-sous-Sénart (91) et de Marolles-en-Brie (94).

(en kWh/client)	2013	2014	2015
Valeur la plus faible (Épinay-sous-Sénart)	3 754	3 508	3 521
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	14 421	12 214	12 730

Les DJU⁽¹⁾, degrés-jours unifiés

Tous les jours de l'hiver, les services de la météorologie calculent et totalisent en fin de saison de chauffe les degrés-jours (DJU), qui sont la différence entre la température moyenne et 18°C. Pour une température moyenne de 0°C, il sera comptabilisé 18 degrés-jours.

Sur trente ans, la moyenne a été de 2450 degrés-jours en Île-de-France, pour une saison de sept mois (octobre à avril). Plus l'hiver est doux, moins il y a de DJU, et inversement. Ainsi, la saison est considérée comme douce autour de 2 200 DJU et comme très froide autour de 2700 DJU.

Pour la station de Paris-Bourget*, nous obtenons :

	2013	2014	2015			
DJU	2 518	1 939	2 200			
* Données Mét	2 518 1 939					

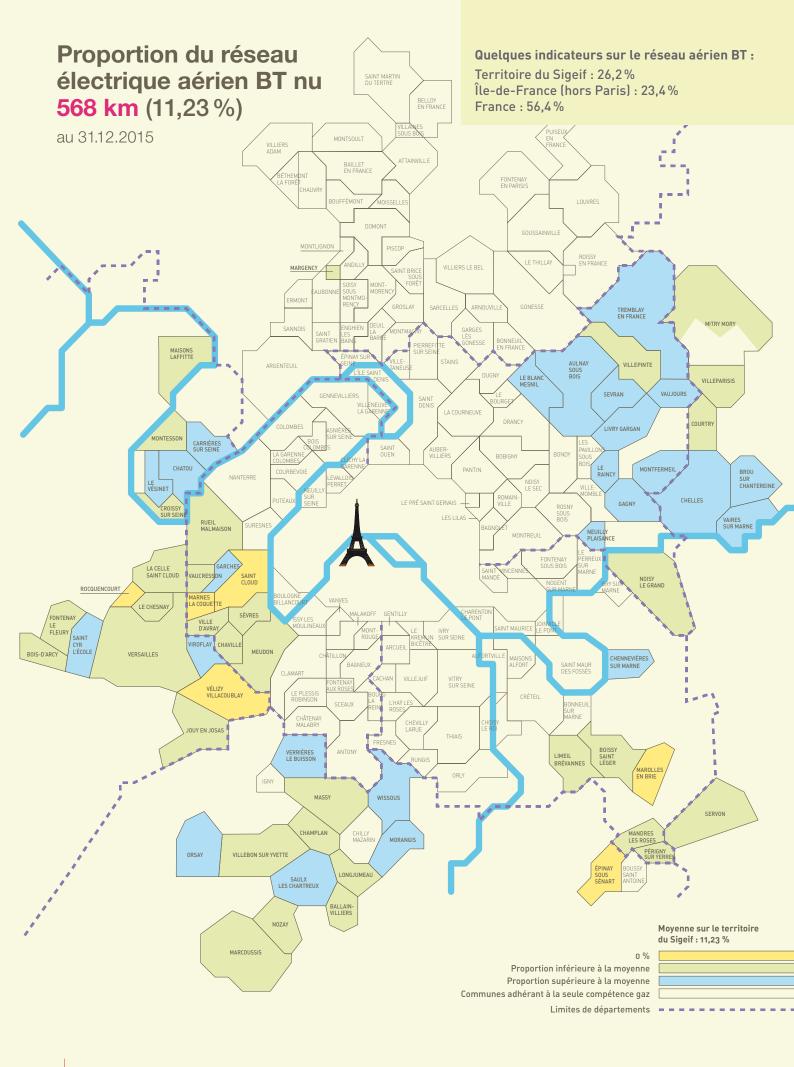
À l'issue des calculs exposée cidessus, l'autorité concédante note avec satisfaction la concordance de ces deux indicateurs.

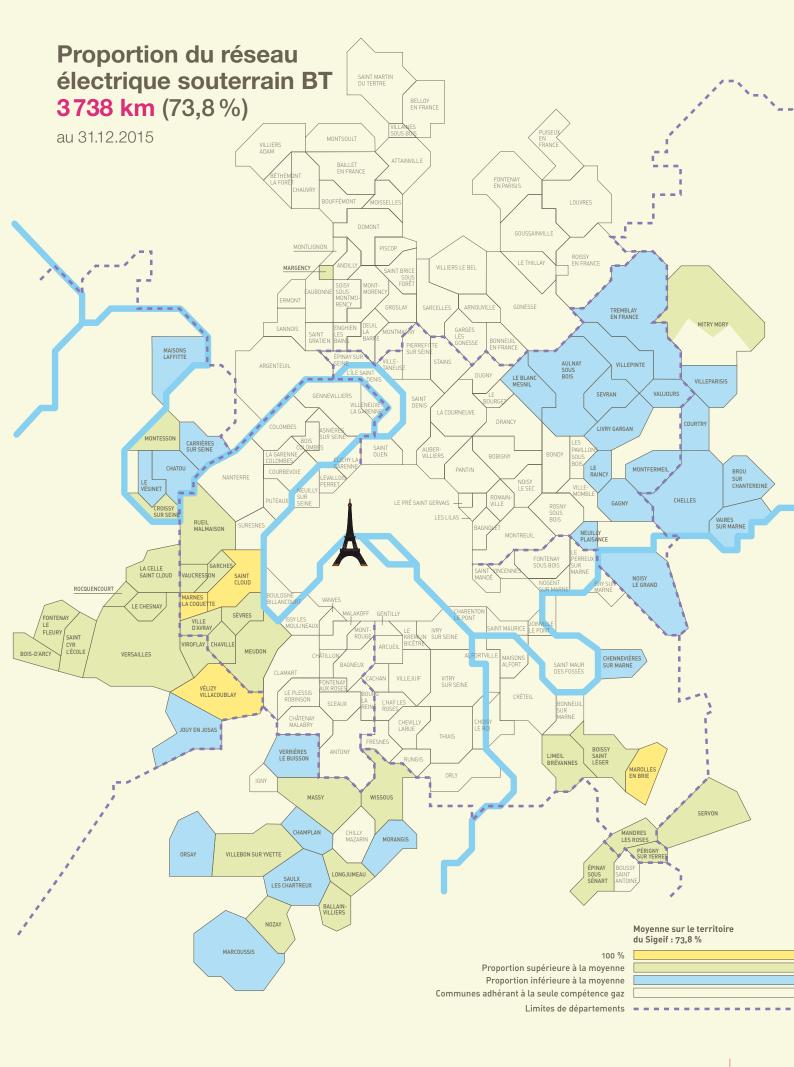
L'ENQUÊTE ANNUELLE DE SATISFACTION AUPRÈS DES CLIENTS-USAGERS

Le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers, mis en place depuis plusieurs années par l'autorité concédante, est un des outils d'appréciation, sur le périmètre de sa concession, de la qualité des services du concessionnaire.

Cette enquête porte sur différents thèmes, toutefois seuls certains items ont été repris dans ce rapport.

⁽¹⁾ DJU = 18 °C - (Tmax + Tmin) / 2.





Les interventions à domicile

(Voir tableau 11)

Après une intervention du concessionnaire au domicile des interviewés (5 % de l'échantillon), ces derniers ont déclarés être satisfaits de la ponctualité de l'intervenant (90 %), du délai d'intervention (75 %), des informations fournies (92 %), du rendez-vous proposé (72 %), et de la qualité du travail effectué (92 %).

Pour l'exercice 2015, l'autorité concédante enregistre un bon niveau de satisfaction sur la plupart des items et une forte baisse, de 13 points par rapport à 2014, à mettre à l'actif du délai d'intervention. L'augmentation des usagers "Total pas satisfait", en lien avec le rendezvous proposé et le délai d'intervention, montre le degré d'exigence de la concession et appelle à la plus grande vigilance.

La perception du prix de l'électricité

Stable ces dernières années, la perception du prix, jugé élevé, de l'électricité en Île-de-France diminue au profit d'une perception plus normale de la facture.

(en % des réponses)	2013	2014	2015
Cher	62	60	52
Normal	33	34	42
Bon marché	5	5	5
Ne se prononce pas	-	1	1

Les relations avec le fournisseur

Plus de quatre clients interrogés sur dix (42%) n'ont jamais eu affaire avec leur "fournisseur".

Le plus souvent, le recours au service clientèle du "fournisseur" est généré par un problème de mise en service (14%), une contestation de facture (19%) ou une coupure d'électricité (17%). L'information sur les économies d'énergie est, quant à elle, stable, à hauteur de 32%.

Enfin, le téléphone est le mode de relation le plus couramment utilisé (43%), devant le courrier (31%) et Internet (22%), en constante augmentation.

(en % des réponses)	2013	2014	2015
Téléphone	49	51	43
Internet	19	19	22
Courrier	29	30	31
Aucune relation	40	36	42
Ne se prononce pas	1	-	1

L'accueil téléphonique se révèle globalement "satisfaisant", avec un résultat stable par rapport à l'exercice précédent (voir tableau 11). Par rapport aux résultats des exercices précédents, l'amélioration continue du taux d'usagers "pas du tout satisfaits" – de la rapidité à obtenir l'interlocuteur – est encourageante et se doit d'être durable.

(en % des réponses)	2013	2014	2015
Pas du tout satisfait	30	18	16

Perception de l'enfouissement des lignes électriques

Les enfouissements des lignes électriques sont à l'initiative des maires. Ces travaux à finalité "esthétique" agissent également sur la qualité et la sécurisation de la distribution. Comme en 2014, plus de sept usa-

Comme en 2014, plus de sept usagers sur dix trouvent utile d'enfouir les lignes électriques situées le long des voies de sa commune.

(en % des réponses)	2013	2014	2015
Oui	81	74	76
Non	19	24	23
Ne se prononce pas	-	2	1

Par ailleurs, la contribution financière de quelques euros aux travaux d'enfouissement est de plus en plus défavorable.

(en % des réponses)	2013	2014	2015
D'accord	47	40	35
Pas d'accord	53	59	65
Ne se prononce pas	-	1	-

AUTRES INDICATEURS "FOURNITURE"

L'augmentation du coût de l'énergie, la faiblesse des revenus et la mauvaise performance thermique des bâtiments conduisent, au niveau national, près de 6 millions de ménages⁽¹⁾ en situation de pré-

^{(1) 20%} des ménages selon l'ONPE (Observatoire national de la précarité énergétique), enquête 2013.

Tableau 10. Nombre de clients aux tarifs réglementés et quantités d'énergie acheminée (en GWh)

■ Tarif bleu

- Tarri bicu												
	Nor	mbre de clie	nts	Variation taux		iation 1-2015	A	cheminem	ent	Variation taux	Varia 2014-	
	2013	2014	2015	2013-2014	Écart	Taux	2013	2014	2015	2013-2014	Écart	Taux
Seine-et-Marne	44 916	44 203	42 675	- 1,6	- 1 528	- 3,5	260	230	228	- 11,8	-2	- 0,8
Yvelines	157 629	154 887	151 780	- 1,7	- 3 107	- 2,0	775	692	679	- 10,8	- 13	- 1,8
Essonne	71 214	70 113	68 281	- 1,5	- 1 832	- 2,6	426	380	367	- 10,7	- 13	- 3,4
Hauts-de-Seine	111 280	109 043	106 862	- 2,0	- 2 181	- 2,0	553	490	482	- 11,4	-8	- 1,6
Seine-Saint-Denis	174 277	170 099	165 725	- 2,4	- 4 374	- 2,6	948	852	836	- 10,2	- 16	- 1,8
Val-de-Marne	20 271	19 964	28 181	- 1,5	8 217	41,2	140	124	165	- 11,9	41	33,5
Val-d'0ise	1 186	1 155	1 116	- 2,6	- 39	- 3,4	8	7	7	- 13,1	0	- 0,9
Total	580 773	569 464	564 620	- 1,95	- 4 844	- 0,85	3 112	2 774	2 765	- 10,9	- 10	- 0,3
Total Sigeif*	569 464	556 788		- 12 676	- 2,23	-	2 774	2 724	-	- 50	- 1,8-	
■ Tarif jaune												
Seine-et-Marne	523	523	309	0,0	- 214	- 40,9	69	64	57	- 6,1	-7	- 11,3
Yvelines	1 560	1 572	1 059	0,8	- 513	- 32,6	199	189	170	- 4,9	- 20	- 10,3
Essonne	1 097	1 102	753	0,5	- 349	- 31,7	151	141	126	- 6,5	- 15	- 10,6
Hauts-de-Seine	1 377	1 391	1 001	1,0	- 390	- 28,0	164	156	142	- 4,9	- 14	- 9,1
Seine-Saint-Denis	2 004	2 050	1 404	2,3	- 646	- 31,5	249	237	216	- 4,8	- 21	- 8,8
Val-de-Marne	206	217	203	5,3	- 14	- 6,5	24	23	32	- 2,7	8	36,6
Val-d'Oise	5	5	3	0,0	-2	- 40,0	0	0	0	- 18,1	0	3,6
Total	6 772	6 860	4 732	1,30	- 2 128	- 31,02	855	810	742	- 5,2	- 68	- 8,5
Total*	6 860	4 673		- 2 187	- 31,88	-	810	732	-	- 79	- 9,7-	
■ Tarif vert												
Seine-et-Marne	150	150	83	0,0	- 67	- 44,7	138	128	105	- 7,2	- 23	- 17,9
Yvelines	424	400	237	- 5,7	- 163	- 40,8	481	454	352	- 5,7	- 102	- 22,5
Essonne	299	292	187	- 2,3	- 105	- 36,0	357	323	306	- 9,6	- 17	- 5,2
Hauts-de-Seine	280	273	169	- 2,5	- 104	- 38,1	320	284	246	- 11,4	- 38	- 13,3
Seine-Saint-Denis	443	424	280	- 4,3	- 144	- 34,0	459	448	377	- 2,5	- 71	- 15,8
Val-de-Marne	37	38	35	2,7	-3	- 7,9	34	31	44	- 6,2	13	40,5
Val-d'0ise	1	1	-	-	- 1	- 100,0	1	1	1	1,3	0	- 18,3
Total	1 634	1 578	991	- 3,43	- 587	- 37,20	1 790	1 668	1 431	- 6,8	- 237	- 14,2
Total*	1 578	980	- 3,43	- 598	- 37,90	-	1 668	1 413	-	– 255	- 15,3-	
■ Offres de marc	ché											
Clients BT	67 532	83 757	104 814	24,0	21 057	25,1	503	443	659	- 11,9	216	48,7
Clients HTA	128	176	781	37,5	605	343,8	736	651	976	- 11,5	324	49,8
Total	67 660	83 933	105 595	24,1	21 662	25,8	1 239	1 094	1 635	- 11,7	540	49,4
Total*	83 933	104 320	24,10	20 387	24,29	1 239	1 094	1 614	- 11,7	520	47,5	_
					-							

^{*} À périmètre constant.

carité énergétique malgré l'action publique. La pauvreté n'est pas seulement monétaire, elle est aussi - et de plus en plus - énergétique. La question du coût de la facture d'énergie se pose, il en est de même pour le locataire, "prisonnier" d'un logement ou d'un lieu d'activité dont il peut difficilement maîtriser le coût. Face à un nombre de ménages aux revenus modestes qui augmente plus vite que le nombre de rénovations, le législateur, via le décret "décence", oblige aujourd'hui un propriétaire, pour louer son bien, à réaliser des travaux d'amélioration de sa performance énergétique et a fixé, à l'horizon 2020, une baisse de 15% de la précarité énergétique.

Rapport du médiateur national de l'énergie

En 2015, le nombre de litiges enregistré par les services du médiateur est en baisse de 15 % par rapport à 2014 (3497 litiges recevables pour 12319 reçus). En ce qui concerne les impayés et les coupures ou limitations de fourniture, leur diminution (7,4%) vient principalement de la douceur de la période hivernale. Le médiateur observe également que la multiplication de nouveaux fournisseurs s'est accompagnée d'une hausse des litiges "simples" liée à des défaillances des systèmes d'information et des procédures de gestion clientèle.

Les réformes qu'il a soutenues devraient modifier le paysage de la consommation de l'énergie, comme l'interdiction des régularisations de facturation sur plus de 14 mois. Cette dernière entrera en vigueur à partir du 19 août 2016 et devrait réduire les difficultés de paiement et, donc, le nombre de litiges.

Qualité des relations et des services pour les clients relevant des tarifs réglementés de vente

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) est mesurée via plusieurs indicateurs pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat.

Satisfaction des clients relevant des TRV

Cet indicateur (tableau 12), communiqué à la maille nationale, fait apparaître un très bon résultat. Toutefois, et compte tenu du degré d'exigence des clients de son territoire, l'autorité concédante est amenée à émettre des réserves quant à sa transposition à l'échelle de la concession.

Traitement des réclamations

En amélioration par rapport à 2014, plus de 90 % des réclamations ont été traitées dans les 30 jours. Pour Enedis, les réclamations reposent pour l'essentiel sur la relève/facturation et sur la qualité de la fourniture (plus de 49 % et 25 %) et, pour EDF Commerce, sur la facturation et le recouvrement (34 % et 27 %). L'item "relève/facture" recouvre, selon Enedis, les données de consommation estimées, réelles, les redressements, la passage du releveur et le fonctionnement du comptage.

Côté EDF Commerce, l'item "facturation" concerne toutes les réclamations liées à un problème de facturation (facture erronée suite à une erreur de relève, mensualisation, compteur ou relais défectueux, erreur de contrat...).

Gestion du contrat

(Voir tableaux 12 et 13)

Le nombre de lettres "uniques" de relance – 236636 – pour impayés est considérable et concernerait près d'un client sur deux. Il en est de même pour le nombre de coupures demandées par le fournisseur (10683) et le nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau (2779).

Interrogé, le concessionnaire à apporté les éléments de réponse suivants :

«L'usage du mot coupure est abusif : près de 40 % des demandes émises par le fournisseur sont

Tableau 11. La satisfaction des usagers vis-à-vis des interventions à domicile et de l'accueil téléphonique (Extrait de l'enquête réalisée par l'Ifop du 23 novembre au 6 décembre 2015 sur le territoire de la concession électricité du Sigeif.)

À propos de l'accueil téléphonique, diriez-vous que vous êtes très satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait...?

	2013	2014	2015				
En %	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait	
de l'accueil globalement	91	91	93	33	60	6	
de l'attention à votre égard	87	90	91	37	54	8	
de la solution ou de la réponse apportée	87	89	89	37	52	10	
des horaires	86	88	92	30	62	5	
de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	69	81	82	29	53	16	

■ Lorsque des interventions d'Enedis (ex-ERDF) ont eu lieu à votre domicile, avez-vous été très satisfait, assez satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait...?

	2013	2014		2015					
En %	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait			
de la qualité du travail effectué	83	90	92	51	41	5			
de la ponctualité au rendez-vous	73	92	90	39	51	8			
du délai d'intervention	72	88	75	38	37	23			
du rendez-vous proposé (date et heure)	68	81	72	39	33	24			
\dots des informations fournies (devis, conseils,)	59	89	92	37	55	6			

Le complément à 100 % est à mettre à l'actif des personnes qui ne se prononcent pa

Tableau 12. Qualité des relations et des services pour les clients relevant des tarifs réglementés de vente (TRV)

La satisfaction des clients (%)	Maille	2013	2014	2015	Signe (%)
Particuliers	Nationale	91	92	90,2	-2
Collectivités	Nationale	83	82	87,0	6
Entreprises	Nationale	77	76	80,0	5
Le traitement des réclamations (nombre)					
Écrites	Sigeif	-	4 999	4 408	- 12
- À l'item "facturation"	Sigeif	-	2 088	1 681	– 19
- À l'item "relevé/facture"	Sigeif	-	69	98	42
Taux de réclamations traités dans les 30 jours	Sigeif	-	92,5	96	4
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	-	324	176	- 46
La gestion du contrat					
Nombre de lettres "uniques" de relance liées aux impayés envoyées	Sigeif	-	252 885	236 636	-6
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	-	12 370	10 683	- 14
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	74 992	67 847	64 606	-5

annulées avant le déplacement du technicien suite aux actions mises en place par le fournisseur et par Enedis (SMS, appels sortants) pour inciter le client à régler sa dette. Les déplacements pour impayés n'entrainent pas obligatoirement une coupure : il peut y avoir une prise de paiement par le technicien, une remise d'éléments au technicien prouvant que le client est dans une démarche d'aide avec les services sociaux, ou réduction de puissance. Certaines interventions ne peuvent pas aboutir pour des motifs techniques. Si l'intervention ne peut pas avoir lieu, la dette court chez le fournisseur, qui peut mettre en place ses propres procédures contentieuses, à savoir la résiliation du contrat du client en situation d'impayé et la remise de la dette à une société de recouvrement. En cas d'échec, la dette est déclarée irrécouvrable et apparaît comme une charge au compte de résultat de l'entreprise».

Solidarité, précarité énergétique

(Voir tableau 14)

Un Français sur cinq est en situation de précarité énergétique et a du mal à se chauffer et à s'éclairer, selon l'évaluation de l'Observatoire national de la précarité énergétique.

Les foyers considérés sont ceux qui consacrent plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses en énergie au sein de leur logement.

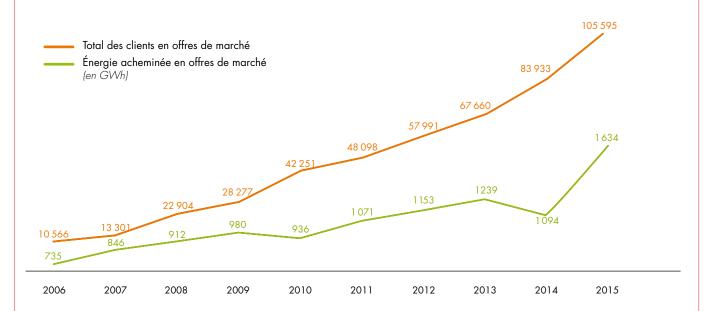
Les indicateurs figurant dans le tableau 14 ont été établis à la maille de la concession du Sigeif.

Contrôle de l'application des tarifs sociaux de l'énergie

Les dispositifs des tarifs sociaux de l'énergie (TSE) ont connu de nombreuses évolutions : élargissement de l'assiette des bénéficiaires, automatisation, modification du montant de l'aide (voir tableau 15), etc., en particulier avec la loi Brottes (avril 2013) et son décret d'application (novembre 2013). Tous les fournisseurs d'énergie sont dorénavant susceptibles d'attribuer les TSE à leurs clients.

C'est dans ce cadre que l'autorité concédante a mené un contrôle des principaux fournisseurs : EDF Commerce, Engie et Direct Énergie, en lien avec la mise en œuvre des tarifications spéciales de l'électricité comme produits de première nécessité.





Ce contrôle fait apparaître :

> Pour EDF Commerce : le délai de 18 mois a été respecté pour un client sur deux. Aucune anomalie sur le taux de réduction appliqué (taux fixés, ou forfaits prévus, selon la puissance souscrite et la composition familiale). Après avoir constaté des anomalies dans son système

d'information (date fictive de fin : 31/12/9999), le fournisseur a procédé aux corrections nécessaires. Pour Engie : l'audit réalisé sur deux communes n'a pas permis de vérifier l'intégralité des données présentées le jour de l'audit. Les incohérences constatées dans les fichiers seraient le fait, selon le fournisseur, d'erreurs de frappe. > Pour Direct Énergie : le délai de 18 mois a été respecté pour l'ensemble des clients. Le taux de réduction appliqué correspond aux taux fixés, ou aux forfaits prévus, selon la puissance souscrite et la composition familiale.

Tableau 13. Qualité des relations et des services pour les clients relevant du gestionnaire de réseau

	Maille	2013	2014	2015	Signe
Le traitement des réclamations (%)					
- À l'item "Qualité de fourniture et de réseau"	Sigeif	-	22	25	3,7
Taux de réclamations traités dans les 15 jours	Sigeif	-	90,7	93	1,9
La gestion du contrat					
Nombre de coupures effectives par Enedis à la demande d'EDF Commerce	Sigeif	-	3 231	2 779	- 14
Taux d'interruption de la fourniture à la demande du fournisseur	Sigeif	-	26	26	-

Tableau 14. Solidarité, précarité énergétique

Maille	2013	2014	2015	Variation	Signe (%)
Sigeif	3 979	3 911	3 500	– 411	- 11
Sigeif	658	660	576	- 84	- 13
Départements Sigeif	3 492	3 492	3 492	-	-
Sigeif	23 886	38 074	45 289	7 215	19
Sigeif	-	17 514	18 119	605	3
Sigeif	-	3 176	1 098	- 2 078	- 65
Sigeif	-	3 724	1 934	- 1 790	- 48
	Sigeif Sigeif Départements Sigeif Sigeif Sigeif Sigeif	Sigeif 3 979 Sigeif 658 Départements Sigeif 3 492 Sigeif 23 886 Sigeif - Sigeif -	Sigeif 3 979 3 911 Sigeif 658 660 Départements Sigeif 3 492 3 492 Sigeif 23 886 38 074 Sigeif - 17 514 Sigeif - 3 176	Sigeif 3 979 3 911 3 500 Sigeif 658 660 576 Départements Sigeif 3 492 3 492 3 492 Sigeif 23 886 38 074 45 289 Sigeif - 17 514 18 119 Sigeif - 3 176 1 098	Sigeif 3 979 3 911 3 500 - 411 Sigeif 658 660 576 - 84 Départements Sigeif 3 492 3 492 3 492 - Sigeif 23 886 38 074 45 289 7 215 Sigeif - 17 514 18 119 605 Sigeif - 3 176 1 098 - 2 078

Tableau 15. TPN: réductions forfaitaires

Aide forfaitaire (en euros TTC/an)	3 kVA	6 kVA	9 kVA et plus	
UC = 1	71€	87€	94€	
1 < UC < 2	88€	109€	117€	
UC >= 2	106€	131€	140€	

UC : unité de consommation. La première personne du foyer compte pour 1 UC, la deuxième pour 0,5 UC, les troisième et quatrième personnes comptent chacune pour 0,3 UC et chaque personne supplémentaire compte pour 0,4 UC.



Contrôle de la qualité de l'électricité

Le contrôle exercé par le Sigeif fait apparaître une tendance à l'amélioration pour certains indicateurs, et, pour d'autres, une stagnation.

I CONTRIBUTION DU RÉSEAU BT

Fiabilité (rattachement des clients actifs)

La connaissance, à la maille communale des clients dits actifs, c'est-à-dire présents dans le système d'information géographique du concessionnaire (SIG, ex-GDO), est l'un des maillons fondamentaux de la fiabilisation des calculs électriques et de l'exercice du contrôle. Par définition, un client actif correspond à un point de livraison raccordé physiquement au réseau basse tension pour lequel un contrat est souscrit. Son "rattachement" au système d'information permet, lors de l'élaboration de l'image électrique de la zone considérée "calcul statistique annuel", d'associer ses propres informations (puissance souscrite, consommation...) aux caractéristiques du réseau de distribution (nature, section, longueur des conducteurs).

Avec 99,8% de clients dits "rattachés" (673082), l'image électrique, issue des calculs statistiques, peut être considérée, sur la concession, comme proche de la réalité (voir tableau 16). Cet indicateur a été obtenu en intégrant l'ensemble des clients dits "BT", c'est-à-dire les clients issus des catégories C5 (PS⁽¹⁾ ≤ 36 kVA) et C4 (PS > 36 kVA). La fiabilité du SIG a été complétée par une vérification, sur un périmètre donné, du positionnement des points individuels de livraison. (Voir chapitre contrôle ciblé).

Contraintes électriques sur les postes de transformation HTA/BT et sur le réseau basse tension

Outil pour le diagnostic et l'aide à la préparation des programmes d'investissement, l'état "CTBT-005 qualité de tension par transformateur et source HTA/BT" restitue l'image électrique des ouvrages basse tension de distribution publique.

La finalité de cet état est, pour le concessionnaire, d'être en mesure de dresser la liste et le nombre de postes de transformation HTA/BT, également appelés sources HTA/BT, pour lesquels le modèle de calcul fait apparaître une contrainte de tension, d'intensité ou de puissance.

La synthèse 2015 des contraintes électriques est détaillée par département dans les tableaux 17 et 19.

Par rapport à l'exercice précédent, on note :

- > Au regard de la tenue de la tension, la persistance de clients mal alimentés, 272, contre 374 en 2014.
- > Une légère diminution du nombre de transformateurs HTA/BT utilisés à plus de 100 % de leur puissance nominale, 113, contre 120 en 2014 > Une amélioration concernant
- > Une amélioration concernant la résorption des tronçons BT en contrainte intensité (dépassement de la capacité de transit), 26 contre 34 en 2014.

⁽¹⁾ PS: puissance souscrite.

L'autorité concédante a, à l'occasion des précédents rapports de contrôle, rappelé plusieurs facteurs ayant contribué à l'amélioration de ces résultats :

- > Le décret qualité 2007-1826.
- > La modification par Enedis (ex-ERDF), en 2010, du mode de calcul dans le SIG.
- > Le traitement par Enedis des erreurs décelées par le Syndicat.
- > L'investissement du concessionnaire.

Depuis plusieurs exercices l'autorité concédante dresse une liste des sources HTA/BT pour lesquelles une anomalie probable du SIG a été relevée (voir tableau 20). À partir de ce dernier, il est demandé au concessionnaire d'effectuer les corrections nécessaires.

À fin 2015, les trois anomalies détectées l'an passé demeurent, et quatre nouvelles sont apparues.

Enfin, l'autorité concédante continue à considérer que la suppression, par le concessionnaire, de la référence "code invariant ou numéro" du poste de transformation provoque un alourdissement de la mission de contrôle, et nécessite, in fine, l'établissement d'un fichier contenant des informations rigoureusement identiques à celles dont elle disposait lorsque le "code GDO" lui était transmis.

Analyse de la chute de tension par zone géographique

(Voir carte des clients mal alimentés, p. 37)

En exécution des dispositions de l'article 16, annexe 1 du cahier des charges de la concession, le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante les éléments lui permettant de suivre l'évolution de la qualité du produit. Il doit tenir à tout moment à sa disposition les justificatifs pour le contrôle des informations transmises.

Le Syndicat a souhaité disposer d'une image statistique d'un des critères de la qualité : la tenue de la tension, également appelée chute de tension, vue par le client raccordé au réseau basse tension.

Statistiquement, sur le territoire de la concession, 99,9% des clients entrent dans la tolérance d'une variation inférieure à ± 10%.

Il demeure 272 points de livraison, répartis sur 11 communes, auxquels une attention particulière doit être portée (voir graphique 6).

Enfin, comme le montrent le graphique 7 et la carte des clients mal alimentés, la qualité sur le territoire est, avec une valeur inférieure à 0,5%, uniformément répartie.

À ce bon résultat, il convient d'ajouter que le nombre de communes du territoire de la concession ne comptabilisant plus de clients mal alimentés (53 communes, contre 49 en 2013 et 51 en 2014) a augmenté.

Le volume des investissements consentis en 2015 par le concessionnaire pour traiter les différentes contraintes électriques sur le réseau BT (862 k€) est, quant à lui, le plus important de ces cinq derniers années. La poursuite dans cette voie permettra le traitement des sources HTA/BT signalées par l'autorité concédante, notamment celles repérées depuis plus de six ans (voir graphique 8 et tableau 21). La perception des clients, interrogés lors de l'enquête réalisée annuellement par l'autorité concédante (voir tableau 18), fait partie des indicateurs utiles à l'appréciation de la qualité.

Pour 96% d'entre eux, la tension d'alimentation a été constante. 4% des personnes interrogées ont, toutefois, constaté des variations à plusieurs reprises. Ce résultat, relativement constant par rapport aux années précédentes, conforte la demande faite au concessionnaire d'analyser et de traiter les sources HTA/BT décelées.

Tableau 16. Fiabilité : rattachement des clients BT dans le système d'information géographique

	No	mbre de clients BT "CRAC)"*		
	C5 (≤ 36 kVA)	C4 (> 36 kVA)	Total	Rattachement au système d'information	% de clients rattachés
Seine-et-Marne	51 166	590	51 756	51 298	99,1
Yvelines	175 809	1 784	177 593	177 216	99,8
Essonne	80 611	1 338	81 949	81 781	99,8
Hauts-de-Seine	123 239	1 566	124 805	124 373	99,7
Seine-Saint-Denis	201 627	2 353	203 980	203 912	100,0
Val-de-Marne	32 861	340	33 201	33 275	100,2
Val-d'Oise	1 320	5	1 325	1 227	92,6
Total	666 633	7 976	674 609	673 082	99,8

Tableau 17. Contraintes électriques. Tenue de la tension sur le réseau BT

	Usagers BT				Sources HTA/BT					
	2014 dU/U ≥ 10 %	2015 dU/U ≥ 10 %	Taux CMA* 2014 (%)	Taux CMA* 2015 (%)	Nombre de sources en 2014	En dU/U	Taux Umax 2014 (%)	Nombre de sources en 2015	En dU/U	Taux Umax 2015 (%)
Seine-et-Marne	-	-	-	-	406	-	-	410	-	-
Yvelines	101	62	0,06	0,03	1100	4	0,3	1102	3	0,3
Essonne	78	40	0,10	0,05	712	4	0,5	713	3	0,4
Hauts-de-Seine	-	-	-	-	683	-	-	687	-	-
Seine-Saint-Denis	183	125	0,09	0,06	1273	9	0,6	1280	5	0,4
Val-de-Marne	12	45	0,05	0,14	181	1	0,5	253	3	1,2
Val-d'0ise	-	-	-	-	12	-	-	12	-	-
Total	374	272	0,06	0,04	4 367	18	0,4	4 457	14	0,3

^{*} CMA : clients mals alimentés.

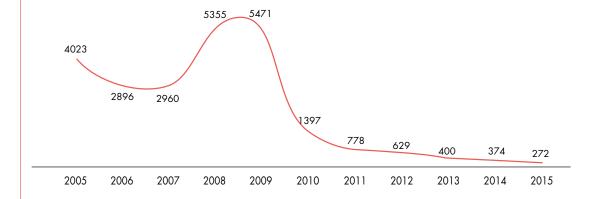
Tableau 18. La perception des clients vis-à-vis de la tenue de la tension (baisse de l'éclairage)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Souvent	8	8	8	4	5	4	4
Rarement	38	41	30	34	28	27	29
Jamais	54	51	63	62	67	69	67

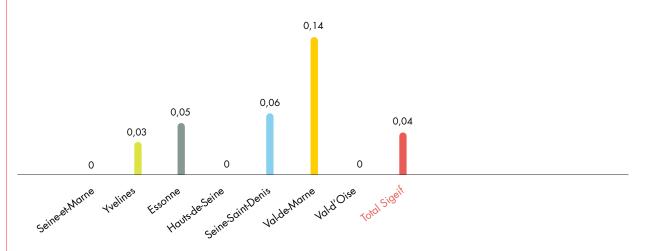
Tableau 19. Contraintes électriques. Puissance maximale des transformateurs HTA/BT

Sources HTA/BT										
	2014 Tmax ≥ 80 %	2014 Tmax ≥ 100 %	2015 Tmax ≥ 80 %	2015 Tmax ≥ 100 %	Taux Tmax ≥ 100 %	2014 Imax ≥ 100 %	2015 Imax ≥ 100 %	Taux Imax		
Seine-et-Marne	46	11	43	7	1,6	-	-	-		
Yvelines	103	10	99	11	0,9	3	2	0,2		
Essonne	101	15	100	16	2,1	9	8	1,0		
Hauts-de-Seine	80	13	82	8	1,0	6	3	0,4		
Seine-Saint-Denis	251	70	248	69	4,9	16	13	0,9		
Val-de-Marne	10	1	20	2	0,7	-	-	-		
Val-d'Oise	1	-	1	=	-	-	-	=		
Total	592	120	593	113	2,3	34	26	0,5		

Graphique 6. Évolution du nombre de clients mal alimentés sur le réseau BT



Graphique 7. Pourcentage de clients mal alimentés raccordés au réseau basse tension (dU/U > 10%)



Graphique 8. Nombre de sources HTA/BT en contrainte de tension

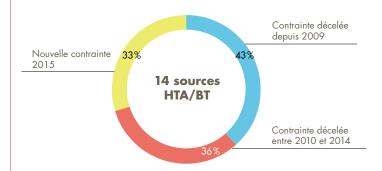


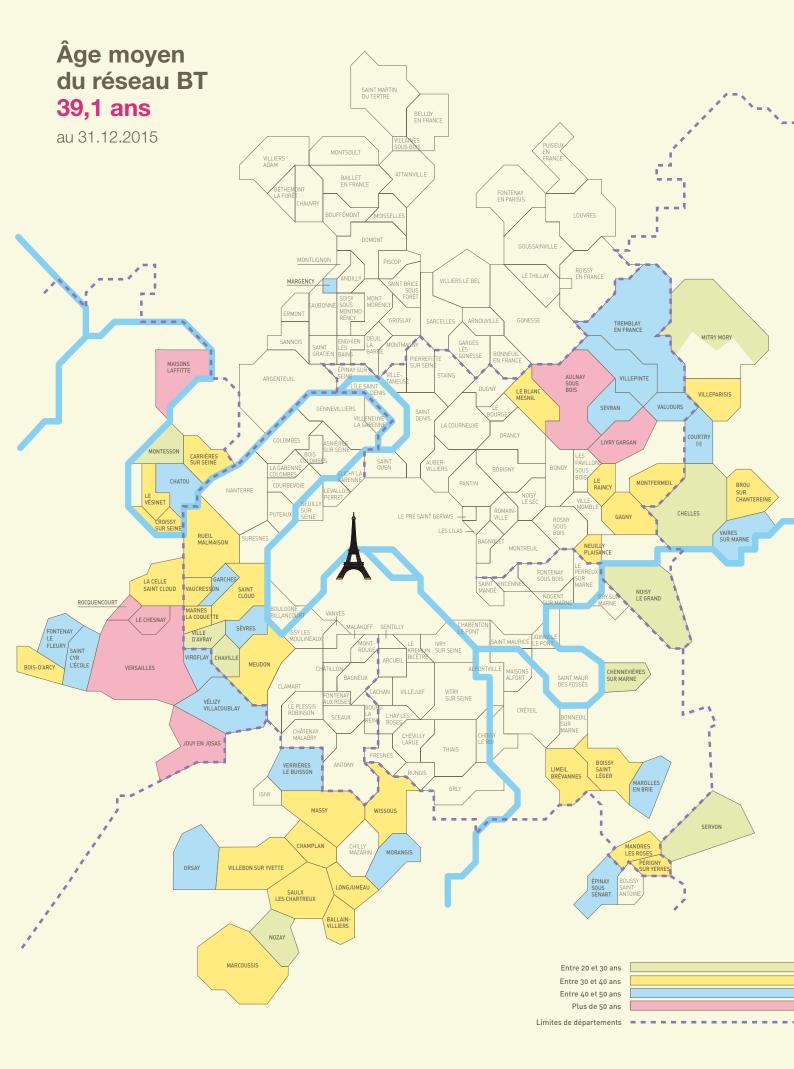
Tableau 20. Liste des sources HTA/BT avec une anomalie probable du système d'information

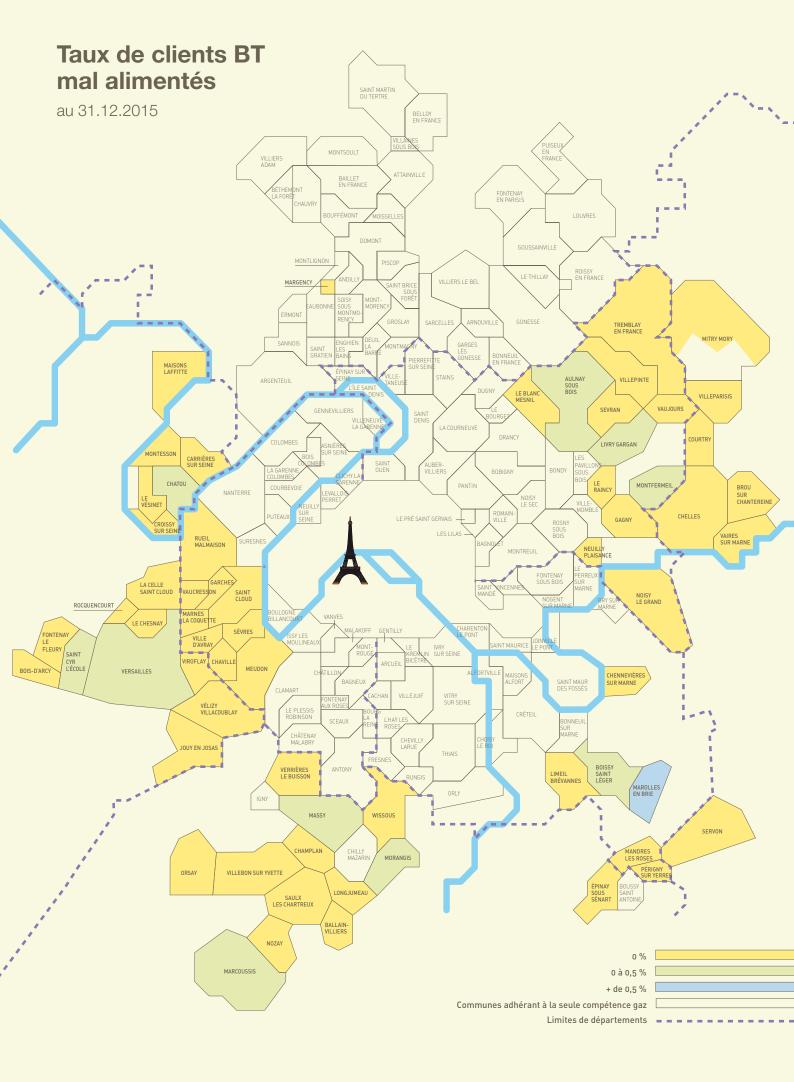
Commune	Libellé du poste HTA/BT	Anomalie décelée en 2015	Anomalie récurrente	Taux CMA (%)	Coefficient Imax (%)	Coefficient d'utilisation Tmax (%)
Marcoussis (91)	Fontaine Jouvence ma	Oui	Non	46	-	-
Marolles-en-Brie (94)	Bignetous	Oui	Non	63	-	-
Noisy-le-Grand (93)	Barbeau	Oui	Oui	-	341	-
Noisy-le-Grand (93)	Perche	Oui	Oui	-	346	-
Saint-Cyr-l'École (78)	Se Grille royale	Oui	Non	42	-	-
Tremblay-en-France (93)	Rozanoff	Oui	Oui	-	-	203
Total		6	3	3	2	1

- Les anomalies du SIG ont arbitrairement été classées suivant trois critères :
 > Un taux de clients mal alimentés supérieur à 40 % pour une source HTA/BT.
 > Un coefficient d'utilisation d'un transformateur supérieur à 200 %.
 > Un taux de surcharge d'un des tronçons d'une source HTA/BT supérieur à 200 %.

Tableau 21. Chute de tension sur le réseau BT : récurrence de la contrainte

Libellé source HTA/BT	Commune	Département	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Physiocrate		93	68	-	31	49	84	57	50
	Livry-Gargan				31				
Mg Serpente	Morangis	91	40	23	-	24	23	23	24
Vs Jouvencel	Versailles	78	11	11	11	-	-	-	11
My Turenne	Massy	91	10	8	-	-	9	8	5
Fontaine Jouvence Ma	Marcoussis	91	6	6	-	-	-	-	11
Fontaine	Boissy-Saint-Léger	94	6	6	-	7	-	-	6
Sous-total	6		141	<i>54</i>	42	80	116	88	107
Boisandre	Livry-Gargan	93	-	5	7	7	-	-	6
Sous-total	1		-	5	7	7	-	-	6
Ca Gambetta 36	Chatou	78	-	-	-	9	-	22	21
Sous-total	1		-	-	-	9	-	22	21
Professeur	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	20	10	20
Travail	Montfermeil	93	-	-	-	-	24	-	24
Sous-total	2		-	-	-	-	44	-	44
Blés d'Or	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	25	25
Sous-total	1		-	-	-	-	-	25	25
Se Grille royale	Saint-Cyr-l'École	78	-	-	-	-	-	-	30
Haras	Marolles-en-Brie	94	-	-	-	-	-	-	20
Bignetous	Marolles-en-Brie	94	-	-	-	-	-	-	19
Sous-total	3		-	-	-	-	-	-	69
Total	14		141	59	49	96	160	135	272





Postes HTA-BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (Imax et Tmax)

Parce que la capacité d'accueil fait partie des composantes qualifiant un réseau en état normal de fonctionnement, nous rappelons que les ouvrages concédés doivent être utilisés sans dépassement de la valeur nominale d'utilisation. Aller au-delà fragilise inévitablement le réseau et accélère son vieillissement. Dans certains cas, cela peut aller jusqu'à la destruction du matériel et l'interruption momentanée de la fourniture.

Les contraintes d'intensité (Imax)

(Voir graphiques 9 et 10).

Le nombre de sources HTA/BT devant faire l'objet d'une attention particulière continue de diminuer. Toutefois, l'exercice 2015 fait apparaître 26 sources, dont plus des trois quarts (77 %) étaient connues depuis au moins deux ans, et, pour certaines (42 %), depuis plus de cinq ans.

Lors des contrôles précédents, les dipôles de réseau étaient utilisés à un tel taux que la seule justification possible était une erreur manifeste du système d'information du concessionnaire.

Le tableau 20 fait état de deux anomalies pour lesquelles le concessionnaire à précisé à l'autorité concédante leur traitement effectif en novembre 2016.

Les contraintes transformateurs (Tmax)

Le transformateur HTA/BT est l'organe du réseau indispensable à la transformation du courant. Le choix de la puissance apparente (kVA) repose sur la charge à alimenter, de la tension primaire et également du couple pertes fer - pertes joules.

Sur le territoire de la concession, 2,3% des transformateurs HTA/BT ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme régime nominal (voir tableau 19). Bien que le dépassement momentané de ce taux puisse être accepté, en fonction de la température présente dans l'enceinte du poste, l'autorité concédante préconise cependant que des moyens de contrôle soient mis en œuvre.

Lors du contrôle 2012, le concessionnaire a qualifié de situation de pré-alerte un taux compris entre 100 et 110%. Cette précision importante se devait d'être suivie d'actions de vérification de la mise à jour du SIG, à conjuguer avec une campagne de mesures, si besoin dès l'hiver 2013, avec l'adaptation aux charges par la mutation des transformateurs si la mesure confirmait un taux de charge supérieur à 110%.

Pour l'exercice 2015, les quarante quatre transformateurs HTA/BT dépassant 110% de leur capacité nominale ont été décelés, pour seulement six transformateurs (14%) sur l'exercice et, pour près des trois-quarts, (73%) dès 2011. L'autorité concédante a donc sollicité son concessionnaire sur le traitement et le résultat des éventuelles campagnes de mesures (cf. rapport de contrôle 2014, page 38).

Incidents sur le réseau basse tension

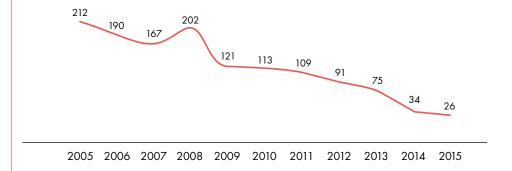
Les interruptions de la fourniture dues au réseau basse tension sont de deux ordres :

> Les coupures générées par un incident, au nombre de 616 (+ 47 % par rapport à 2014).

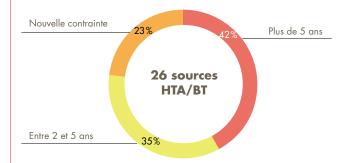
Près d'un tiers des incidents (196) ont pour siège le réseau souterrain (voir tableau 22), qui représente, ne l'oublions pas, 73,8 % du linéaire BT. Les appareillages BT (transformateur HTA/BT et tableaux BT) situés dans les postes de transformation comptabilisent 15 % du total des coupures. Enfin, le réseau aérien occasionne, à lui seul, 20 % des coupures.

> Les coupures pour travaux, au nombre de 389 (+63 % par rapport à 2014 et +90 % par rapport à 2013).

Graphique 9. Évolution du nombre de sources HTA/BT en contrainte d'intensité



Graphique 10. Récurrence du nombre de sources HTA/BT en contrainte d'intensité



Graphique 11. Nombre d'incidents aux 100 km BT et HTA

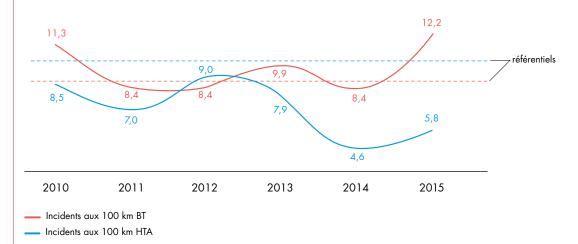


Tableau 22. Origine par département des coupures sur le réseau BT

		Poste HTA	/BT	Souterrai	n	Aérien		Branchem	ent	Autre siè	ge	Pas de dég	jâts
	Nombre total d'incidents	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%
Seine-et-Marne	19	2	11	7	37	3	16	3	16	1	5	3	16
Yvelines	149	26	17	40	27	25	17	17	11	39	26	2	1
Essonne	81	15	19	28	35	22	27	7	9	4	5	5	6
Hauts-de-Seine	129	32	25	50	39	13	10	18	14	14	11	2	2
Seine-Saint-Denis	198	12	6	63	32	51	26	28	14	14	7	30	15
Val-de-Marne	40	5	13	8	20	10	25	14	35	1	3	2	5
Val-d'0ise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	616	92	15	196	32	124	20	87	14	73	12	44	7

Tableau 23. Cause par département des incidents sur le réseau BT

		Défaillan de matério de protec	el et	Dépassem de capac électriqu	ité	Élagage branches fils emmê	3,	Usure naturelle)	Travaux de tiers		Autres causes		Cause inconnu	
	Nombre total d'incidents	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%
Seine-et-Marne	19	3	16	-	-	-	-	4	21	4	21	4	21	4	21
Yvelines	149	49	33	25	17	5	3	44	30	16	11	10	7	-	-
Essonne	81	18	22	1	1	4	5	34	42	13	16	8	10	3	4
Hauts-de-Seine	129	46	36	5	4	1	1	37	29	31	24	7	5	2	2
Seine-Saint-Denis	198	27	14	16	8	8	4	87	44	21	11	22	11	17	9
Val-de-Marne	40	8	20	4	10	2	5	16	40	6	15	2	5	2	5
Val-d'0ise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	616	151	24	51	8	20	3	222	36	91	15	53	9	28	5

Tableau 24. Caractéristiques électriques des départs HTA

Départ HTA	Poste source	Commune	Tension de service (kV)	Chute de tension (en %)	Départ classé à surveiller en 2014	Départ classé à surveiller en 2013 ou 2012
Royal	Saules	Versailles	15	5,12	Х	Х
F 096	Fanaudes	Margency	15	4,85	Х	Х
St-pie	Neuilly-sur-Marne	Gagny	15	4,60	Х	Х
St-Cyr	Saules	Fontenay-le-Fleury	15	4,51	Х	Х
Fortra	Villeneuve-Saint-Georges	Marolles-en-Brie	20	4,42	-	-
Grandu	Buzenval	Sèvres	10	4,36	Х	Х
Wissou	Rungis	Wissous	20	4,33	Х	Х
Muette	Cormeilles	Maisons-Laffitte	20	4,24	-	-
Vaires	Villevaude	Vaires-sur-Marne	15	4,12	Х	Х
Virofl	Châtillon	Viroflay	15	4,08	Х	Х
Bouvre	Alouettes (Les)	Le Raincy	15	4,03	Х	Х

Elles sont de la seule responsabilité du concessionnaire et trouve leurs fondements lorsque les travaux ne peuvent pas être réalisés sous tension. Ces derniers nécessitent des coupures conséquentes, c'est notamment le cas lors de remplacements de tableaux BT et/ou de certains transformateurs HTA/BT quand l'installation d'une source provisoire (groupe électrogène, poste chantier, bouclages BT...) s'avère difficile, voire impossible, à réaliser au regard de la situation et de la configuration de la zone de travaux (voir graphique 16). Une attention particulière a été portée lors de cet exercice sur ce type d'interruption (voir chapitre contrôle ciblé). Localisées principalement au niveau des postes de transformation HTA/BT, les 211 coupures pour travaux ont été générées par des opérations : de raccordement (12), d'élimination du PCB⁽¹⁾ (118), de maintenance (39), d'adaptation aux charges (13) et de travaux divers (29). Les autres interruptions ont concerné les câbles et accessoires BT, les lignes aériennes (49) afin de répondre, notamment, à des besoins d'élagage et, enfin, les branchements individuels et/ou collectifs (19).

Concernant la durée d'interruption de la fourniture, elle a été supérieure à cinq heures pour 17 % des opérations. La durée moyenne d'intervention diminue d'année en année (147 min en 2015 contre 176 en 2014 et 196 en 2013).

Le Sigeif tient à rappeler que les travaux sous tension doivent être privilégiés et que, au regard des observations formulées lors des précédents rapports de contrôle, le concessionnaire s'est engagé à une vigilance particulière depuis l'année 2012.

Depuis plusieurs années, l'évolution des interruptions de la fourniture de l'énergie électrique (incidents) générés par le réseau basse tension est appréciée suivant plusieurs critères :

- Le nombre d'incidents aux 100 km.
- Le nombre d'incidents pour mille clients.
- La durée moyenne des coupures.
- La cause de l'incident.
- La récurrence des incidents et les cinq communes les plus impactées.

Le nombre d'incidents aux 100 km

Avec 12,2 incidents aux 100 km, le résultat 2015 se place au niveau le plus dégradé de ces dix dernières années.

Analysé à l'échelle de chacune des soixante-quatre communes adhérentes, cet indicateur fait cependant apparaître une qualité hétérogène sur la concession (voir tableau en annexes et carte "Nombre d'incidents aux 100 km", page 43).

En effet, la qualité s'est dégradée pour quarante d'entres elles, maintenue pour cinq autres et améliorée pour les dix-huit dernières, ce qui porte à 38 (contre 24 en 2014), le nombre de communes dont le résultat se situe au-dessus du seuil de référence (8,8 incidents aux 100 km).

Parmi ces dernières, dix-sept avaient déjà fait l'objet d'un pointage lors du contrôle de l'exercice précédent (repérées par une astérisque sur la carte précitée), et trois d'entre elles – Vaucresson (92), Vaujours (93) et Versailles (78) – souffrent d'une récurrence jugée préoccupante (plus de 20 incidents aux 100 km).

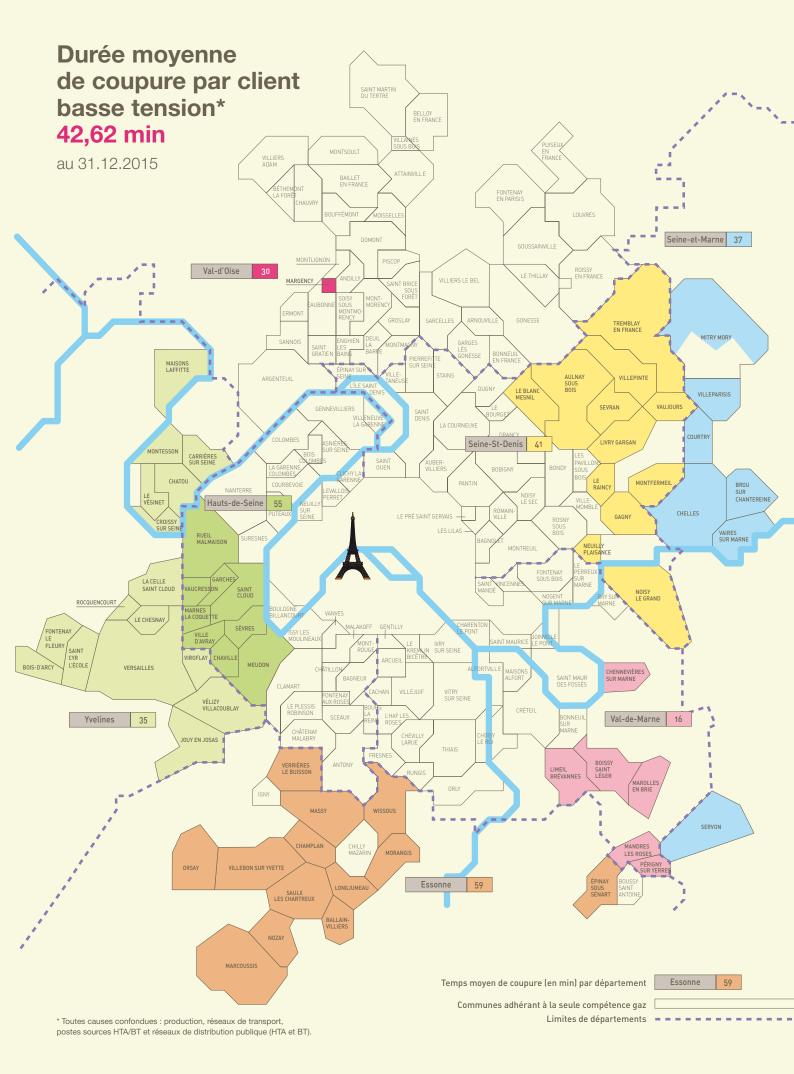
Le nombre d'incidents pour mille clients

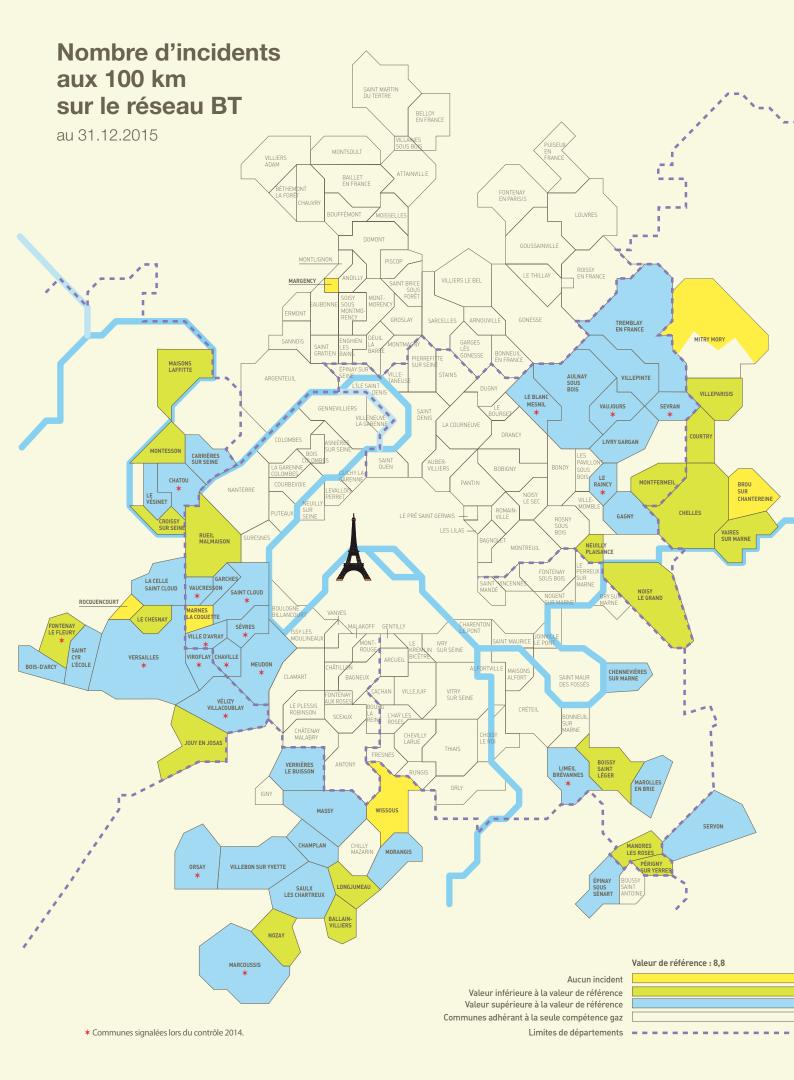
Comme pour le précédent indicateur, celui relatif au "nombre d'incidents pour mille clients" est au niveau le plus haut de ces dix dernières années (0,91, soit +44% par rapport à 2014).

La durée moyenne des coupures

Jugée élevée par l'autorité concédante, la durée moyenne des coupures 2015 (226 min) poursuit sa hausse (214 min et 190 min respectivement en 2014 et 2013).

⁽¹⁾ Les polychlorobiphényles (PCB), aussi appelés biphényles polychlorés (BPC), ou encore parfois, improprement, "pyralènes".





Les coupures sur incidents générées par le réseau souterrain BT durent en moyenne 5 h (résultat identique à l'exercice 2014). Celles en lien avec les postes de transformation HTA/BT et le réseau aérien BT, sont en augmentation (respectivement 135 et 205 min en 2015, contre 109 et 175 min en 2014).

La cause de l'incident

(Voir tableau 23)

"L'usure naturelle" demeure la principale cause des incidents survenus sur le réseau (222 incidents, soit 36%). Celle-ci est provoquée par une détérioration progressive liée à l'utilisation et à la sollicitation de l'ouvrage.

Outre les 151 incidents causés par une défaillance de matériel et de protection, l'autorité concédante constate le niveau élevé (60%) des incidents BT, en lien avec l'état (souvent vétuste) des ouvrages. Ils représentent une hausse de respectivement 2% et 23% par rapport à 2014 et 2013.

Devant un tel résultat, le concessionnaire ne peut être qu'invité à renforcer son programme de maintenance

Viennent ensuite, dans la continuité des exercices précédents, les travaux de tiers (15%) et, dans une moindre mesure, le dépassement (8%) de la capacité de transit (surcharge).

Analyse des incidents

L'analyse du siège et de la cause des incidents a porté sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur "Nombre d'incidents BT aux 100 km" a été le plus élevé.

- > Au Blanc-Mesnil, un quart des incidents sont situés autour des deux postes de transformation HTA/BT Clarence et Joséphine. Les causes principales sont "l'usure naturelle" et le dépassement de capacité.
- Le NiTi total autour de ces deux postes⁽¹⁾ est de 487 591 min pour 1368 clients cumulés.
- > Sur la commune de Chaville, le défaut de conception d'un accessoire basse tension a, le 12 août 2015, occasionné une interruption de la fourniture d'électricité de plus de 12 h. Enfin, sept autres incidents ont eu pour cause "l'usure naturelle" des ouvrages.
- > À Meudon, deux incidents sur des canalisations souterraines ont provoqué plus de 16 h de coupure. Ils ont été provoqués par des travaux de tiers et par "l'usure naturelle" d'un câble. Le NiTi total résultant est de 259 890 min pour 250 clients impactés.
- > À Vaucresson, le principal incident a eu lieu le 9 juillet 2015 et a engendré près de 9 h de coupures pour 55 clients. La cause serait la défaillance d'une protection dans un coffret BT.

> Sur la commune de Versailles, les principales causes des incidents BT sont la défaillance du matériel (18 sur 58), l'usure naturelle (14 sur 58) et le dépassement de la capacité de transit électrique (11 sur 58). Le siège principal est, comme depuis plusieurs années, le réseau souterrain, dont la moyenne d'âge figure parmi les plus élevées de la concession (voir carte "Âge moyen du réseau BT" page 36). On note également que 14 incidents n'ont pas été identifiés.

Enfin, 13 incidents ont chacun provoqué plus de 6 h d'interruption continue de la fourniture.

Avec un total de 671 clients impactés, cela conduit à un NiTi total de 403 288 min.

■ CONTRIBUTION DU RÉSEAU HTA

Caractéristiques électriques des départs HTA Variation de la tension HTA

Le cahier des charges de la conces-

sion dispose que, pour les valeurs normalisées de la tension (10, 13,2, 15 et 20 kV), la chute de tension sera inférieure à 5% en régime normal d'exploitation (1^{er} alinéa de l'article 16 de l'annexe 1).

Onze départs HTA présents sur la concession du Sigeif nécessitent une surveillance (2%, résultat identique à celui de 2014) et, pour l'un d'eux, une intervention du distribu-

⁽¹⁾ Produit du nombre de clients coupés par la durée de la coupure.

teur (voir tableau 24). Il s'agit du départ "Royal" à Versailles, déjà signalé lors des exercices précédents.

Interrogé par l'autorité concédante, le concessionnaire avait apporté, en 2015, la réponse suivante : «La chute de tension sur le départ "Royal", issu du PS Saules, devrait être supprimée fin 2015 ».

Face à une situation qui perdure, le concessionnaire a été amené à préciser lors de ce contrôle : «Il n'y a pas une affaire dédiée au traitement de ce seul départ, toutefois une partie de sa charge électrique sera reprise dans le cadre de travaux de sécurisation des postes sources Saules et Versailles (prévus en 2017 et 2018)».

Puissance et intensité maximales atteintes

(Voir tableau 25)

À fin décembre 2015, deux départs HTA sont en dépassement de capacité de transit. Ils étaient respectivement trois et cinq lors des contrôles 2014 et 2013).

Le délai de dix ans annoncé par le concessionnaire lors du contrôle précédent et visant à renforcer un maillon faible dans le cadre de ses travaux ne répondait pas, pour l'autorité concédante, à l'exigence de robustesse naturellement attendue. L'autorité concédante avait, en conséquence, invité son concessionnaire à remédier à cette situation. Ce dernier envisage, aujour-

d'hui, un projet de restructuration sur plusieurs postes sources à l'horizon 2017-2019.

Incidents sur le réseau HTA

Nombre d'incidents aux 100 km

(Voir graphiques 11 et 12)

En hausse par rapport à l'exercice 2014 (4,6 incidents aux 100 km), le résultat 2015, avec 5,8 incidents aux 100 km, s'avère comme un des meilleurs résultats de ces quinze dernières années. Il est le fruit des investissements demandés par l'autorité concédante et consentis ces dernières années par Enedis.

Tableau 25. Départs HTA en limite de capacité

Poste source	Départ HTA	Tension de service (kV)	lmax	Travaux programmés	Départ classé à surveiller	Observations
Saules	École	15	185 %	Horizon 4 ans	-	Restructuration liée aux PS Saules, Verinnerie et Élancourt
Saules	St-Cyr	15	100 %	Horizon 4 ans	-	Restructuration liée aux PS Saules, Verinnerie et Élancourt

Tableau 26. Causes des incidents HTA

Départs HTA	Défaillance de matériel	Travaux de tiers	Usure naturelle	Climatique	Fausse manœuvre	Total	Nombre de clients coupés	Nombre d'incidents 2014	Nombre d'incidents 2013
2c27 au PS Rueil	-	-	4	-	-	4	4 832	-	-
Villej au PS Louveciennes	_	1	6	_	_	7	7 773	1	2
Fleuri au PS Primevères	_	-	3	1	_	4	4 813	0	1
Montai au PS Massy	_	_	4	_	_	4	1 711	2	4
Départs à 3 incidents	2	3	26	1	1	33	7 510	8	7
Total	2	4	39	2	1	48	21 807	11	14
%	4	8	81	4	2	100			

Sièges et causes des incidents HTA

La plupart des incidents, répartis sur 152 départs HTA, sont isolés et ont des causes diverses. Toutefois, quatre d'entre eux ont cumulé plus de six incidents sur les trois derniers exercices. La cause principale est "l'usure naturelle" d'une des composantes du réseau souterrain : le câble ou un accessoire (boîte).

Enfin, 14 des 152 départs HTA répertoriés présentent plus de deux défauts. Il y en avait 4 et 18 (pour 135 et 191 départs HTA) lors des deux derniers contrôles.

Pour l'efficacité du contrôle, l'analyse a porté sur ces départs HTA (voir tableaux 26 et 27). La grande majorité de leurs incidents (81%) provient une nouvelle fois de "l'usure naturelle" de l'ouvrage. Les travaux de tiers sont, quant à eux, à l'origine de 8% des coupures. Les défauts interviennent souvent plein câble et touchent en grande majorité les technologies les plus anciennes, qui constituent, dans la continuité des exercices passés, le maillon faible du réseau (42%), suivis de très près (40%) par les boîtes de jonction.

L'autorité concédante souligne un incident particulier, en lien avec "l'usure naturelle" d'une boîte de jonction, le long du départ HTA Tourai au PS Châtillon. En effet, ce dernier a touché 1556 clients pendant plus de dix heures. Dix autres incidents ont également dépassé les dix heures de coupures.

Le tableau 28 présente les départs concernés pour lesquels il est attendu un éclaircissement de la part du concessionnaire.

Indicateurs locaux de la continuité de fourniture

Les éléments transmis par le concessionnaire ont permis, sur tout le territoire du Sigeif, de mesurer l'impact des coupures dites longues (d'une durée supérieure ou égale à 3 min) sur les usagers.

Après une nette amélioration, lors de l'exercice précédent, du nombre d'usagers affectés par une coupure longue (moins d'un usager sur deux), l'autorité concédante constate, pour 2015, un résultat au-dessus de la moyenne des années précédentes.

TCI A : Taux de clients affectés par une coupure longue

 $T_{CIA} = \frac{100 * (somme cumulée des clients affectés)}{Somme des clients de la zone concernée}$

Avec 443 715 clients coupés, toutes causes confondues⁽¹⁾, le résultat 2015 se révèle le plus dégradé de ces cinq dernières années. Il enregistre une augmentation voisine de 58 % par rapport à l'exercice précédent (280 426 clients concernés) et de 20 % par rapport à 2013 (369 046 clients concernés).

	2012	2013	2014	2015
TCI A (en %)	47	56	42	66
Source CF-0	01.			

Tcl : taux de coupures longues (≥ 3 min)

 $T_{cl} = \frac{100 * (somme des coupures longues)}{Somme des clients de la zone concernée}$

Durant l'exercice 2015, il a été enregistré 1238 coupures longues sur le réseau concédé, toutes causes confondues, c'est-à-dire les interruptions de l'alimentation électrique générées soit par des travaux (409), soit par des incidents (829).

	2012	2013	2014	2015
Tcl (en %)	0,15	0,15	0,13	0,18
Source CF-0	007 et CF-	-008.		

Tcb : taux de clients affectés par les coupures brèves (1 sec ≤ durée < 3min)

Tcb = $\frac{100 \text{ * (somme cumulée des clients affectés)}}{\text{Somme des clients de la zone concernée}}$

Les coupures brèves (durée inférieure à 3 min) sont plus ou moins perçues par les usagers.

De par sa composition, le réseau de la concession, majoritairement souterrain, est quasiment "insensibilisé" aux perturbations génératrices de coupures brèves.

	2012	2013	2014	2015
Coupures brèves	294	283	263	388
Tcb (en %)	0,045	0,043	0,040	0,57

Source: Crac 2015.

⁽¹⁾ Interruption de la fourniture due aux réseaux de transport, aux postes sources, aux réseaux HTA et basse tension

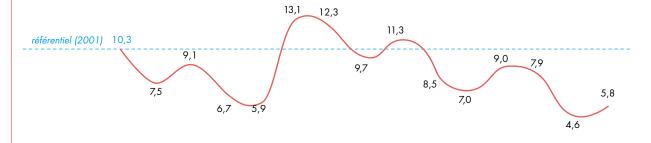
Tableau 27. Sièges des incidents HTA

Départs HTA	Boîte de jonction	Câble	Éliminé avec manœuvre	Poste HTA/BT	Aérien	Total	
Villej au PS Louveciennes	4	3	-	-	-	7	
Fleuri au PS Primevères	2	-	-	2	-	4	
Montai au PS Massy	1	2	-	1	-	4	
Départs à 3 incidents	12	15	2	4	-	33	
Total	19	20	2	7	-	48	
%	40	42	4	15	0	100	

Tableau 28. Liste des départs HTA coupés plus de dix heures

Nom du poste source	Nom des départs HTA	Durée maximale (min)	NiTi total de la concession	Nombre de clients BT coupés	Siège	Cause
Rueil	1c57	2 751	43 043	1 001	Plein câble papier	Usure naturelle
Massy	Vignlo	2 316	1 310	52	Jonction HTA câble synthétique/câble papier	Usure naturelle
Versailles	Saturn	1 559	191 022	4 704	Jonction HTA câble synthétique/câble papier	Autres travaux de tiers (arrachages)
Massy	Richel	987	78 058	2 518	Plein câble papier	Usure naturelle
Massy	Richel	954	30 501	3 002	Jonction HTA câble synthétique/câble papier	Usure naturelle
Épinay	Rochpo	885	193 719	4 731	Jonction HTA câble papier/câble papier	Usure naturelle
Grigny	Cornic	795	1 930	386	Poste HTA/BT : partie HTA	Condensation, inondation
Versailles	Ferry	707	129 494	2 284	Plein câble papier	Usure naturelle
Châtillon	Giraf2	684	144 568	379	Jonction HTA câble synthétique/câble papier	Usure naturelle
Sausset	Sonate	682	72 814	727	Armoire de coupure	Usure naturelle
Châtillon	Tourai	638	682 667	1 556	Jonction HTA câble synthétique/ câble synthétique	Usure naturelle

Graphique 12. Nombre d'incidents aux 100 km



2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2005 2010 2011 2012 2013 2014 2015

Tableau 29. Nombre de clients coupés plus de trois heures ou plus de six fois (par département)

		Plus de 3 heures			Plus de 6 fois	
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Seiine-et-Marne	1 328	678	1 618	-	-	-
Yvelines	7 928	7 555	6 779	-	-	46
Essonne	3 907	3 212	5 565	40	16	667
Hauts-de-Seine	3 224	4 324	10 000	-	-	199
Seine-Saint-Denis	5 623	6 193	11 956	-	-	-
Val-de-Marne	454	1 080	587	-	-	-
Val-d'Oise	7	242	30	-	-	-
Total concession	22 471	23 284	36 535	40	16	912

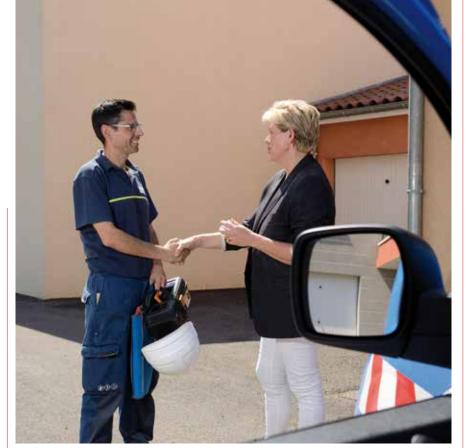
Source CF-001

Tableau 30. Nombre de clients coupés plus de six fois dans l'année, toutes causes confondues

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clients coupés	52	114	-	40	16	912

Tableau 31. Origine des coupures

	Nombre	Rése	eau BT	Réseau	HTA	Transport	Total	
	de clients BT*	Incidents	Travaux	Incidents	Travaux	+ poste source	iutai	
Seine-et-Marne	51 756	2,15	8,82	13,15	-	13,11	37,22	
Yvelines	177 593	9,02	9,20	13,00	0,23	3,67	35,12	
Essonne	81 949	7,25	10,08	35,10	1,35	4,99	58,77	
Hauts-de-Seine	124 805	17,36	11,15	11,93	0,21	14,13	54,78	
Seine-Saint-Denis	203 980	16,79	6,44	14,47	0,21	3,04	40,94	
Val-de-Marne	33 201	6,44	2,32	7,42	-	0,08	16,26	
Val-d'Oise	1 325	0,32	5,11	20,91	-	3,47	29,81	
B Sigeif 2015	674 609	12,02	8,46	15,68	0,33	6,12	42,62	
5 0.gon 2010	07.1000	20,4	18	16,	01	0,12	42,02	
B Sigeif 2014	660 524	7,27	5,41	10,58	2,25	1,12	26,71	
D Olgon 2014	000 024	12,0	38	12,	83	1,12	20,7 1	
B Sigeif 2013	655 520	8,38	5,11	15,1	71,24	1,36	31,26	
D Siguii Zo io	000 020	13,4	19	16,	41	1,00	31,20	
B Sigeif 2012	649 529	5,98	4,2	18,77	0,48	4,1	33,51	
D Olgon LOTE	igeit 2012 649 529	10,	18	19,	25	7,1	50,01	



Enquête annuelle de satisfaction

Le Sigeif mesure annuellement sur sa concession la perception des coupures constatées par ses usagers. Le résultat 2015 montre une perception plus que satisfaisante de la qualité (en termes d'interruption) par les usagers de l'électricité sur le territoire du Sigeif et le conforte sur l'intérêt de ses actions menées contre la persistance des "secteurs ou zones" dits de fragilité ou à risque.

À la question : "Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des pannes (coupures de plus de trois minutes)?", il a été obtenu :

En %	2012	2013	2014	2015
Jamais	68	69	66	70
Rarement	31	29	32	29
Souvent	1	2	2	1

En complément à la question précédente, il a été également demandé lors du constat d'une coupure (4% de l'échantillon) : "En général, ce type de coupure se produit, par an, une ou deux fois, trois à cinq fois, plus de cinq fois?" Il a été obtenu :

En %	2012	2013	2014	2015
Une ou deux fois	35	48	31	45
Trois à cinq fois	36	29	19	30
Plus de cinq fois	29	23	45	25
Ne sait pas	-	-	5	-

À la question : "Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des coupures brèves (moins de 3 min)?", il a été obtenu :

En %	2012	2013	2014	2015
Jamais	54	56	61	63
Rarement	43	41	36	36
Souvent	3	3	3	1

Indicateurs retenus à l'article 17 de l'annexe 1 du cahier des charges

Nombre de clients subissant plus de trois heures de coupure annuelle sur incident

Le résultat de l'exercice 2015 (voir graphique 13 et tableau 29) est, avec 36535 usagers concernés (contre 23284 en 2014), jugé très élevé, d'autant plus que, pour un seuil d'alerte de plus de trois heures de coupure, 919 usagers (298 en 2014) ont été, quant à eux, coupés plus de 20 heures.

Ce résultat est proche de celui, critique, de 2009 (37939 usagers), et

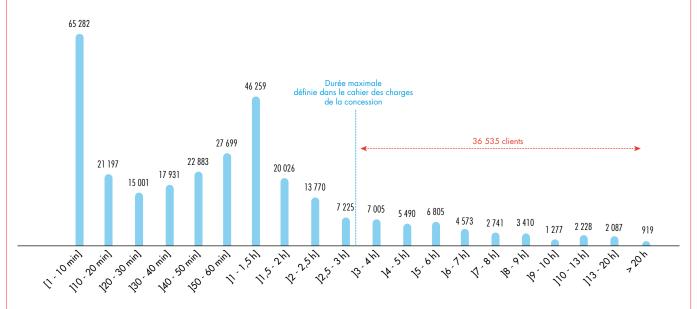
alors que les améliorations constatées lors des exercices précédents plaidaient pour qu'un seuil d'alerte et un plan d'actions soient définis, l'autorité concédante attend de son concessionnaire les éléments (localisation, siège et cause) utiles à la l'analyse des situations pour lesquelles les coupures cumulées vues du client ont été supérieures à 20 heures.

Nombre de clients subissant dans l'année plus de six coupures longues

L'exercice 2015 (voir graphique 14 et tableau 30) enregistre, avec 912 clients coupés, plus de six fois un résultat préoccupant, d'autant que le valeur de référence devrait tendre vers zéro.

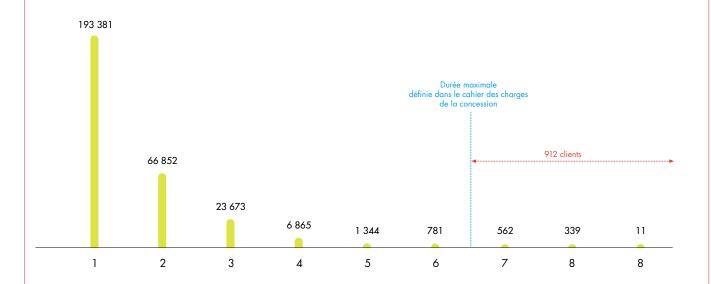
Les clients touchés résident sur les départements de l'Essonne, des Yvelines et des Hauts-de-Seine. La situation non localisée du phénomène est de nature à le rendre inquiétant.

Graphique 13. Nombre de clients coupés en fonction de la durée de l'interruption*

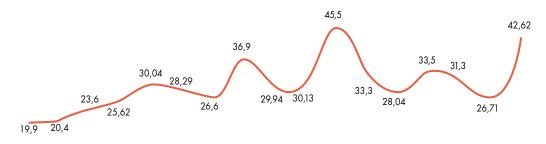


^{*} Toutes causes confondues.

Graphique 14. Nombre de clients coupés en fonction du nombre d'interruptions

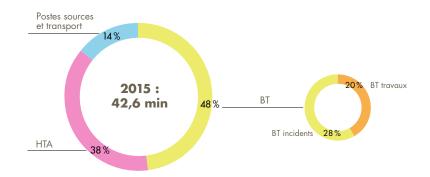


Graphique 15. Évolution du critère B (en min)

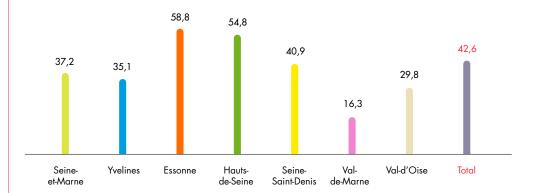


1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015

Graphique 16. Origine des coupures



Graphique 17. Répartition géographique du critère B (en min)



CONTINUITÉ DE FOURNITURE (CRITÈRE B)

Évolution dans le temps

(Voir graphique 15)

Le critère B est le temps moyen de coupure, en minutes, vu par un client raccordé au réseau basse tension. Cet indicateur est le reflet annuel des incidents toutes causes confondues. Sa représentation géographique (voir carte page 42) est, pour chacune des communes membres, à l'échelle de son département. En effet, à l'exception d'une analyse particulière sur plusieurs années, le critère B s'avère peu significatif sur un petit périmètre car très sensible à la moindre variation. La tendance à l'amélioration, amorcée lors des deux exercices précédents, est rompue. Avec 42,6 min, le résultat 2015 se place au niveau du deuxième plus mauvais résultat de ces quinze dernières années.

Le niveau national (73,7 min, soit +7,4 min par rapport à 2014) et celui de l'Île-de-France (33,6 min, +5,2 min par rapport à 2014), désormais inférieur à celui de la concession, enregistrent également, mais dans une moindre mesure, une dégradation.

Origine des coupures

L'analyse des incidents par origine des coupures (voir graphique 16 et tableau 31) permet de déterminer le rôle joué par les ouvrages structurants, hors concession (postes sources et réseau de transport), et par les ouvrages de la concession (HTA, postes HTA/BT, BT et branchements).

En 2015, la part prédominante dans la composition du temps de coupure est, comme pour les années passées, les ouvrages relevant de la concession (86 %). Le poids entre le réseau HTA (16 min; 38 %) et le réseau basse tension (20,5 min; 48 %) tend à s'inverser, laissant sous-entendre une situation préoccupante en ce qui concerne l'aval HTA.

Les incidents liés aux accessoires HTA, sensibles à l'élévation de la température, associés aux défauts des câbles eux-mêmes, ont été la cause de la majorité des interruptions de la fourniture. La condition pour stabiliser de manière satisfaisante ce critère est, à l'évidence, l'augmentation par le concessionnaire des investissements nécessaires à la réactivité du réseau et aux travaux curatifs de renouvellement des accessoires et des ouvrages aujourd'hui obsolètes, tels que les câbles désuets dont certains datent de l'avant 1960.

La durée des interruptions liées aux travaux est, comme pour l'exercice passé, élevée (8,5 min; 20 % du temps global moyen de coupure).

Un contrôle approfondi sur quelques unes de ces coupures a ainsi été réalisé (voir chapitre contrôle ciblé). Le nombre d'intervention sur les ouvrages basse tension étant voué à croître ces prochaines années, l'autorité concédante encourage son concessionnaire à généraliser les travaux sous tension, comme l'y invite le cahier des charges,

Le critère B de deux départements sur sept (voir graphique 17) se situe au-dessus de la valeur moyenne du Sigeif (42,6 min):

- > Les Hauts-de-Seine (54,8 min). La composante "ouvrage en concession" (HTA + BT) totalise 74% du temps de coupure :
- 52% (28,5 min) pour le réseau BT, générés principalement par la vétusté des ouvrages (22%), et par le concessionnaire lui-même lors de coupures pour travaux (20%).
- 22 % (12,1 min) pour le réseau HTA générés principalement par l'usure naturelle des câbles à isolation papier imprégné (CPI) et de ses accessoires.

La composante hors concession "poste source + réseau de transport" totalise 26% (14,1 min) du temps moyen d'interruption, à mettre à l'actif de l'incident du 4 mars 2015 pour lequel près de 17000 clients des Hauts-de-Seine ont été privés d'électricité suite à "l'usure naturelle" d'une liaison HTA en sortie du transformateur HTB/HTA.

> L'Essonne (58,8 min, contre 53,4 en 2014). Sa composante HTA représente 62 % du temps de coupure, dont 50 % sont induits par "l'usure naturelle" des câbles à isolation papier imprégné ou de ses accessoires. Sa composante BT représente, quant à elle, 30 % du temps de coupure, dont 17 % sont liés à des coupures pour travaux délibérés du concessionnaire.

I PROGRAMMES D'INVESTISSEMENT 2015 ET PLAN DE MAINTENANCE DU DISTRIBUTEUR

Faute de maîtriser les tarifs, il appartient à l'autorité concédante d'agir sur la seule variable pour laquelle elle dispose d'un pouvoir d'orientation, en l'occurrence les investissements "délibérés" de son concessionnaire.

Au regard de la relation entre investissement et qualité du service, le programme d'investissement doit reposer sur des actions à réaliser à plus ou moins long terme, pour lesquelles l'autorité concédante devrait disposer, de la part de son concessionnaire, d'engagements fermes et précis, donc vérifiables.

Investissements sur les postes sources et orientations ultérieures

(Voir graphique 18)

Croissance

Inauguré en avril 2016, le nouveau poste source ("Boule"), situé sur la commune de Nanterre (92), s'avère indispensable pour accompagner la croissance des besoins en électricité dans cette zone. Il permet également de restructurer et de moderniser le réseau HTA desservant l'ouest de la concession du Sigeif.

En cours de concertation, deux autres postes sources sont annoncés par le concessionnaire : au nordouest de l'Essonne, sur la zone de Saclay, et à Aubervilliers (93).

Est également au programme le renforcement de certains postes existants, par mutation ou ajout de nouveaux matériels tels que transformateurs, cellules HTA, ou contrôle commande associé.

Continuité d'alimentation et qualité de la fourniture

Les politiques d'entretien, de maintenance et d'investissement concourent à l'atteinte et au maintien d'un bon niveau de qualité de la distribution d'électricité des postes sources.

L'analyse des incidents, conjuguée avec la connaissance de son patrimoine, a permis, pour 2015, d'orienter et de poursuivre les efforts du distributeur sur les points suivants :

- > Sécurisation par isolation des pièces nues sous tension des transformateurs HTB/HTA. L'objectif est d'éviter un court-circuit provoqué par l'électrocution d'un animal.
- > Renouvellement des contrôles commandes obsolètes.
- > Renouvellement des matériels vétustes (transformateurs, disjoncteurs...).
- > Modernisation (mise à niveau) de l'outil de téléconduite.

Renouvellement, renforcement, environnement

Sont concernés les ajouts ou les remplacements d'ouvrages tels que les jeux de barres HTB, les transformateurs HTB/HTA, les appareils de coupure HTB (disjoncteurs, sectionneurs), les rames HTA (disjoncteurs...).

Le total des dépenses prévues pour 2015 a été estimé à 40 M€ (+22 M€ par rapport à 2014).

Les investissements⁽¹⁾ bruts réalisés se sont élevés à 5,5 M€ (8,13 € par client), +125 % par rapport à 2014 (2,4 M€) et – 86,3 % par rapport à la prévision.

⁽¹⁾ Dépenses d'investissement sur les postes sources implantés sur la concession (données issues du CRAC 2015).

Investissements sur les réseaux HTA et BT et orientations ultérieures

(Continuité du plan de maintenance des exercices précédents)

Les risques climatiques

Comme pour l'exercice passé, les caractéristiques environnementales du territoire du Sigeif et, plus globalement, celles de la région Île-de-France conduisent le concessionnaire à orienter ses investissements suivant trois axes principaux :

- La gestion du risque de crue par des actions de "désensibilisation" des postes HTA/BT.
- > La mise à la terre du neutre : il s'agit de respecter les obligations réglementaires, en maîtrisant durablement, lors d'un défaut monophasé sur le réseau HTA, la montée en potentiel du réseau BT, des réseaux de télécommunications et de la tension "de toucher".
- > La suppression des ossatures aériennes HTA le long des zones boisées.

Renouvellement, renforcement, environnement

Les travaux, les plus nombreux, relevant de cette finalité se déclinent de la manière suivante :

- > Des rénovations de tableaux HTA et/ou de postes HTA/BT, ainsi que des réseaux BT obsolètes.
- > Des renforcements pour résoudre les contraintes de capacité et de tension des réseaux en schéma normal d'exploitation.
- > Des renouvellements ou renforcements des réseaux liés à une politique volontariste d'élimination de câbles souterrains en anciennes technologies et qui peuvent se conjuguer avec les programmes de travaux "voirie" des collectivités.
- > Des changements de tension en HTA – suppression des poches 10 et 15 kV – permettant de renouveler un réseau vétuste tout en augmentant la capacité de transit.

Continuité d'alimentation

Les actions, fixées par le distributeur dans le plan de maintenance pour atteindre le niveau attendu, sont les suivantes:

> L'amélioration de la réactivité du réseau HTA lors de coupures d'alimentation par la création de nouveaux postes de coupure sur le réseau double dérivation, par la mise en place d'interrupteurs télécommandés supplémentaires.

- > La résolution des contraintes de transit lors d'un fonctionnement en schéma d'exploitation dégradé (situation dite "n-1") par le renouvellement ou le renforcement des tronçons à risque.
- > L'augmentation des capacités de réalimentation entre postes sources par la constitution de réseaux HTA en fuseau, c'est-à-dire de poste source à poste source.
- > La diminution des coupures d'alimentation par le renouvellement, fonction d'une analyse technicoéconomique, de câbles HTA et BT présentant des défaillances.
- > Des actions préventives pour limiter les défaillances des accessoires souterrains sensibles aux périodes de chaleur (accessoires de transition câble papier / câble synthétique), avec remplacements ciblés et programmés.

Bilan des investissements

Le total des dépenses prévues était estimé à :

- > HTA: 6 M€, +7% par rapport à 2014 (5,6 M€).
- > BT : 3 M€, +20% par rapport à 2014 (2,5 M€).

L'investissement prévisionnel sur le réseau concédé se montait ainsi à 13,3 euros/client (contre, respectivement, 12,2 et 12,6 pour les prévisions 2014 et 2013).

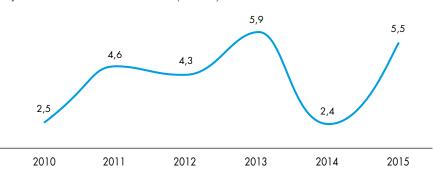
Les investissements bruts⁽¹⁾ réalisés se sont, quant à eux, élevés à (voir graphique 19a) :

- > HTA: 7,3 M€, soit +22% par rapport à la prévision et +28% par rapport à 2014 (5,7 M€).
- >> BT⁽²⁾: 3,9 M€, soit +30% par rapport à la prévision et au montant investi en 2014.

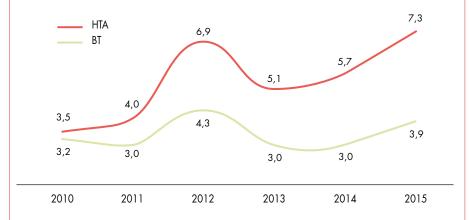
L'investissement réalisé sur le réseau concédé s'est élevé à 16,6 euros/client (+25% par rapport à la prévision).

Bilan des investissements de ces cinq dernières années

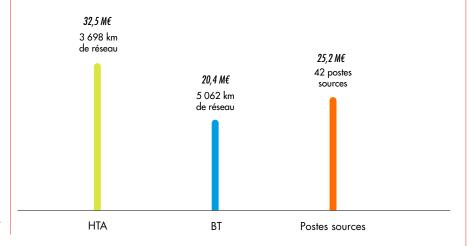
Le graphique 19b illustre les investissements cumulés (poste source, HTA et BT) de ces cinq dernières années en lien avec la performance réseau. *Graphique 18.* Investissements sur les postes sources implantés sur la concession (en M€)



Graphique 19a. Investissements sur la "performance du réseau" (en M€)



Graphique 19b. Investissements cumulés sur les cinq dernières années



⁽¹⁾ Valeurs du CRAC, ramenées à la concession.

⁽²⁾ Non compris la participation d'Enedis versée dans le cadre des opérations d'enfouissement (article 8 du cahier des charges de la concession).



Contrôle continu sur les ouvrages concédés

Suivi de l'évolution quantitative et qualitative des réseaux de distribution publique d'électricité concédés.

I DÉCLARATION DES PROJETS À L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

Les ouvrages électriques de distribution publique sont exécutés sous la responsabilité du maître d'ouvrage⁽¹⁾ dans le respect de la règlementation technique, des normes et des règles de l'art en vigueur ainsi que, pour les réseaux publics, conformément aux prescriptions complémentaires mentionnées au cahier des charges de la concession.

Pour l'année 2015 (voir tableau 32) l'autorité concédante a été destinataire de 163 projets de construction d'ouvrages électriques de distribution publique. Ces derniers ont été, pour plus des trois quarts (124 dossiers), en relation avec les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire et, pour les 39 restants, sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

À l'exception de deux projets de faible ampleur liés à des travaux de renforcement, se limitant au cas particulier de remplacement des conducteurs BT nus par un câble torsadé isolé et d'un câble torsadé par un câble de section plus importante (travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire) les nouvelles constructions d'ouvrages sont réalisées quasi-systématiquement en souterrain. Le taux de construction en souterrain des projets présentés en 2015 (voir tableau 34) a été de 100% pour le réseau HTA et de 98,7% pour le réseau basse tension.

Les constructions nouvelles HTA et BT

Les opérations imposées sont, par définition, celles afférentes à une demande de tiers relatives aux déplacements d'ouvrages, aux extensions liées à un nouveau raccordement et, enfin, aux enfouissements. En 2015, elles comptabilisent (voir graphique 20) un peu plus de 28 km (contre 26 km en 2014), soit 56,3 % du linéaire projeté (50551 m, contre 40894 m en 2014 et 60476 m en 2013).

Les projets délibérés du concessionnaire (voir tableau 34), relatifs aux travaux de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession, sont en nette augmentations par rapport à 2014 et 2013 de près de, respectivement, 47% et 7%.

Avec un linéaire de 22 km, le volume de travaux est de 51% inférieur à celui présenté en 2012.

Situés principalement dans les communes du Blanc-Mesnil, de Rueil-Malmaison et d'Orsay, les projets (19,5 km) ont pour finalité le renouvellement (12,8 km) et le renforcement (6,7 km) des départs HTA. Ceux relatifs au réseau BT (2,6 km) se répartissent sur neuf communes.

Les projets relatifs au renouvellement du réseau BT, d'environ 1,4 km, sont en nette diminution par rapport à l'exercice précédent, près de cinq fois moins. Dans la mesure où plus de 2 200 km d'ouvrages BT (44 % du linéaire total BT) ont plus de cinquante ans, l'autorité concédante souligne l'insuffisance des investissements consentis par le concessionnaire.

⁽¹⁾ Le concessionnaire ou l'autorité concédante.

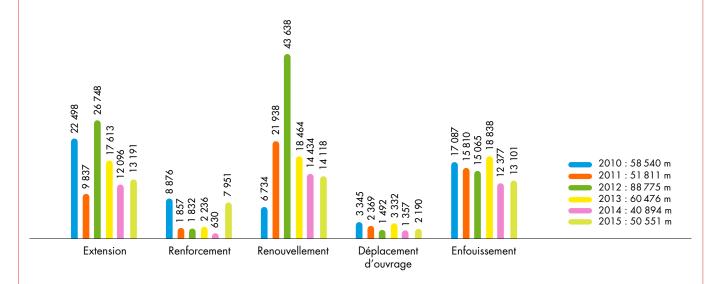
Tableau 32. Projets de construction d'ouvrages, par département (nombre)

Seine-et-Marne 55 50 64 37 Essonne 35 37 21 19 Hauts-de-Seine 46 30 29 31 Seine-Saint-Denis 64 72 51 61 Val-de-Marne 6 9 11 8 Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163						
Essonne 35 37 21 19 Hauts-de-Seine 46 30 29 31 Seine-Saint-Denis 64 72 51 61 Val-de-Marne 6 9 11 8 Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163	Nombre de projets reçus	2012	2013	2014	2015	
Hauts-de-Seine 46 30 29 31 Seine-Saint-Denis 64 72 51 61 Val-de-Marne 6 9 11 8 Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163	Seine-et-Marne	55	50	64	37	
Seine-Saint-Denis 64 72 51 61 Val-de-Marne 6 9 11 8 Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163	Essonne	35	37	21	19	
Val-de-Marne 6 9 11 8 Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163	Hauts-de-Seine	46	30	29	31	
Val-d'Oise - 2 1 - Total concession 232 218 184 163	Seine-Saint-Denis	64	72	51	61	
Total concession 232 218 184 163	Val-de-Marne	6	9	11	8	
	Val-d'Oise	-	2	1	-	
MO Cignif	Total concession	232	218	184	163	
NO SIGNI	MO Sigeif	60	64	47	39	
MO Enedis 172 154 137 124	MO Enedis	172	154	137	124	

Tableau 33. Déclarations adressées à l'autorité concédante (nombre)

		Déclarat	tion commer	ncement o	le travaux		Attestation achèvement de travaux						
	2014	%	Proforma 2014	l %	2015	%	20 1	4	%	Proforma 2014	%	2015	%
Seine-et-Marne	-	-	4	57,1	-	-	1		14,3	1	14,3	1	14,3
Yvelines	13	20,3	19	35,8	13	20,3	18	}	28,1	24	37,5	11	29,7
Essonne	1	4,8	7	18,4	1	4,8		5	23,8	5	23,8	7	36,8
Hauts-de-Seine	15	51,7	21	70	15	51,7	10)	34,5	16	55,2	3	9,7
Seine-Saint-Denis	3	5,9	4	5,5	4	7,8	1		2	3	5,9	8	13,1
Val-de-Marne	3	27,3	4	44,4	3	27,3	1		9,1	4	36,4	-	-
Val-d'Oise	1	100	1	50	1	100		•	-	1	100	-	-
Total	36	19,6	60	26,7	37	20,1	36	6	19,6	54	29,3	30	18,4
MO Sigeif	35	74,5	57	89,1	35	74,5	21		44,7	39	83	21	53,8
MO ERDF	1	0,7	3	1,9	2	1,5	15	5	10,9	10,9	13	9	7,3

Graphique 20. Linéaire de construction HTA et BT, par nature des travaux (en m)



Graphique 21. Linéaire de construction BT, par nature des travaux (en m)

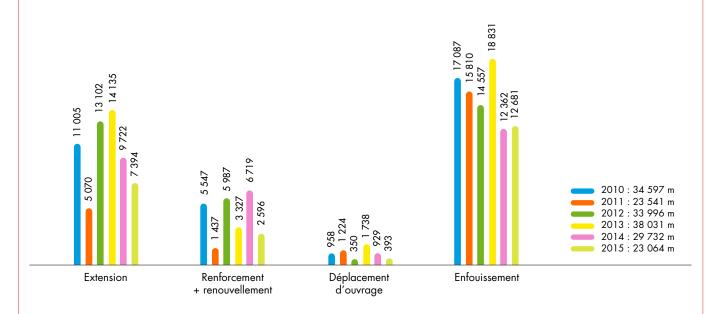
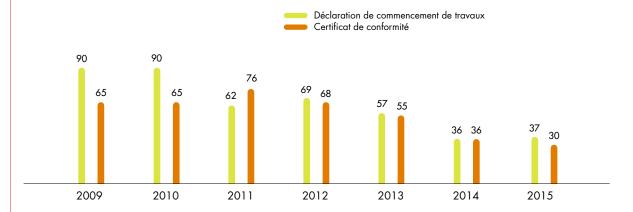


Tableau 34. Projets de construction d'ouvrages, par nature de travaux (nombre)

Nature	Nombre		H1	ГА		% en		В	ST .		% en
des déclarations	de dossiers	Constru	ction	Dépose ou	abandon	souterrain	Construc	ction	Dépose ou a	abandon	souterrain
		Souterrain	Aérien	Souterrain	Aérien		Souterrain	Aérien	Souterrain	Aérien	
2014											
Extension	96	2 374	-	110	-	100,0	9 601	121	57	138	98,8
Renforcement	1	630	-	-	186	100,0	-	-	-	-	-
Renouvellement	27	7 715	-	8 668	-	100,0	6 499	220	6 076	238	96,7
Déplacement d'ouvrage	10	428	-	523	-	100,0	929	-	1 189	70	100,0
Enfouissement	47	-	-	-	-	-	12 329	-	-	18 558	100,0
Divers	3	15	-	-	-	100,0	33	-	-	-	100,0
Total 2014	184	11 162	-	14 972	-	100,0	29 391	341	7 325	19 004	98,9
2015											
Extension	92	5 797	-	205	-	100,0	7 394	-	140	91	100,0
Renforcement	6	6 726	-	7 352	-	100,0	925	300	685	300	75,5
Renouvellement	15	12 747	-	12 429	-	100,0	1 371	-	1 420	31	100,0
Déplacement d'ouvrage	6	1 795	-	281	-	100,0	393	-	144	29	100,0
Enfouissement	39	-	-	-	-	-	12 581	-	-	13 867	100,0
Divers	5	420	-	2 968	-	100,0	100	-	-	83	100,0
Total 2015	163	27 485	-	23 235	-	100,0	22 764	300	2 389	14 401	98,7

Graphique 22. Déclarations de commencement de travaux et certificats de conformité



Les postes de transformations HTA/BT

L'information due par le concessionnaire à l'autorité concédante est toujours jugée insuffisante. Comme pour les exercices passés, le nombre de postes de transformation déclarés "en création" au Crac (18) représente bien plus du double de celui issu des "déclaratifs de travaux" (7).

Les constructions BT nouvelles

(Voir graphique 21)

Les réalisations dites "délibérées" 2,6 km, soit 11% des constructions BT envisagées (23 km) sont reparties à la baisse, pour atteindre le niveau le plus bas de ces quatre dernières années. Elles représentent 0,14% des ouvrages BT de plus de 50 ans (1876 km).

Quant aux travaux d'enfouissement des lignes aériennes basse tension entrepris par l'autorité concédante, ils représentent, de loin, comme pour les exercices passés, la part la plus importante (12,7 km, soit 55%) du linéaire total BT projeté.

Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité

(Voir tableau 33 et graphique 22)
Les informations relatives au commencement et à l'achèvement des travaux, informations transmises par le concessionnaire, sont complémentaires et indispensables à l'examen des projets émis. Dans la continuité des exercices passés, elles sont insuffisantes. À ce stade, la récurrence de ce constat amène l'autorité concédante à s'interroger sur les efforts annoncés du concessionnaire face à une situation qui n'arrive pas à s'améliorer.

Les avis sur les dossiers émis par le Sigeif

Avis favorables

Neuf dossiers reçus sur dix ont fait l'objet, de la part de l'autorité concédante, d'un avis favorable.

Avis favorables avec observation

L'avis "favorable avec observation" est émis par l'autorité concédante lorsque :

> Il est constaté une absence : de plans moyennes échelles avant et après travaux, de déclaration de linéaire et/ou de plans afférents aux réseaux abandonnés ou déposés pour lesquels l'autorité concédante (propriétaire de l'ouvrage) entend être informée (7 avis sur 15).

- > Le projet nécessite plus de détails, notamment lorsque plusieurs communes sont concernées ou les limites de propriété semblent confuses (4 avis sur 15).
- > La sélectivité des protections n'est pas démontrée (2 avis sur 15).
- > La finalité des travaux n'apparaît pas clairement (1 avis sur 15).
- > La solution technique proposée ne s'avère pas optimisée (tronçonnement inutile) (1 sur 15).

Avis défavorables

Aucun avis défavorable n'a été émis.

Avis en attente

L'avis "en attente" signifié par l'autorité concédante au concessionnaire a concerné les projets pour lesquels le seul document reçu est le certificat de conformité, ou de fin de travaux (6 avis sur 6).

Niveaux de qualité des réseaux définis par le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007

Un niveau minimal de qualité, inadapté à la concession du Sigeif.

■ ÉVALUATION DES QUATRE CRITÈRES

Tenue globale de la tension sur le réseau

L'évaluation de la tenue globale de la tension sur un réseau public de distribution d'électricité se concrétise dorénavant par la détermination d'un indice local, pour chaque département desservi par Enedis. Cet indice local sert, pour le volet "tenue de la tension", à cibler les départements pour lesquels l'indice est supérieur à 8, les rendant éligibles à un programme d'amélioration de la qualité.

Aux résultats des clients mal alimentés (CMA⁽¹⁾) sont donc ajoutés : > La chute de tension HTA (Uhta), pourcentage de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension est supérieure à 5%.

> Les prises des transformateurs HTA/BT (pourcentage de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5% dans le modèle de calcul).

- > Les résidences secondaires.
- > Les réclamations (nombre de réclamations avérées en tenue de la tension non identifiées par l'outil GDO-SIG dans le département pour 1000 clients).

Les éléments transmis, comme le prévoit la réglementation, sont à la maille de chaque département francilien. Ils ont donné lieu à une valorisation des facteurs d'influence et à une évaluation statistique (voir tableau 35), à partir desquelles l'autorité concédante est amenée à prononcer, sans aucune surprise, un indice local départemental nettement inférieur à l'indice supérieur" précédemment défini.

Le nombre de clients mal alimentés (272), conjugué aux 674 609 points de livraison de la concession (voir tableau 36), amène l'autorité concédante à conclure, au respect – au sens réglementaire – de la qualité globale de la tenue de la tension.

En effet, le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés est de 0,04%, pour un seuil critique fixé à 3% (soixante-quinze fois plus).

Comme pour les exercices précédents, les éléments communiqués par le concessionnaire portent uniquement sur le seuil négatif de la variation (– 10 % de la valeur nominale).

Tenue de la tension en un point particulier

Tout utilisateur raccordé au réseau basse tension peut voir sa propre situation, lorsqu'elle est insatisfaisante, analysée et, en tant que de besoin, traitée. Il y a dysfonctionnement, en un point particulier de la distribution basse tension, quand le gradient de tension⁽²⁾ est supérieur à 2 %.

La restitution "CTBT-005 : qualité de tension par transformateurs et sources HTA/BT" fait apparaître, comme lors des trois exercices précédents, un gradient de tension maximal de 1,72 %.

⁽¹⁾ Variation maximale de +10 % ou - 10 % de la valeur nominale d'alimentation électrique.

⁽²⁾ Chute de tension (en %) supplémentaire constatée en un point de connexion lorsqu'une charge additionnelle de 1 kW y est raccordée.

Tableau 35. Valorisation des facteurs d'influence et évaluation statistique

			Maille dépa	artementale		
	CMA	Uhta transformateur	Prise secondaire	Résidence	Réclamation	Indice local
Seine-et-Marne	0,10	5,01	0,73	0,21	0,02	2,89
Yvelines	0,09	3,88	0,76	0,08	0,01	2,49
Essonne	0,12	0,05	0,23	0,02	0,01	2,06
Hauts-de-Seine	0,00	0,00	0,07	0,13	0,01	0,28
Seine-Saint-Denis	0,09	0,00	0,20	0,00	0,00	1,05
Val-de-Marne	0,05	0,00	0,16	0,02	0,02	0,88
Val-d'Oise	0,13	4,52	0,89	0,01	0,02	3,32

Tableau 36. Tenue globale de la tension du réseau BT

		Concession du Sigeif			Maille départementale)
	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat (en %)	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat (en %)
Seine-et-Marne	51 756	-	-	648 421	640	0,1
Yvelines	177 593	62	0,03	681 366	635	0,1
Essonne	81 949	40	0,05	579 232	694	0,1
Hauts-de-Seine	124 805	-	-	877 003	1	0,0
Seine-Saint-Denis	203 980	125	0,06	709 822	632	0,1
Val-de-Marne	33 201	45	0,14	666 402	327	0,0
Val-d'Oise	1 325	-	-	530 158	697	0,1
Résultat 2015	674 609	272	0,04	4 692 404	3 626	0,08
Résultat 2014	660 524	374	0,06			
Résultat 2013	655 520	400	0,06			
Résultat 2012	647 693	629	0,10			

Tableau 37. Continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau (détermination Sigeif)

			Concessiondu Sigeif			
	Nombre de clients	CL > 6	Cb > 35	Durée cumulée	Résultat Sigeif (%)	
Seine-et-Marne	51 756	-	-	21	0,04	
Yvelines	177 593	46	-	546	0,33	
Essonne	81 949	667	-	568	1,51	
Hauts-de-Seine	124 805	199	-	853	0,84	
Seine-Saint-Denis	203 980	-	-	1018	0,50	
Val-de-Marne	33 201	-	-	-	-	
Val-d'Oise	1 325	-	-	-	-	
Total	674 609	912	_*	3 006	0,58	

^(*) Valeur globale indiquée dans le CRAC (nombre de clients affectés par plus de 30 Cb).

Deux sources HTA/BT (Gare et SC Parc B29, situées respectivement sur les communes de Sevran et de Saint-Cloud), pour lesquelles le gradient de tension maximal est supérieur à 1,5%, font l'objet, dans la continuité des contrôles réalisés, d'une attention particulière.

Continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau

En matière de continuité de l'alimentation, la réglementation prend en compte et lie trois critères pour l'évaluation annuelle de la continuité globale du réseau :

- > Le nombre de coupures longues (interruption supérieure ou égale à 3 min).
- > Le nombre de coupures brèves (moins de 3 min).
- > La durée cumulée des coupures longues.

Un utilisateur est réputé mal alimenté si l'un au moins de ces trois critères prend une valeur strictement supérieure à la valeur limite fixée par l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié.

Les seuils en vigueur à compter du 7 janvier 2013 sont les suivant :

- > Nombre de coupures longues subies dans l'année supérieur à 6 (anciennement 4).
- > Nombre de coupures brèves subies dans l'année supérieur à 35 (anciennement 12).
- > Durée, cumulée dans l'année,

des coupures longues supérieure à 13 h (anciennement 6 h).

La modification règlementaire de 2013, consistant à étendre les valeurs limites, conduit à une réduction du niveau d'exigence. Sa conséquence directe est que, au sens réglementaire, le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés de la concession étant quasiment nul, pour un seuil fixé à 5 % par le décret (voir tableau 37), la qualité est respectée.

Le résultat obtenu à partir de la restitution "CF-001 histogrammes durée et nombre d'incidents TCC⁽¹⁾ permet également de conclure au respect de la réglementation (0,58%).

Enfin, la hausse du seuil considéré conjuguée à la structure même du réseau (souterrain), la concession Sigeif ne comptabilise pas de clients affectés par plus de 35 coupures brèves.

Continuité de l'alimentation électrique sur le réseau en un point particulier

Ce quatrième critère prend en compte le dysfonctionnement en un point particulier de connexion de la concession, lorsque le nombre de coupures longues constatées dans l'année en ce point particulier de connexion excède la valeur fixée par l'arrêté du 28 décembre 2007. Cette valeur est de 15.

Pour l'ensemble de la concession, le nombre maximal d'interruption, relevé sur les seules communes de l'Essonne, a été de 9 en 2015 (contre 7 en 2014). Ces dernières ont concerné 11 clients (voir graphique 14). Pour ce critère, le niveau de qualité est donc respecté.

En fonction du document de référence, la situation analysée précédemment, jugée quasi parfaite peut s'avérer médiocre, voire insuffisante, et faire l'objet d'une attention particulière. En effet, l'autorité concédante tient à rappeler, le contrat de concession, qui pointe comme extrêmes les situations rencontrant plus de six coupures longues qui sont au nombre de 912 en 2015 contre 16 en 2014.

Disposition concernant le réseau public de transport d'électricité

Le dernier indicateur, hors du champ de la concession, est le nombre de coupures longues générées par le réseau de transport d'électricité (tension HTB) à un poste source alimentant un réseau public de distribution. Il ne doit pas excéder dans l'année (cf. nouvel arrêté) plus de deux coupures longues.

On enregistre quatre coupures sur le réseau de transport qui ont impacté trois postes sources différents.

Au sens réglementaire, la qualité a été respectée.

⁽¹⁾ Toutes causes confondues.

Conclusion

Loin de stimuler l'amélioration de la qualité, le décret et ses arrêtés la minorent, balayant de fait les besoins et l'exigence du consommateur. En effet, concernant la tenue globale de la tension (chute de tension), plusieurs usagers mal alimentés d'une commune pourraient voir leur situation non traitée au prétexte que le seuil global de la concession est respecté.

Comment accepter un seuil de 3%, quand, sur son territoire, il est inférieur à 0,04%? L'agréer équivaudrait à introduire une dégradation sans commune mesure de la qualité.

L'autorité concédante déplore des objectifs fixés sans ambition, en comparaison des valeurs contractuelles de son cahier des charges. La concession du Sigeif bénéficie, sur son territoire, d'une des meilleures qualités de l'électricité. Il lui est donc indispensable d'avoir l'assurance que les seuils fixés ne soient pas générateurs, comme il le redoute, d'un recul par rapport à la situation existante permettant, notamment, d'abaisser dans certains domaines les investissements, toujours jugés, à ce jour, insuffisants et volatiles.

Enfin, comme l'indique l'article 21 dudit décret :

«Les contrats de concession de la distribution d'électricité peuvent contenir des dispositions plus contraignantes que celles fixées par le présent décret sous réserve d'avoir préalablement recueilli, pour ce qui concerne ces gestionnaires, l'avis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et, le cas échéant, du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité situé en amont. »

Sauf à recevoir un avis contraire motivé d'Enedis, le Syndicat invite son concessionnaire à contractualiser les différents seuils par voie d'avenant au contrat de concession.



Contrôle ciblé

Le contrôle ciblé, des analyses particulières et ponctuelles effectuées par le Sigeif.

■ REGISTRE DES TERRES

Définition d'une prise de terre

Constituée d'un conducteur ou d'un ensemble de conducteurs enterrés et interconnectés assurant une liaison électrique avec la terre, la prise de terre d'une installation électrique permet l'écoulement à l'intérieur du sol de courants de toutes origines, par exemple de courants de chocs dus à la foudre ou bien de courants de défaut à 50 Hz.

Sous certaines conditions, en zone urbaine notamment, le point neutre du réseau BT et les masses HTA sont reliés à une prise de terre commune.

Valeurs maximales

Il est admis que les terres des masses et du neutre sont électriquement indépendantes si leur coefficient de couplage est inférieur à 15%. De plus, l'interconnexion des terres au niveau du poste de transformation HTA/BT de distribution publique peut être envisagée, à la seule condition que la valeur de la terre des masses soit inférieure ou égale à $1\,\Omega$. Si tel est le cas, seules sont vérifiées la continuité des conducteurs de protection et les liaisons équipotentielles, la mesure individuelle de la prise de terre s'avérant difficile, voire injustifiée.

Contrôle

La valeur d'une prise de terre doit être appropriée à l'usage auquel elle est destinée. La vérification ainsi que la mesure de la continuité des conducteurs de protection sont effectuées à la construction et périodiquement, tous les dix ans (cadre règlementaire).

De la responsabilité du concessionnaire, les résultats des mesures et des vérifications sont consignés sur un registre tenu à la disposition des services du contrôle électrique, donc de l'autorité concédante. La visualisation du registre des terres et le rappel de la méthodologie (procédure de contrôle) ont concerné six communes, dont deux désignées le jour même du contrôle : Saint-Cyr-L'École et Vélizy-Villacoublay.

- > Maisons-Laffitte, DR Ouest Îlede-France, le 5 avril 2016.
- > Saint-Cyr-L'École, DR Ouest Îlede-France, le 5 avril 2016.
- > Vélizy-Villacoublay, DR Ouest Îlede-France, le 05 avril 2016.
- > Chelles, DR Est Île-de-France, le 4 avril 2016.
- > Chennevières-sur-Marne, DR Est Île-de-France, le 4 avril 2016.
- > Marcoussis DR Est Île-de-France, le 20 mai 2016.

Visualisation du registre

Le registre des terres est consigné dans l'application "GMAO-R" (gestion de la maintenance assistée par ordinateur-réseau). Il est mis à jour

Tableau 38 . Résultat visualisation du registre de terre

DR Ouest Île-de-France	Maisons-Laffitte (78)			Saint-Cyr-l'Éco	Vélizy-Villacoub	Vélizy-Villacoublay (78)		
	Nombre de postes (valeurs correctes)	Nombre de postes (valeurs incorr ou absente:	ectes	Nombre de postes (valeurs (v correctes)	Nombre de postes aleurs incorrect ou absentes)	Nombre de poste (valeurs correctes	S	
Postes de transformation HTA/BT	81			54	89	89		
Terre des masses < 1 ohm	79			54		85		
Terre des masses > 1 ohm		2			-		2	
Terre du neutre < 5 ohms	80			54		85		
Terre du neutre > 5 ohms		1			-		2	
Délai de 10 ans respecté	81			53	1	87		
Terre des masses < 30 ohms								
Coefficient de couplage < 15 %		2						
Poste en anomalie et à revisiter	2			2				
Date prévue pour mise à jour	1 ^{re} quinzaine de septembre 2016			1 ^{re} quinzaiı de septembre		1 ^{re} quinzaine de septembre 2016		
Date de réception de la mise à jour	8 juillet 2016			8 juillet 20	8 juillet 20	8 juillet 2016		
Valeur non présente		-			-		2	
Date de l'audit	(05/04/2016		05/04/201	6	05/04/20		
DR Est Île-de-France	Che	elles (77)	Chennevière	es-sur-Marne (94)	Marcou	ıssis (91)		
	Nombre de postes (valeurs correctes)	Nombre de postes (valeurs incorrectes ou absentes)	Nombre de postes (valeurs correctes)	Nombre de postes (valeurs incorrectes) ou absentes)	Nombre de postes (valeurs correctes)	Nombre de postes (valeurs incorrectes) ou absentes)	Résultat de l'audit (en %)	
Postes de transformation HTA/BT		168		72	4	40	98,84	
Terre des masses < 1 ohm	168		72		40		98,84	
Terre des masses > 1 ohm		-		-		-	1,16	
Terre du neutre < 5 ohms	168		72		40		99,04	
Terre du neutre > 5 ohms		-		-		-	0,96	
Délai de 10 ans respecté	167	1	72		55		99,23	
Terre des masses < 30 ohms					15	-		
Coefficient de couplage < 15 %					15	-		
Poste en anomalie et à revisiter								
Date prévue pour mise à jour	début septembre 2	2016						
Date de réception de la mise à jour	01.12.2016							
Valeur non présente		-		_		-	0,39	
Date de l'audit	04/	04/2016	04/	/04/2016 20/05/20		5/2016		

Les résultats tiennent compte des terres des postes avec terres séparées.

tous les deux mois par intégration d'informations issues du SIG (système d'information géographique du concessionnaire) et, en continu, en ce qui concerne le résultat de la maintenance. Il comprend les informations usuelles d'identification: nom de la commune, nom du poste de transformation HTA/BT, code invariant de l'ouvrage, type et valeur de la terre "masses et/ou neutre", date de la mesure et enfin type de liaison "reliée ou séparée" des terres.

Sur les six communes auditées, la périodicité (mois, année) des mesures (dix ans) a été, sauf pour un poste de transformation HTA/BT, respectée.

Procédure de mesure

Les terres étant majoritairement interconnectées, le contrôle visuel effectué par le concessionnaire consiste à vérifier leur continuité à l'intérieur des postes de transformation HTA/BT de distribution publique.

Les informations collectées – continuité des écrans des câbles HTA et des masses des équipements électriques, du raccordement du neutre au circuit des masses et de la présence éventuelle d'un puits de terre – sont enregistrées sur une fiche prévue à cet effet.

Lorsque les terres des masses et du neutre sont séparées, le coefficient de couplage est également renseigné.

Résultat de l'audit

L'échantillon retenu pour cet audit (voir tableau 38) comprend 519 postes de transformation HTA/BT de distribution publique.

Les valeurs relatives à la terre des masses et du neutre présentes dans le registre de terre entrent, respectivement, pour 99 % d'entre elles, dans la tolérance définie par les normes de sécurité des personnes, de la protection des matériels sensibles et de puissance.

> Sur la commune de Maisons-Laffitte, pour deux postes de transformation HTA/BT, deux valeurs anormales de la terre des masses (267 Ω et 4 Ω), dont, pour la première, une terre du neutre de 266 Ω . De plus, ces deux postes ont respectivement un coefficient de couplage de 44 % et 50 %.

La vérification sur le terrain pour la levée ces anomalies a été réalisée par le concessionnaire. La mise à jour du registre des terres a été adressée à l'autorité concédante le 8 juillet 2016.

> Pour chacune des communes de Chelles et de Saint-Cyr-l'École, retenues le jour du contrôle, un poste de transformation HTA/BT a fait apparaître une anomalie en lien avec le dépassement du délai de dix ans (dernière mesure respectivement janvier 2006 et novembre 1997).

- > Sur la commune de Vélizy-Villacoublay, ajoutée également le jour du contrôle, il a été relevé, deux valeurs anormales pour la terre des masses et du neutre, respectivement (33 Ω et 13 Ω) et l'absence de valeurs consignées pour deux autres postes de transformation. La mise à jour du registre des terres, a été adressée à l'autorité concédante le 8 juillet 2016.
- > Sur les communes de Chennevières-sur-Marne (nouvelle commune) et de Marcoussis, aucune anomalie a été décelée.

En conclusion, le registre des terres (valeurs et délai de dix ans) présenté par le concessionnaire est, pour l'ensemble des communes retenues, satisfaisant, comme pour l'exercice précédent.

I FIABILITÉ DU SYSTÈME D'INFORMATION GÉOGRAPHIQUE (SIG)

Les indicateurs qualité, déterminés à partir du système d'information géographique (SIG) du concessionnaire, peuvent être considérées comme fiables à condition que le rattachement des clients, comprenant sa puissance souscrite, sa situation géographique et ses consommations, soit dépourvu d'erreurs.

Rattachement

(Voir tableau 39)

À partir d'un échantillon portant sur 191 points de livraison répartis sur sept communes, l'audit réalisé sur site montre :

- > Une quasi-totalité des usagers (98%) présents sur le tronçon (dipôle) considéré.
- > Près d'un usager sur dix en situation de "mal rattaché", c'est-à-dire hors de la tolérance fixée arbitrairement à 30 m.

Les erreurs de rattachement ont été corrigées le jour même de l'audit par le concessionnaire. Elles ont concernées 16 points de livraison (8% de l'échantillon).

En conclusion, l'autorité concédante constate un nombre de point de livraison en situation de "mal

rattaché", en diminution de près de 50 % par rapport à l'exercice précédent, 16 contre 35. Enfin, aucune incidence (contrainte U,I et T) n'est apparue après le traitement des corrections qui s'imposaient.

■ VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE (VRG)

Préambule

Lors de ses derniers rapports de contrôle, l'autorité concédante a mis en évidence la différence entre la valorisation des travaux d'enfouissement (coût réel ou coût exposé) qu'elle réalise (remise gratuite) et le coût estimé par le concessionnaire à l'aide d'un barème qui lui est spécifique. Cette valorisation est d'au-

tant plus inquiétante qu'elle est utilisée par le concessionnaire lors de l'entrée en immobilisation du bien au chapitre "droit du concédant".

Protocole d'accord FNCCR/Enedis

Le déséquilibre, souvent en défaveur du concédant est, au demeurant, un problème national. Il a conduit la Fédération nationale des collectivités locales et régies (FNCCR) et Enedis à engager une réflexion qui s'est conclue par la signature, d'un protocole d'accord. Ce protocole invite le concessionnaire à se rapprocher "systématiquement" de l'autorité concédante lorsque la valorisation s'écarte du coût exposé.

Tableau 39. Qualité et fiabilité des rattachements

	Échantillon	Nombre de clients	Nom du poste de rattachement	Clients présents sur dipôle (tronçons)		Exactitude du rattachement à la tolérance près)		Clients mal rattachés	
				Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Le Blanc-Mesnil	Maxime Gorki	29	Péri	29	100	28	97	1	3
Le Blanc-Mesnil	Maxime Gorki	32	Paul	32	100	32	100	-	-
Gagny	Av. Louis-Lumière	10	Horloge	9	90	9	90	1	10
Gagny	Quai du Chenay	4	Focal	4	100	4	100	-	-
Périgny-sur-Yerres	Rue du Moulin Neuf	4	Bouleau	4	100	4	100	-	-
Périgny-sur-Yerres	Sentier Sous Jardins	4	Bouleau	4	100	4	100	-	-
Vaires-sur-Marne	Rue Louis-Bectard	8	Rotonde	8	100	8	100	-	-
Vaires-sur-Marne	Rue Louis-Bectard	21	Victor Hugo	20	95	14	67	7	33
Carrières-sur-Seine	Route du Moulin	28	Louis Leroux 18	28	100	23	82	5	18
Sèvres	Rue Croix Bosset	27	Mureaux GRIS 5	25	93	25	93	2	7
Rueil-Malmaison	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Versailles	Bd de la Porte Verte	13	Porte verte	13	100	13	100	-	-
Versailles	Bd de la Porte Verte	11	Paix	11	100	11	100	-	-
Total		191		187	98	175	92	16	8

Tableau 40. Valorisation de la remise gratuite 2015 (VRG - 57 dossiers)

En euros	
Coût réel des opérations (HT)	4 429 093,28
Coût valorisé (Enedis) HT	4 567 139,14
Écart (VRG – Sigeif)	138 045,86 (3,1%)
Coût réel (HT) résultant du concédant	2 429 660,97
Majoration par rapport au financement net du concédant	+ 5,4 %

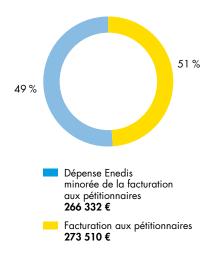
Tableau 41. Situation des opérations VRG par rapport à la tolérance

Inférieure (abattement)	Comprise	Supérieure (majoration)
5	44	8
9 %	77 %	14 %

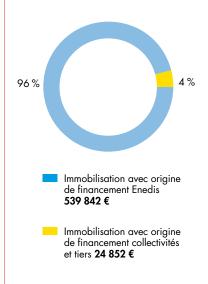
Tableau 42. Evolution du critère B travaux (min)

Année	2012	2013	2014	2015	
B travaux	4,2	5,1	5,4	8,5	
	-	+ 21 %	+ 6 %	+ 57 %	

Graphique 23. Origine des financements et facturation des raccordements



Graphique 24. Origine des financements et immobilisation comptable des raccordements



Trois seuils d'alerte ont été définis : > 1000 euros pour une opération inférieure ou égale à 10000 euros. > ±8% pour une opération comprise entre 10000 et 80000 euros. > ±5% pour une opération supérieure ou égale à 80000 euros.

Audit sur les opérations soldées en 2015

(Voir tableaux 40 et 41)

Cinquante-sept opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du Sigeif ont donné lieu, durant l'année 2015, à l'établissement d'un bilan général des dépenses et des recettes. Ce dernier retrace l'ensemble des dépenses réelles et arrête respectivement la participation d'Enedis et l'assiette du financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2) (voir liste des opérations en annexe).

75% des dossiers entrent dans la tolérance définie par l'accord précité. Il en résulte cependant, pour la valeur vénale du bien financés par l'autorité concédante, une majoration par le concessionnaire de la valeur entrée en patrimoine. Cette dernière représente 5,4 % de la valeur du financement net du concédant. L'écart enregistré sur l'exercice atteignait 138 045,86 euros. Les opérations pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint ont donné lieu, à la demande de l'autorité concédante, à un rapprochement.

À l'issue des différents échanges, l'analyse contradictoire – portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité de l'opération (difficulté d'accès, réfection définitive, voie étroite...) et, enfin, sur la valorisation retenue par Enedis – s'est conclue sur l'absence de réduction des écarts pour l'ensemble des opérations concernées. La majoration, initialement observée, de 138 045,86 euros est maintenue, soit +5,4 % du financement du concédant.

Ce constat, récurrent depuis la mise en œuvre par Enedis de l'application VRG, conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire.

Corrections apportées sur les opérations

Sur une assiette de 1398859,81 euros, correspondant à treize opérations pour lesquelles les seuils de d'alerte (voir rapports antérieurs) ont été considérablement dépassés (jusqu'à 47%) aucune correction n'a été apportée par le concessionnaire sur ses valorisations.

Ainsi, au total, l'abattement pratiqué par le concessionnaire s'élève à 150763 euros, soit – 1,3% par rapport au financement net du concédant.

I COLLECTE DE DONNÉES RELATIVES AUX COLONNES MONTANTES

Préambule

L'inventaire en lien avec la procédure retenue par le concessionnaire de collecte des renseignements techniques (données et flux) relatifs aux branchements collectifs et de leurs colonnes montantes associées a amené l'autorité concédante à s'intéresser à l'application GE-CO.

Quelques chiffres

Les données entrées (flux) correspondent à l'intégralité des colonnes montantes (412) mises en service depuis 2015 auxquelles il convient d'ajouter les interventions du concessionnaire lors de dépannage.

L'autorité concédante a demandé que lui soient communiquées celles considérées "à problème" ou en instance de traitement (suite à dépannage). Elle a pu également noter l'exhaustivité des informations enregistrées et a toutefois fait remarquer, pour assurer la fiabilité de la base de données, quelques points faibles notamment en ce qui concerne, pour de nombreux champs, l'absence d'obligation de saisie et de contrôle de cohérence. En Île-de-France, pour 3197 syndics, 259330 colonnes montantes ont été recensées.

Évolution de l'inventaire

L'accord entre la FNCCR et Enedis porte uniquement sur la saisie des ouvrages neufs réalisés, à compter de 2015.

Face au coût généré par l'inventaire de l'ensemble du parc de la concession, et plus globalement de l'Île-de-France, il serait souhaitable que les dispositions réglementaires attendues, article 133 de la loi relative à la transition énergétique et pour la croissante verte, ne tardent pas trop.

COUPURE POUR TRAVAUX

L'augmentation constante du critère B travaux, liée aux interventions délibéré du concessionnaire sur le réseau basse tension (voir tableau 42), a amené l'autorité concédante à s'interroger sur le processus mis en œuvre justifiant la solution « coupure » en lieu et place du maintien de la fourniture.

À l'issue de l'audit réalisé, il apparaît que le recours au maintien sous tension des ouvrages est étudié lorsque l'indicateur NiTi (nombre de clients coupés multiplié par la durée de l'interruption), est supérieur à un seuil fixé arbitrairement par le concessionnaire à 30 000 min, sous réserve de contrainte technique ou de sécurité.

Ainsi, pour un départ BT issu d'un poste de transformation HTA/BT desservant 50 clients, la coupure acceptée, sur le simple respect du seuil précité, serait de dix heures. Il en est de même pour les interventions sur les canalisations d'ancienne technologie qui, faute de tronçonnement suffisant, peuvent durer jusqu'à douze heures.

Pour l'autorité concédante, les dispositions du contrat de concession « Article 9 - travaux sous tension : les travaux sur le réseau concédé sont réalisés sous tension dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible, conforme à l'intérêt général et dès lors que la sécurité des intervenants, de leurs sous-traitants éventuels ainsi que celle des tiers peut être garantie » ne sont pas entièrement respectées.

Face à l'accélération attendue du renouvellement des ouvrages BT à programmer par le concessionnaire, il s'avère indispensable que toutes les solutions aboutissant au maintien ou à la coupure de l'alimentation électrique des clients, soient étudiées et justifiées.

Des investigations complémentaires seront donc menées, notamment pour mesurer la volumétrie des travaux réalisés sous et hors tension, le nombre de groupes électrogènes ou de situation provisoire (cabine, pontage et autres) mis en service dans l'année.

I RACCORDEMENT DE NOUVEAUX USAGERS AU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Préambule :

Depuis l'application au 1er janvier 2009 des lois SRU/UH, les modalités de raccordement au réseau public de distribution d'électricité ont l'avantage de placer la collectivité en charge de l'urbanisme (CCU) au centre des décisions. Pour éviter le "mitage", une contribution financière leur est demandée dès lors qu'une autorisation d'urbanisme est suivie d'une extension du réseau public de distribution (RPD).

Les premiers éléments de l'audit

L'audit, encore en cours, a été mené sur un échantillon de 24 dossiers (11 localisés sur la DR IDF Est et 13 sur la DR IDF Ouest), et a permis d'analyser les propositions techniques et financières, les délais d'intervention du concessionnaire, et le fléchage des ressources apportées.

L'autorité concédante souligne la disponibilité du concessionnaire, notamment en ce qui concerne la préparation en amont des éléments demandés nécessaires à une préanalyse de chaque dossier, et lors des différentes rencontres.

> Partie technique: les affaires pour lesquelles les solutions techniques ont suscité des interrogations ont fait l'objet d'explications et de justifications apportées en séance par les chargés d'affaires à l'appui de plans des travaux et devis.

Toutefois, l'autorité concédante a pu noter l'absence de traçabilité pour justifier l'offre de raccordement de référence (absence des résultats d'études électriques justifiant la solution, à moindre coût pour le client, non retenues).

> Le jalonnement de l'affaire est assuré à partir d'un outil de suivi qui permet de tracer son historique et d'obtenir des explications pour les cas où les délais ne seraient pas respectés.

Le délai réglementaire de trois mois, pour la production du devis, à réception du dossier complet pour les raccordements avec extension et/ou complexes), ont contrairement à ce qui est inscrit dans leur système d'information (62,5%), été respectés pour 83% des cas. La principale explication de cet écart se situe au niveau du calcul entre la date de recevabilité de la demande de raccordement et la date d'envoi du deuxième devis.

Ce résultat peut donc être jugé perfectible.

> Les travaux : le délai moyen de réalisation des travaux est de vingtdeux jours et celui déterminé entre la date de l'accord au devis du pétitionnaire et la date de fin de travaux est supérieur à 5 mois. Cet écart repose essentiellement sur la présence de travaux, généralement en domaine privé, incombant au demandeur du raccordement.

- > La facturation sur l'ensemble des affaires respecte les dispositions réglementaires en vigueur (barème national).
- > L'origine des financements : établi à partir du cumul des propositions techniques et financières étudiées (539842,50 euros), le taux de couverture, basé sur le financement d'un tiers, a été de 51%, soit 273510 euros (voir graphique 23). En ce qui concerne les immobilisations (voir graphique 24), elles totalisent 564694,35 euros; le concessionnaire revendique être à l'origine du financement à hauteur de 96%, soit 536842,50 euros. La conséquence est un financement externe ou du concédant minoré à 4% (24851,85 euros).

Cette situation, si elle perdure, est de nature à déséquilibrer l'équilibre économique du contrat de concession, signé en 1994, au profit du concessionnaire. En effet, le simple fait d'exclure la notion de « contribution » dans l'origine de financement des raccordements minore inéluctablement l'assiette des ouvrages à partir de laquelle est déterminée la valeur nette des ouvrages financés par le concédant.





Synthèse du contrôle technique

L'environnement dans lequel se trouvent les ouvrages vieillissants de la concession et le durcissement des contraintes d'exploitation font que si les investissements sur ces réseaux nécessaires à leur flexibilité, adaptabilité et sûreté ne sont pas suffisants, inéluctablement les consommateurs, dont l'exigence ne cesse de croître, auront à subir les conséquences d'une chaîne de la distribution dont un ou plusieurs de ses maillons seront fragilisés. Il est donc indispensable d'entreprendre dans les meilleurs délais la mise à niveau qu'imposent la vétusté et l'obsolescence de certains ouvrages et d'y ajouter les innovations les plus récentes issues, notamment, de la communication et de la manœuvrabilité.

La mission de contrôle dévolue à l'autorité concédante lui permet de s'assurer et de garantir, au plus près de ses intérêts et de celui de ses usagers, l'exécution par le concessionnaire des missions de service public délégué, du maintien du niveau de la qualité du produit distribué et de l'état physique des réseaux.

À l'image des derniers contrôles, l'autorité concédante a apprécié l'écoute, la disponibilité et la réactivité de son concessionnaire ainsi que le détail des informations transmises.

En dépit des efforts consentis, certaines informations essentielles demeurent encore manquantes ou insuffisantes, notamment :

- > Les mouvements notables du patrimoine ayant pour origine la fiabilisation du SIG.
- > L'information apportée sur la réalisation des projets de construction d'ouvrage.
- > L'inventaire des biens non-localisés.
- > La typologie du réseau basse tension et les OMT installés, dans les postes de transformation HTA/ BT.
- > La vision précise à moyen et long terme des investissements sur tous les ouvrages concédés qu'il conviendra de faire évoluer avec notamment les conférences départementales sur la distribution électrique et les commissions paritaires créés par la loi TECV.

> Les codes invariants du poste de transformation HTA/BT de distribution publique et des dipôles du réseau basse tension permettant la communication d'informations indispensables au contrôle.

Patrimoine technique de la concession

Le Syndicat fédère, à fin 2015, soixante-quatre communes (une adhésion nouvelle sur cet exercice) représentant une population totale de 1 417 257 habitants (+ 2%). Le réseau de la concession Sigeif dessert 675 938 clients. Il regroupe trois types d'ouvrages : le réseau HTA (moyenne tension, 3698 km), les postes de transformation HTA/ BT de distribution publique (4457 km) et le réseau BT (5 062 km). Les ouvrages souterrains, qui ont l'avantage de répondre au triptyque "robustesse, qualité et esthétique", ne sont pas à l'abri d'un programme de maintenance et de renouvellement insuffisant. Issus de technologiques datant des années 1920 à 1960 et 1946 à 1960, les câbles papier imprégnés, cuivre

(60 km, 2%) et aluminium (51 km, 1%) constituent, avec les accessoires de dérivation et de jonction, les principales zones de fragilité HTA de la concession. Sous toutes réserves, le volume financier de leur renouvellement peut être estimé à 13 M€. Pour les ouvrages souterrains BT, le renouvellement des câbles à ceinture et gaine aluminium est évalué à 200 M€. Enfin, la suppression des lignes aériennes en conducteurs nus nécessiterait, pour sa part, 147 M€.

L'audit réalisé sur l'inventaire technique a montré, notamment sur les ouvrages HTA, l'importance (en valeur) des modifications apportées par le concessionnaire, appelées fiabilisation et/ou assainissement, et, pour les ouvrages BT, une absence de déclaratifs en lien avec le décret 2011-1697. La récurrence de ces remarques conduit l'autorité concédante à prendre, une nouvelle fois, acte des valeurs déclarées par son concessionnaire et à émettre des réserves sur sa déclaration patrimoniale technique.

Enfin, la moyenne d'âge du réseau BT varie, en fonction de la commune, du simple au triple (21 à 58 ans) laissant toujours entendre un manque de fiabilité du champ "datation" présent dans le SIG.

Contrôle continu

Dans la prolongation des contrôles passés, l'autorité concédante a poursuivi l'examen continu, de l'ensemble des projets de création ou de modification d'ouvrages réalisés sur son territoire. Malgré le traitement exhaustif des dossiers reçus, force est de constater l'impossibilité de recouper les données recueillies avec celles transmises pour le contrôle.

Les nouvelles constructions (extension) ont été, sans exception, construites en souterrain. Concernant le cas particulier de travaux de renouvellement ou de renforcement d'ouvrages BT (travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire), deux opérations de remplacement des seuls conducteurs par un câble torsadé isolé ont été acceptées. Enfin, aucun dossier n'a, en 2015, fait l'objet d'un avis défavorable de la part de l'autorité concédante.

Le linéaire des opérations de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession, en nette augmentation par rapport à 2014 (+ 47% pour le linéaire HTA et + 7% pour la partie BT) est encore insuffisant pour traiter l'obsolescence de certaines canalisations souterraines et lignes aériennes, notamment côté basse tension.

Enfin, la communication par le concessionnaire des déclarations de commencement de travaux (article 11 du cahier des charge) et d'achèvement de travaux, toutes deux complémentaires et indispensables à l'examen des projets, est toujours jugée insuffisante.

Qualité de la fourniture

La tendance à l'amélioration, amorcée lors des deux exercices précédents, est rompue. Avec 42,6 min, le résultat 2015 se place au niveau du deuxième plus décevant résultat de ces quinze dernières années.

Le niveau national (73,7 min, soit +7,4 min) et celui de l'Île-de-France (33,6 min, + 5,2 min), désormais inférieur à celui de la concession, enregistrent également, mais dans une moindre mesure, une dégradation.

Résultant des efforts du concessionnaire, mais aussi des conditions météorologiques plutôt favorables, ce résultat ne peut qu'être amélioré, notamment par le traitement de plusieurs motifs d'insatisfaction. C'est le cas des coupures longues dans le domaine basse tension, dont le nombre aux 100 km et la durée moyenne sont en augmentation. Il en est de même pour les incidents dont la cause est une "usure naturelle" d'un accessoire de réseau, signe qu'une part non négligeable de ce dernier peut être considérée comme obsolète, notamment face à l'absence de tronçonnement laissant espérer un délai d'intervention plus court.

Enfin, l'autorité concédante considère que les dispositions du contrat de concession en lien avec les travaux à réaliser sous tension ou devant faire l'objet d'une alimentation provisoire ne sont pas entièrement respectées.

Sur le territoire de la concession, la tenue de la tension est uniformément répartie. Statistiquement, la quasi-totalité des usagers (99,96%) entrent dans la tolérance (une variation de ±10 % de la valeur nominale de la tension). Il apparait, néanmoins, plus de 272 points de livraison, répartis sur 14 sources HTA/BT, pour lesquels une attention particulière doit être portée. Il en est de même pour celle relative au dépassement de la capacité de transit (Imax) et de transformation (Tmax). De plus, faute de disposer d'un inventaire et d'un plan de renouvellement des câbles en papier imprégné et neutre périphérique posés avant 1971 et pour les premiers dans les années 20, l'autorité concédante ne peut que constater l'insuffisance des actions engagées par le concessionnaire.

Enfin, lors du baromètre 2015, 70 % des personnes interrogées ont déclaré n'avoir pas eu de coupure de plus de trois minutes. La tenue de la tension a été jugée, pour 96 % des usagers, satisfaisante. Pour les 4 % restants, elles ont pu constater, à plusieurs reprises, des variations de tension. Ce résultat, récurrent depuis plusieurs années, conforte la demande de l'autorité concédante au concessionnaire de procéder à l'analyse et au traitement des sources décelées.

Décret qualité

Rappel de la conclusion des exercices précédents: l'effet novateur des critères d'appréciation définis par le décret de 2007 réside dans l'obligation d'analyse du concessionnaire et dans le résultat lié à son traitement.

Sur le territoire de la concession, les objectifs ont été, sans grande surprise, atteints tant ils sont inadaptés à une concession urbaine telle que celle du Sigeif.

Contrôle ciblé

- > L'audit réalisé sur la tenue du registre de terre fait apparaître un résultat satisfaisant. En effet, les valeurs des prises de terre et le délai de dix ans, entre deux vérifications, présentés par le concessionnaire sont, pour les communes préalablement retenues et, pour celles choisies le jour de l'audit, appropriés.
- > L'audit sur le "rattachement" au système d'information géographique des clients (C4 et C5) raccordés au réseau basse tension se conclut par un résultat mitigé. En effet, si le chiffre de 2% de clients mal rattachés peut être jugés admissible, il n'en est pas de même de l'exactitude (10% hors de la tolérance fixée arbitrairement par l'autorité concédante à 30 m) qui, après corrections réalisées par le concessionnaire, n'a pas eu d'impact sur les résultats liés à la recherche d'éventuelles contraintes (U, I, T).

> Valorisation des ouvrages : pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix qui aurait été acquitté dans des conditions normales de marché. Il n'y a donc – a priori – aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et par là même valider la pratique du concessionnaire qui s'autorise à appliquer une "minoration" ou une "majoration" de la valeur des ouvrages sans autorisation préalable du maître d'ouvrage.

Les opérations, pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint (-47% et +23% pour les extrêmes), ont donnée lieu à un rapprochement demandé par l'autorité concédante. Ce dernier s'est conclu par l'absence de réduction des écarts pour l'ensemble des opérations concernées et le maintien de la majoration, initialement observée (138 045,86 euros).

Ce constat, récurrent depuis la mise en œuvre par Enedis de l'application VRG, conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire.

> Collecte de données relatives aux colonnes montantes : l'inventaire a débuté en ce qui concerne les nouvelles colonnes montantes et celles pour lesquelles le concessionnaire est intervenu. Face au coût généré par l'ensemble du parc de la concession et plus globalement de l'Île-de-France, il serait souhaitable que les dispositions réglementaires

attendues, article 133 de la loi relative à la transition énergétique et pour la croissance verte, ne tardent pas trop.

- > Coupure pour travaux : pour l'autorité concédante les dispositions du contrat de concession "Article 9 - travaux sous tension" ne sont pas entièrement respectées. Face à l'accélération attendue du renouvellement des ouvrages BT, à programmer par le concessionnaire, il s'avère indispensable que toutes les solutions, aboutissant au maintien ou à la coupure de l'alimentation électrique des clients, soient étudiées et justifiées. Des investigations complémentaires seront donc menées notamment pour mesurer la volumétrie des travaux réalisés sous et hors tension, le nombre de groupes électrogènes ou de situation provisoire (cabine, pontage et autres) mis en service dans l'année.
- > Raccordement de nouveaux usagers au réseau public de distribution : les "tickets d'accès au réseau", simples et rarement discutés, ont laissé la place à un mécanisme générateur de divergences, voire de litiges. Qui gagne? Qui perd? Une chose est sûre : la collectivité met la main à la poche pour un financement que le concessionnaire et l'autorité concédante revendiquent tout comme celui afférent à la desserte des projets réalisés par les promoteurs-lotisseurs-aménageurs (PAL).

Enfin, la facturation sur l'ensemble des affaires auditées a respecté, quant à elle, les dispositions réglementaires en vigueur (barème national).

La clientèle de la concession

Malgré l'adhésion de la commune de Chennevières-sur-Marne (94), une baisse sensible sur tous les segments de clientèle a été constatée. Au 31 décembre 2015, la concession enregistre respectivement 564620, 4732 et 991 clients aux tarifs réglementés de vente TB, TJ et TV.

Pour sa part, le nombre de clients en offres de marché (105595) poursuit sa croissance (+15%).

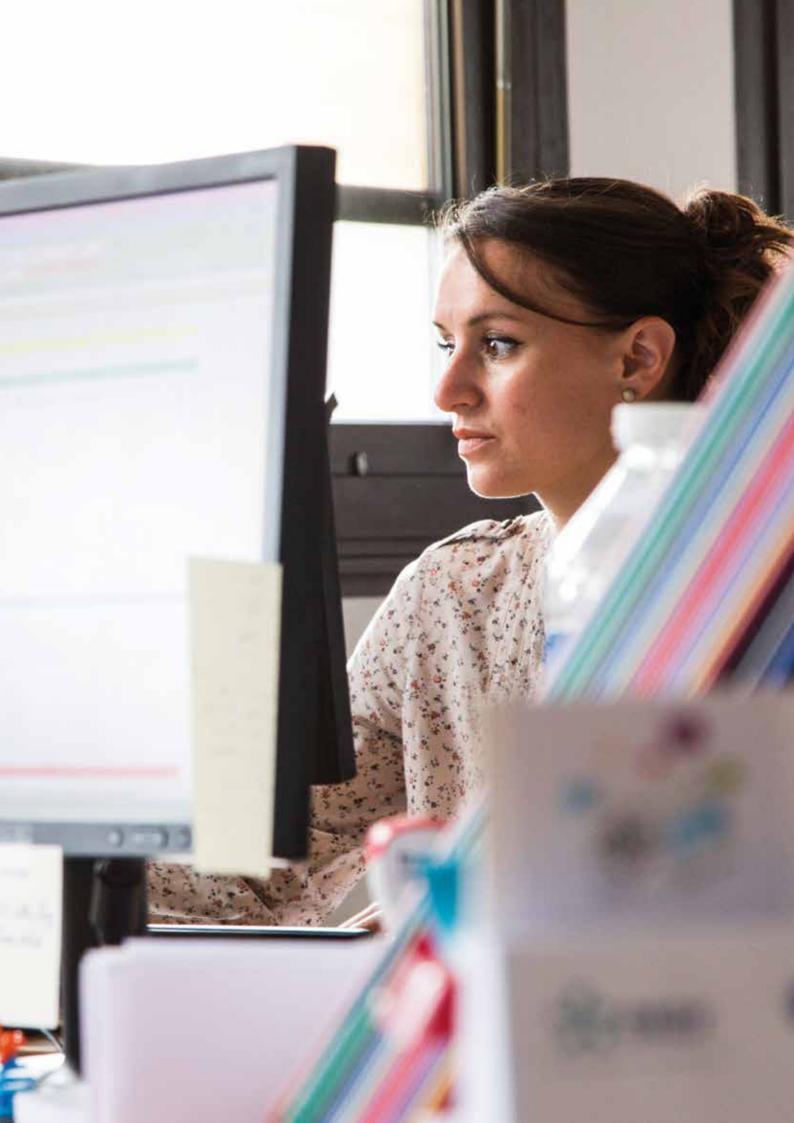
Sous l'effet de la vague de froid du mois de février et de l'extension du périmètre de la concession, l'énergie acheminée enregistre une forte augmentation (6573 GWh, soit +3,5%).

Les résultats du baromètre annuel réalisé par l'autorité concédante font apparaître, malgré une forte baisse (-13 points par rapport à 2014) à mettre à l'actif du délai d'intervention, un bon niveau de satisfaction sur la plupart des items. Il en est de même en ce qui concerne l'amélioration continue du taux d'usagers "pas du tout satisfaits" de la rapidité à obtenir l'interlocuteur, qui est jugée encourageante et qui se doit d'être durable.

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) sont mesurés via plusieurs indicateurs pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat. Le nombre de lettres uniques de relance (236636) pour impayés est considérable et concernerait près d'un client sur deux. Il en est de même pour le nombre de coupures demandées par le fournisseur (10683) et le nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau (2779). Pour les autres indicateurs, communiqués pour la quasi-totalité à l'échelle du territoire du Sigeif, ils permettront un suivi des différents items à compter de cet exercice. Enfin, le nombre de bénéficiaires du TPN continue sa progression (45289) tandis que, pour les dossiers traités dans le cadre du fonds de solidarité pour le logement (FSL)

(3500), il diminue de 11%. Les audits des trois principaux fournisseurs ont donné lieu à l'établissement d'un compte rendu dans lequel il apparaît : pour deux fournisseurs sur trois un taux de réduction appliqué qui correspond aux taux fixés ou aux forfaits prévus, selon la puissance souscrite et la composition familiale, et, pour un seul fournisseur, le respect du délai de dix-huit mois pour l'ensemble de ses clients.





Le contexte et les objectifs du contrôle financier

Le contrôle de la valeur du patrimoine concédé concourt à la bonne exécution du service public par le concessionnaire.

LE CONTEXTE

Tout service public délégué par contrat se doit d'être contrôlé par l'autorité délégante qui demeure responsable en dernier ressort du bon fonctionnement du service public.

La loi TECV de 2015 a modifié l'article L.2234-31 du CGCT relatif aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences des autorités concédantes. Ainsi, le compte rendu annuel transmis par le concessionnaire «... comporte, notamment, la valeur brute et la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés (...). Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres».

Il précise également : «Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes (...) un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux (...). Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution.»

Cet article a été complété par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité. Un arrêté est en cours de rédaction par la DGEC et viendra préciser un certain nombre de dispositions prévues par le décret précité.

L'article L.2234-31 du CGCT indique que les « autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (...) 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».

Le rôle du cahier des charges dans la détermination des objectifs à atteindre par le concessionnaire et la démarche de contrôle se trouve donc affirmé ici de façon claire : celui-ci vient compléter les dispositions législatives et réglementaires évoquées ci-dessus.

En pratique, les dispositions de l'article 32 « Contrôle et compte rendu annuel » prévoient notamment que « le concessionnaire présentera, pour chaque année civile, à l'autorité concédante, dans le délai de six mois qui suit l'exercice considéré, un compte rendu d'activité (...) ».

Ce compte rendu doit, notamment, faire apparaître les éléments suivants :

- > Les principaux éléments du compte d'exploitation.
- > L'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, ainsi que la valeur des ouvrages concédés, dont la partie non amortie.

- > Les extensions, renforcements, branchements et renouvellements effectués, ainsi que les synthèses des conditions économiques de leur réalisation.
- > Des indications sur la qualité du service et les principaux incidents ayant affecté l'exploitation ainsi que sur le degré de satisfaction de la clientèle.

L'article 32 prévoit également que « les agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications utiles (...) et (...) prendre connaissance (...) de tous documents techniques ou comptables ».

LES PRINCIPALES ZONES DE RISQUE POUR LE CONCÉDANT

Les risques de portée générale encourus par la collectivité délégante sont les suivants :

- > Le risque lié à une mauvaise exécution du service public par le concessionnaire, ce qui obligerait alors la collectivité à prendre les mesures nécessaires pour garantir la continuité du service public, en reprenant, notamment, les engagements souscrits par le concessionnaire dans le cadre de l'exécution de sa mission.
- > Le risque lié à l'imprévision en cas de bouleversement des conditions économiques tel que l'équilibre de l'exploitation du service public ne puisse plus être assuré; le concessionnaire serait alors en droit d'ob-

tenir une indemnisation financière, faute de quoi il pourrait demander au juge la résiliation du contrat.

Au-delà de ces risques généraux, et dans le cas particulier d'une concession de distribution d'énergie, les risques particuliers les plus manifestes sont :

- > Les risques liés à l'insuffisance des efforts de maintenance, aussi bien du point de vue de la qualité de service que sur le plan de la valeur du patrimoine.
- > Les risques liés à une identification incorrecte ou non exhaustive du patrimoine mis en concession.
- > Les risques liés à l'insuffisance de l'information financière communiquée pour anticiper et évaluer les enjeux de fin de contrat (origine des financements, récupération des financements, droits du concédant...).



Travaux réalisés

Un contrôle sur les flux financiers par le biais d'une expertise comptable.

ANALYSE DES PROCÉDURES, MÉTHODES ET PRINCIPES COMPTABLES

Documentation relative aux procédures appliquées

D'une façon générale, si les principes comptables appliqués ont fait l'objet d'un effort de description de la part du concessionnaire au cours des dernières missions de contrôle, ils n'ont pas pu donner lieu systématiquement à des tests d'application. Il subsiste donc des incertitudes quant à la compréhension des procédures appliquées par le concessionnaire.

L'autorité concédante rappelle également qu'elle considère devoir être destinataire de l'ensemble des notes de procédure émises par le concessionnaire, dès lors qu'elles sont en lien avec le domaine concédé (suivi comptable du patrimoine, des droit du concédant, des provisions pour renouvellement et de la rentabilité du domaine concédé).

Pour ce qui concerne les changements comptables opérés, l'autorité concédante réitère sa demande de disposer de leur impact sur les comptes de la concession, de l'analyse étayée de la justification de ces changements et rappelle les termes de la motion votée le 16 décembre 2013 par son Comité d'administration :

- « Le comité :
- > Émet le souhait d'être informé le plus en amont possible et, notamment, à la faveur de la commission de suivi du cahier des charges des éléments justifiant tout projet d'Enedis de modification des règles comptables affectant la durée de vie des ouvrages ainsi que des conséquences financières que ce type de décision est susceptible d'entraîner dans le cadre spécifique de la concession du Sigeif.
- > Proteste contre les modifications comptables et la logique financière enclenchée par le concessionnaire, qui remettent en cause, sans aucune concertation ni compensation, l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994.

- > Met en demeure Enedis de produire, lors de chaque changement de méthode comptable, à compter de la notification de la présente motion un état comparatif « dettes et créances réciproques » permettant d'évaluer jusqu'au terme du contrat (2024) les conséquences pour le Sigeif et pour le concessionnaire de ce changement de méthode.
- > Demande à Enedis, à compter de la présente motion, la production d'un "état dettes et créances réciproques" remis annuellement avec le compte rendu d'activité permettant de tracer ces dernières jusqu'au terme du contrat.»

Enfin, l'autorité concédante précise qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant.

Tableau 1. Effets des changements comptables

(en k€)	2008	2011	2012	2013	2014	Projection 2023	Projection 2024
Compteurs							
Reprise de provision	5 800	-	-	-	-	-	
Minoration des dotations ultérieures	?	?	?	?	?	?	?
Canalisations BT aériennes torsadées							
Reprise de provision	-	3 900	-	-	-	-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	500	500	500	500	500	500
Transformateurs HTA/BT							
Reprise de provision	-	-	2 340	-	-	-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	=	222	222	222	222	222
Total annuel	5 800	4 400	3 062	722	722	722	722
Total cumulé	5 800	10 200	13 262	13 984	14 706	21 204	21 926

Tableau 2. Correction de données patrimoniales sur les branchements et les comptages

(en €)	Valeur brute	Amortissements	Valeur nette comptable	Provision pour renouvellement
Branchements / CM	14 100 844	6 064 793	8 036 051	2 895 991
Comptages	3 822 376	2 465 503	1 356 873	
Total	17 923 220	8 530 296	9 392 924	2 895 991

Changements comptables opérés

Changements d'estimation

Les exercices précédents ont enregistré des changements comptables.

> En 2012 : changement d'estimation concernant la durée de vie des transformateurs HTA/BT à quarante ans, au lieu de trente précédemment.

Ce changement d'estimation avait entraîné une reprise de provision par le crédit du compte "autres produits exceptionnels" pour 2,34 M€⁽¹⁾ et une diminution de la dotation qui aurait été constituée, à méthode constante, pour 222 k€.

- > En 2011 : changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse tension aériennes torsadées à cinquante ans, au lieu de quarante. Il avait été constaté une diminution de 4,4 M€ de la provision afférente à ces canalisations : 3,9 M€ au titre des reprises exceptionnelles et 0,5 M€ de minoration de la dotation annuelle.
- > En 2008 : diminution de la provision relative aux biens non localisés⁽²⁾ avait été observée à la suite d'un changement comptable relatif au matériel de comptage (impact : 5,8 M€). Le montant de la minora-

tion des dotations ultérieures n'a pas été communiqué à l'autorité concédante.

Par ailleurs, le concessionnaire a indiqué avoir « affiné en 2011 les modalités de calcul de la dotation à la provision, afin de traduire au mieux les probabilités de renouvellement des ouvrages faisant l'objet d'une dotation d'ici à la fin des contrats de concession. (...) Cette approche statistique a permis une meilleure appréciation de la probabilité de renouvellement des ouvrages, en fonction de leur âge actuel, avant la date d'échéance des contrats auxquels ils sont rattachés ». Les effets de ce changement comptable, dont les modalités opérationnelles n'ont

⁽¹⁾ Source: CRAC 2012 page 101.

⁽²⁾ Transformateurs, branchements, comptages et "autres ouvrages", *cf. infra.* Ces ouvrages représentent environ 40 % de la valeur brute du patrimoine en concession.

pas été communiquées à l'autorité concédante, sont incluses dans les chiffres présentés.

Ces changements comptables continuent à produire leurs effets depuis lors, puisque les dotations aux provisions qui sont pratiquées dorénavant se trouvent minorées:

- au niveau des provisions pour renouvellement, soit 0,7 M€/an,
- au niveau des dotations aux amortissements : impact non communiqué.

Il convient de prendre en compte que les effets de ces changements comptables sont cumulatifs, comme l'illustre le tableau 1.

Il apparaît donc que ces changements comptables ont une incidence sur le montant de la provision pour renouvellement disponible au bilan de la concession, mais également sur la valeur non amortie des ouvrages qui figurera au bilan en fin de concession. Ainsi, selon la position unilatérale du concessionnaire(1), qui consiste à considérer que l'indemnité qui pourrait lui être versée devrait s'appuyer sur la valeur nette comptable des ouvrages qu'il présente dans son compte rendu d'activité, ces changements comptables viendraient augmenter mécaniquement la valeur de cette indemnité.

Naturellement, l'autorité concédante ne peut accepter qu'une révision unilatérale des méthodes comptables retenues par le concessionnaire aboutisse à une minoration de ses droits ou une augmentation de ceux du concessionnaire.

En tout état de cause, la détermination d'une éventuelle indemnité serait soumise aux règles et à la jurisprudence en vigueur et ne pourrait pas s'appuyer uniquement sur la valeur nette comptable présentée par le concessionnaire mais devrait tenir compte des conditions réelles de financement initial des ouvrages et des récupérations réelles du financement, dont on peut estimer qu'elles ne sont pas correctement retracées dans les comptes de la concession transmis aujourd'hui, comme le montrent les développements ultérieurs du présent rapport.

Abandon de l'amortissement de caducité

Les analyses de procédures réalisées au cours des précédents contrôles ont mis en évidence l'abandon de la notion d'amortissement de caducité qui a été acté unilatéralement par EDF au 1er janvier 2005.

À cette date, la durée d'amortissement des immobilisations en concession, qui correspondait jusqu'alors à la durée résiduelle de la concession (amortissement de caducité) a été ré-estimée comme correspondant à la durée de vie anticipée du bien. Ni la justification du changement d'estimation de la durée d'amortissement, ni les modalités de traitement de ce changement comptable, ni son impact au niveau de la concession n'ont été communiqués à l'autorité concédante.

L'amortissement de caducité garantissait une récupération intégrale du financement du concessionnaire sur la durée de la concession. En contrepartie, le concédant obtenait, en principe, la remise gratuite des biens du domaine public concédé en fin de contrat, et ce quelle que soit leur "durée de vie comptable" résiduelle. Dans ce cadre, la clause d'indemnisation prévue à l'article 31 du cahier des charges ne jouait pas si l'autorité concédante n'interrompait pas le contrat de concession avant son terme.

En abandonnant unilatéralement la notion de caducité et en retenant uniquement un amortissement de dépréciation calculé sur la durée de vie comptable du bien, le concessionnaire a enclenché sans aucune négociation avec l'autorité concédante une logique qui, sur la base de l'interprétation évoquée par ses représentants, semble de nature à bouleverser l'économie générale du contrat.

En effet, la position dorénavant évoquée par le concessionnaire qui consiste à considérer que les finan-

⁽¹⁾ Position évoquée oralement depuis l'abandon au 1er janvier 2005 de l'amortissement de caducité.

cements qu'il a engagé et qui ne seront pas intégralement amortis en dépréciation⁽¹⁾ en fin de contrat, sont susceptibles de donner lieu à indemnisation. Cette lecture, si elle était confirmée officiellement, remettrait radicalement en cause le principe de récupération sur la durée de la concession qui prévalait au moment de la signature du contrat.

La position évoquée par le concessionnaire paraît d'autant plus discutable que le financement non récupéré est le seul élément pour lequel une réévaluation est prévue lors de la mise en œuvre des dispositions relatives à la fin de contrat⁽²⁾. En effet, il n'est pas prévu de traitement équivalent de réévaluation pour la "dette en espèce vis-à-vis du concédant" (cf. infra).

L'autorité concédante ne peut se satisfaire de ce déséquilibre et souhaite qu'il soit remédié à cette anomalie lors de la prochaine mise à jour du cahier des charges qui est rendue nécessaire du fait des conséquences de la loi du 9 août 2004 qui ont remis en cause l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994.

(1) Ce qui concerne les biens dont la durée

de vie comptable porte au-delà de la date

d'échéance du contrat de concession, pour

(2) Cette clause a été déclarée irrégulière

par la cour administrative d'appel de Nancy,

1re chambre, formation à 3, 12/05/2014,

la part financée par le concessionnaire.

13NC01303.

rité concédante regrette que les conséquences des changements de méthodes survenus en 2005 sur les agrégats constitutifs du droit du concédant ne lui aient pas été communiquées.

Il n'est notamment pas possible.

Au-delà de ce problème, l'auto-

Il n'est notamment pas possible, sur la base des éléments communiqués par le concessionnaire, de déterminer quel a été le sort des amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004 inclus. Or, s'agissant d'un changement d'estimation, celui-ci aurait dû être traité de façon prospective : les amortissements pratiqués à la date du changement d'estimation auraient dû être maintenus au bilan et la valeur comptable résiduelle aurait dû être amortie sur la nouvelle durée d'amortissement. En pratique, les tests réalisés sur les amortissements apparaissant en diminution de l'actif⁽³⁾ montrent que ceux-ci correspondent à l'application d'un amortissement linéaire depuis l'origine. Il serait possible que l'écart entre l'amortissement recalculé selon la nouvelle estimation et l'amortissement de caducité figurant au bilan au 31/12/2004 soit inscrit dans un compte de passif. Cependant, l'existence d'un tel compte de passif n'a jamais été porté à la connaissance de l'autorité concédante.

Dès lors - en l'absence d'informations sur le traitement comptable du changement comptable opéré -, on peut craindre que le financement récupéré via l'amortissement de caducité ait été transféré en produits exceptionnels dans le compte d'exploitation du concessionnaire. Il existe donc, ici, un sujet de préoccupation portant sur les financements effectivement récupérés par le concessionnaire au travers de l'amortissement de caducité qui pourraient ne pas être pris en compte dans l'agrégat "valeur nette comptable des financements d'Enedis". Il est donc impératif d'obtenir des éclaircissements sur ce sujet dans la perspective de la fin de contrat.

Correction de données patrimoniales

Opérée en 2012 sur les biens non localisés

Au cours des contrôles précédents, Enedis a indiqué avoir "procédé à la correction de données patrimoniales sur certains biens non localisés (branchements et compteurs) sur l'exercice 2012".

Il s'est avéré que la quote-part des biens non localisés⁽⁴⁾ relative aux communes ayant adhéré au Sigeif

⁽³⁾ L'inventaire des biens non localisés n'étant pas transmis, il n'est donc pas possible de suivre l'amortissement des biens concernés.

⁽⁴⁾ Il est rappelé ici, comme cela est développé plus loin, que le patrimoine dit "non localisé" ne fait pas l'objet d'une affectation au patrimoine présenté comme celui de la concession sur la base de sa localisation réelle mais est rattaché statistiquement à celle-ci sur la base d'un calcul proportionnel.

depuis 2004 n'avait pas été intégrée dans les tableaux présentant le patrimoine en concession dans les Crac édités depuis cette époque. En pratique, les deux postes concernés ont connu des corrections (voir tableau 2). La correction de cette anomalie confirme l'existence d'un risque fort pesant sur la valorisation du patrimoine en concession, du fait notamment de l'absence de localisation d'une partie significative de celui-ci.

Opérée en 2015 en lien avec la localisation des transformateurs HTA/BT

Le concessionnaire a procédé, au cours de l'exercice contrôlé, à la localisation des transformateurs. Il a indiqué que les écarts découlant de cette opération de localisation figurent au tableau 3.

Les écarts observés, que ce soit en valeur absolue ou relative, sont très significatifs.

Interrogé sur ces écarts, le concessionnaire a indiqué qu'ils découlaient de trois sources combinées :

- > Des écarts de quantité entre l'inventaire comptable⁽¹⁾ et l'inventaire technique⁽²⁾.
- > Des écarts de valorisation entre la valeur historique des transformateurs et la valeur moyenne unitaire retenue par Enedis pour valoriser les transformateurs localisés.
- (1) Dénommé Iris.
- (2) Système d'information géographique.

- > Des écarts entre l'année de mise en service des immobilisations retenue dans l'inventaire comptable et l'âge retenu dans l'inventaire technique.
- > Des écarts entre la puissance retenue dans l'inventaire comptable et celle observée dans l'inventaire technique.

Ce constat, comme celui réalisé au paragraphe précédent, milite en faveur d'une localisation de l'intégralité du patrimoine en concession. En effet, nous pouvons craindre pour le reste du patrimoine non localisé le même degré d'imprécision.

Au-delà de l'enjeu de la localisation, les différentes sources d'écart présentées ci-dessus posent clairement la question de la fiabilité de l'inventaire comptable, notamment pour les mises en services antérieures à 2007 qui n'ont jamais pu donner lieu à des tests de traçabilité.

■ CONTRÔLES SUR PIÈCES, ANALYSE DE LA PISTE D'AUDIT, TESTS D'APPLI-CATION DES PROCÉDURES

Objectifs visés par les contrôles sur pièces

Dans le cadre des travaux de contrôle, le patrimoine concédé fait l'objet de travaux d'analyse dans le but de valider la cohérence et la fidélité des informations financières présentées par le concessionnaire vis-à-vis des données techniques et, pour vérifier leur traçabilité.

Dans cet objectif, des tests de validation de la piste d'audit sont réalisés. Ils consistent à rapprocher les mouvements comptables figurant dans les fichiers du concessionnaire des données réelles et physiques collectées lors de rencontre avec la direction régionale Île-de-France d'Enedis.

Les contrôles sur pièces sont réalisés en présence :

- > Du responsable concession électricité du Sigeif, afin de valider la cohérence technique de la restitution comptable.
- > De représentants du concessionnaire.
- > D'un expert-comptable mandaté par le concédant pour l'assister dans ses travaux de contrôle.

Les chantiers ou travaux objets de ces études, sont sélectionnés par le concédant en fonction de leurs caractéristiques intrinsèques. La sélection de ces opérations n'est donc pas effectuée selon une approche statistique mais selon la nature, l'importance et l'intérêt du chantier concerné.

Dès lors, ces travaux doivent être considérés comme des tests de compréhension et non comme une démarche statistique permettant d'extrapoler les écarts détectés à l'ensemble du patrimoine.

Principales observations relatives aux contrôles réalisés

Les tests réalisés aux cours des missions successives ont mis en évidence les informations significatives suivantes :

Rapprochement entre les investissements du concessionnaire présentés au Crac et ceux inscrits dans l'inventaire comptable transmis au Sigeif

Au cours du précédent contrôle, le concessionnaire avait été sollicité pour fournir les éléments de récolement expliquant les écarts apparaissant entre le tableau "Investissements du concessionnaire sur la concession du Sigeif" figurant dans les Crac et les chiffres présentés au titre des investissements du concessionnaire dans le tableau 4 de justification de la variation de la valeur du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession.

Le concessionnaire avait indiqué des travaux de réconciliation entre les deux montants seraient trop lourds à réaliser.

Au titre de l'exercice 2014, il a présenté un rapprochement sur un segment réduit du patrimoine : les renforcements du réseau BT, pour leur part "canalisation souterraine" représentant 0.3 M€.

Au titre de 2015, le concessionnaire a précisé que le montant des dépenses d'investissements présenté dans le Crac comprend pour 2,2 M€ des acquisitions de moyens d'exploitation et de «logistique immobilier» qui ne font pas partie du domaine concédé. Le solde résiduel de l'écart peut être expliqué essentiellement par deux affaires importantes en cours au 31/12/2015 qui seront mises en service en 2016.

Il s'avère donc qu'il existe une déconnection entre le système de suivi des chantiers/affaires et l'application de suivi des immobilisations en comptabilité (IRIS). Cette situation est difficilement compréhensible dans la mesure où le concessionnaire avait indiqué avoir déployé un progiciel de gestion intégré en 2007 : la caractéristique de base d'une telle solution informatique est, en théorie, de permettre la traçabilité des informations à chaque stade du processus d'alimentation et de traitement du système d'information.

Ce constat est préoccupant car la traçabilité des informations figurant dans l'inventaire comptable du patrimoine en concession est, comme le rappelle le Sigeif, un élément clé du contrôle concessif.

Valorisation de l'entrée en inventaire des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Les contrôles sur pièces ont mis en évidence, depuis plusieurs exercices, des anomalies et/ou un niveau d'information insuffisant sur certaines opérations et notamment pour les opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du Sigeif.

Pour ces opérations, les coûts de revient sont maîtrisés par l'autorité concédante et il s'avère que les valeurs mises en inventaire par le concessionnaire ne correspondent pas aux coûts réels engagés et supportés par l'autorité concédante, mais à des estimations(1). L'ensemble des opérations 2015 figure en annexe de ce rapport. Cette situation n'est pas satisfaisante dans la mesure où le principe de la comptabilisation en coûts historiques induit que la valeur d'entrée au bilan ne peut en principe être constituée que par le coût réel. Cependant, dans le cadre du protocole signé en 2009 entre la FNCCR et Enedis, il a été prévu une procédure de rapprochement lorsque des écarts significatifs apparaissent. Cette procédure, imposée à l'autorité concédante, doit en principe permettre, dorénavant permettre d'identifier les causes à l'origine de la distorsion entre le coût réel engagé par l'autorité concédante et le coût standard évalué par le concessionnaire et, d'autre part, de rechercher une position commune sur la valorisation à retenir.

⁽¹⁾ Estimations faites "au canevas": il s'agit d'une méthode de valorisation au coût standard dont la méthodologie d'élaboration et la procédure de mise en œuvre n'ont pas été communiquées à l'autorité concédante.

Tableau 3. Corrections de données patrimoniales sur les transformateurs HTA/BT

(en €)	Crac 2014	Corrections en 2015	Nouvelles valeurs	Variation
Valeur brute	23 975 647	- 1 522 261	22 453 386	-6%
Amortissements	13 395 249	- 566 448	12 828 801	- 4 %
Valeur nette comptable (VNC)	10 580 398	- 1 616 462	8 963 936	– 15 %
VNC des financements d'Enedis	6 597 116	- 773 644	5 823 472	-12 %
Droits sur les futurs ouvrages	5 742 591	– 155 545	5 587 046	- 3 %
Provision pour renouvellement	5 136 438	2 222 320	7 358 758	43 %

Tableau 4. Justification de la variation du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession

(en M€)	2015	2014	2013	2012	2011	
Dépenses d'investissements CRAC	36,5	31,6	33,4	36,7	28,3	
Dépenses d'investissements hors postes	31,0	29,2	27,6	32,1	23,4	
Augmentation de la valeur brute immobilisée (IRIS)	27,0	25,8	28,2	32,0	22,6	
Écart	4,0	3,4	-0,6	0,1	0,8	
Écart cumulé	7,7	3,7	0,3	0,9	0,8	

Tableau 5. Affectation de la provision afférente aux branchements

(en €)	31/12/14	31/12/11
Coût effectif des nouveaux ouvrages	11 689 272	8 991 867
Financement du concédant sur les nouveaux ouvrages	2 571 504	2 863 418
> Besoin de financement net	9 117 768	6 128 449
Amortissement du financement du concédant constitué sur les ouvrages sortis de l'inventaire	1 436 474	828 502
Provision pour renouvellement constituée sur les ouvrages sortis de l'inventaire	7 169 768	5 494 161
> Préfinancements constitués pour le compte du concédant (article 10)	8 606 242	6 322 662
Financement net du concessionnaire	511 526	-194 213
Provision réellement affectée au droit du concédant	6 896 255 <i>96,2 %</i>	4 826 280 <i>87,8 %</i>
Financement revendiqué par le concessionnaire	785 039	473 667
Écart avec le besoin de financement réel	273 513	667 881

Tableau 6. Évolution des recettes de raccordement

(en M€)	2010	2011	2012	2013	2014	Projection Projection 2023 2024
Recettes de raccordement	2,6	3,9	5,9	6,6	6,7	6,7 6,7
Variation (%)	-	50,0	51,3	11,9	1,5	
Total cumulé (M€)	2,6	6,5	12,4	19,0	25,7	86,0 92,7

Traçabilité des patrimoines non localisé⁽¹⁾ et ancien

Si des tests de traçabilité ont pu être réalisés depuis l'inventaire jusqu'aux pièces justificatives, ils n'ont pas pu concerner les immobilisations non localisées puisqu'aucun inventaire de ces immobilisations n'a été communiqué à l'autorité concédante.

Il convient également de prendre en compte que les tests de traçabilité réalisés ces dernières années n'ont pu concerner que le patrimoine localisé immobilisé après 2007. En effet, il semble que l'ancien système d'information qui prévalait avant cette date ne permettait pas de conserver l'historique et la justification des mouvements.

Dès lors, il existe une forte incertitude quant à l'inventaire et à la valorisation du patrimoine ancien qui se trouve confortée par les incohérences qui apparaissent lors des renouvellements lorsqu'il s'agit de retrouver les immobilisations qui sont retirées du patrimoine. Les incohérences apparues récemment lors de la localisation des transformateurs vont également dans le même sens.

Il est apparu que le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie comptable pour ce qui concerne les biens non localisés, alors que ces biens demeurent en usage.

Cette pratique est contradictoire avec les règles comptables en vigueur⁽²⁾. Elle aboutit de facto à une minoration de la valeur brute du patrimoine en concession telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire.

L'autorité concédante qui ne dispose d'aucun moyen pour évaluer l'impact de cette pratique attire l'attention de son concessionnaire sur la nécessité de remédier à cette anomalie.

Modalités de mise en œuvre du préfinancement des renouvellements prévu par l'article 10

L'article 10 du cahier des charges, annexé à la convention de concession du service public de distribution d'énergie électrique indique :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique "immobilisations du domaine concédé" et devant faire Au cours des contrôles portant sur les exercices 2011 à 2013, des tests ont pu être réalisés concernant des renouvellements d'ouvrages (uniquement localisés) et le traitement des ouvrages abandonnés.

Ces tests ont permis de confirmer ou de mettre en évidence les informations suivantes.

Constitution et utilisation de la provision pour renouvellement

La réglementation comptable en vigueur relative à la constitution des provisions pour renouvellement suppose – pour que les dépenses soient considérées comme prévisibles avec une certitude suffisante pour justifier la constitution d'une provision - qu'un plan de renouvellement soit établi. Ce document doit déterminer les échéances de renouvellement des différents éléments d'actif à remplacer et leur coût prévisionnel de renouvellement. En pratique, et malgré les demandes réitérées, aucun plan de renouvellement n'a été présenté à l'autorité concédante.

Sur la base des indications données par le concessionnaire, il apparait

Sortie de l'inventaire d'éléments d'actif encore en usage
Il est apparu que le concessionnaire

l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

⁽¹⁾ Transformateurs, branchements, comptages et "autres ouvrages", cf. infra. Ces ouvrages représentent environ 40% de la valeur brute du patrimoine en concession.

⁽²⁾ Les normes comptables prévoient qu'une immobilisation corporelle est sortie du bilan lorsque l'organisme n'en a plus le contrôle ou lorsque l'actif est hors d'usage de façon permanente.

que les provisions pour renouvellement sont calculées :

- > À partir de l'application de probabilités de retraits, d'ici à la fin du contrat pour les canalisations HTA et BT, et pour les postes, depuis 2011.
- > Sur la base d'un renouvellement prévu à la date de fin de vie comptable pour les autres immobilisations (aérien BT nu et biens non localisés). Cette règle prévalait pour l'ensemble des biens en concession jusqu'en 2011.

Le changement comptable a eu lieu en même temps que ceux mentionnés (page 83) et ses effets sont inclus dans les montants cités plus haut sans que le détail de ceux-ci n'aient été communiqués à l'autorité concédante.

> En revalorisant annuellement les valeurs historiques à l'aide de deux indices (un pour le réseau, un pour les transformateurs).

La méthode d'évaluation des provisions pour renouvellement ne tient donc pas compte des caractéristiques spécifiques des ouvrages à renouveler, ni pour évaluer le coût prévisionnel de renouvellement ni pour planifier la date estimée de renouvellement. Cette méthode est donc une méthode statistique très grossière qui aboutit en pratique - sur la base des cas observés - à des valeurs de renouvellement estimées qui s'écartent sensiblement des valeurs réelles. Lors du renouvellement, seule la provision calculée statistiquement au titre de l'ouvrage concerné est retenue⁽¹⁾ par le concessionnaire pour être affectée en financement du concédant au titre du bien remplaçant. Ainsi, le montant de la valeur de renouvellement qui excède le montant anticipé statistiquement, n'est pas considéré comme un financement du concédant.

Dans le cas où la provision calculée statistiquement au titre d'un bien est excédentaire par rapport au besoin réel, elle est reprise par le concessionnaire en produits dans le compte de résultat de la concession. Le montant ainsi soustrait à la provision pour renouvellement n'est donc pas inscrit en financement du concédant et vient compléter le résultat du concessionnaire.

Ces principes ne sont pas acceptables du point de vue du concédant. En effet, les inévitables et significatives erreurs de prévisions qui découlent d'une méthode statistique dérogatoire aux principes comptables en vigueur et beaucoup trop grossière pour espérer être précise ne peuvent pas être soldées au détriment de l'autorité concédante.

En conséquence, et eu égard au caractère très peu performant de l'évaluation des valeurs probables de renouvellement qui se traduit par une très faible corrélation ob-

servée entre les montants disponibles et les montants réellement nécessaires, il apparaît logique, d'un point de vue financier et dans l'esprit de l'article 10 du cahier des charges, de considérer la provision pour renouvellement comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux.

Dès lors, le concessionnaire devrait, au choix :

- > Pratiquer des dotations complémentaires lors du renouvellement en cas d'insuffisance, la charge correspondante se compensant statistiquement avec les reprises pour provisions excessives.
- > Considérer la provision comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux et reprendre la provision en fonction des besoins réels sans se limiter à un calcul statistique par définition imprécis.

Cas particulier des provisions pour renouvellement des biens non localisés

Il est apparu au cours des contrôles réalisés que la provision constituée au titre des immobilisations non localisées a fait l'objet d'une reprise à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la mise en service. Cette provision fait l'objet d'une affectation au cours de l'année suivant sa reprise.

En 2011, l'analyse du processus d'affectation des droits du concédant portant sur l'affectation de la provision afférente aux bran-

⁽¹⁾ Ainsi que l'amortissement du financement du concédant, *cf. infra.*

chements avait montré que seuls 4,8 M€ sur les 5,5 M€ de provisions "sorties" en 2011 avaient été affectés aux droits du concédant.

La même analyse a été présentée par le concessionnaire au titre de 2014 et aboutit à des conclusions similaires (voir tableau 5). Le mécanisme conçu par le concessionnaire est donc susceptible de générer, d'ici 2024, plusieurs millions d'euros de financements dits "du concessionnaire" non justifiés en sus de ceux déjà constitués jusqu'alors.

Ici encore, la solution retenue par le concessionnaire - qui aboutit à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins réels, alors qu'une provision excédentaire existe globalement ne peut être admise par l'autorité concédante.

Reconstitution par amortissement des financements du concédant

Le concessionnaire indique pratiquer un amortissement pour le compte du concédant qui est générateur de charges et constitutif d'un droit du concédant (créance du concédant). Ce droit, selon lui, se calcule en appliquant la quotepart du financement du concédant à la valeur de la dotation aux dotations aux amortissements annuels. Les contrôles réalisés ont permis de vérifier l'affectation des montants existants comme financement du concédant lors des renouvelle-

ments. Il n'a par contre jamais été possible de reconstituer et de justifier les montants correspondants.

D'une façon plus générale, les montants inscrits au passif de la concession dans le sous-compte du droit du concédant nommé "Amortissement du financement du concédant" font l'objet d'une dotation à la maille communale mais ne peuvent pas être rapprochés des financements initiaux et ne sont pas traçables. La validité de l'information transmise par le concessionnaire ne peut donc être vérifiée.

Conclusion sur les modalités de mise en œuvre par le concessionnaire de son obligation de préfinancer les renouvellements

À la lecture de l'article 10 du traité de concession, il apparaît clairement que l'obligation contractuelle de préfinancement des biens remplaçant qui pèse sur le concessionnaire s'applique à l'intégralité de la valeur de remplacement, que ce soit via l'amortissement dit industriel ou via la provision pour renouvellement.

Dès lors, l'autorité concédante ne peut accepter les pratiques du concessionnaire en matière d'affectation de la provision pour renouvellement qui sont contradictoires avec l'esprit et la lettre du cahier des charges puisque :

> Il ne peut être admis que les

erreurs statistiques, qui aboutissent dans certains cas à une sousdotation des provisions, se soldent par une minoration des provisions affectées au droit du concédant, d'autant plus que les montants de provisions dotées sont globalement excédentaires par rapport aux renouvellements réellement opérés. >Le traité de concession prévoit une obligation intégrale de préfinancement qui induit que les sommes consacrées au renouvellement, dans leur intégralité, constituent de fait des financements du concédant.

>En tout état de cause, la provision pour renouvellement constitue une ressource affectée et toute reprise pratiquée sur celle-ci doit être enregistrée comme un financement du concédant.

Modification des modalités de prise en compte des remises gratuites

Il est mentionné, dans le Crac 2014 : «La variation des recettes de raccordement, en augmentation de 0,7 M€ à la maille de la concession, est notamment motivée par les transferts opérés suite à la mise en œuvre des dispositions de la loi SRU. » Cette indication survient dans un contexte où les recettes de raccordement ont très fortement augmenté au cours des derniers exercices: +154% depuis 2010. C'est pourquoi il a été demandé

au concessionnaire d'illustrer les

évolutions évoquées dans le Crac à partir de cas concrets. Il est ainsi apparu que des travaux réalisés par des tiers, qui faisaient auparavant l'objet de remises gratuites, font désormais l'objet d'une facturation à Enedis par le promoteur, puis sont refacturées au promoteur – via le barème de raccordement – et alors enregistrées en produits d'exploitation dans le résultat de l'exercice. Les choix ainsi faits par Enedis aboutissent à la disparition de l'inscription au passif d'un droit du

Pourtant, y compris dans le cadre d'un mécanisme d'aller-retour dont la justification reste à démontrer à ce stade, rien ne s'oppose à ce que la facturation donne lieu à une inscription aux droits du concédant de ce qui demeure, de fait, une remise gratuite (voir tableau 6).

concédant issu de la remise gra-

tuite.

En tout état de cause, et comme pour l'ensemble des recettes de raccordement, il ne fait aucun doute pour l'autorité concédante – quels que soient les choix comptables opérés unilatéralement par le concessionnaire – que les sommes facturées aux tiers pour contribuer au financement des ouvrages du domaine public ne peuvent pas être considérés comme des financements du concessionnaire. En effet, ces dernières constituent et demeurent des droits du concédant.

Conclusion sur les contrôles réalisés

Du fait de la difficulté à mettre en place des tests d'application probants, l'autorité concédante ne peut pas conclure sur la correcte valorisation du patrimoine en concession et sur la pertinence des mouvements comptabilisés, notamment parce que le patrimoine non localisé ne fait pas l'objet d'une communication détaillée.

Les progrès enregistrés en ce qui concerne la justification du lien entre les chantiers faisant l'objet d'un contrôle sur pièces et le détail de la valeur brute des ouvrages en concession – pour la part localisée – permettent d'améliorer la traçabilité des chiffres communiqués à l'autorité concédante, notamment pour les opérations récentes.

Malheureusement, ces progrès enregistrés en matière de traçabilité sont relativisés par l'importance des immobilisations classées en actif "non localisé" (1). Ces difficultés sont aggravées par les modalités de suivi de l'inventaire comptable qui conduisent à sortir du patrimoine des éléments encore en exploitation en contradiction avec les règles comptables applicables.

Le contrôle du patrimoine en concession subit ainsi une limitation importante.

Cette limitation concerne également les comptes en rapport avec les droits du concédant (affectation de la provision pour renouvellement, comptabilisation des participations des tiers et/ou du concédant...) pour lesquels le détail des montants présentés n'est pas communiqué. De plus, l'absence de communication du statut de biens de premier établissement ou de bien remplaçant dans l'inventaire limite l'analyse des modalités de mise en œuvre de l'obligation faite au concessionnaire de préfinancer les renouvellements pour le compte du concédant.

Il n'est, ainsi, pas possible de reconstituer la répartition du financement entre concessionnaire et concédant lors de la mise en concession et de suivre l'évolution de la récupération du financement du concessionnaire et la reconstitution du financement du concédant.

Il convient également de rappeler qu'il n'a pas été réalisé jusqu'alors de contrôles sur la traçabilité et la correcte évaluation des éléments anciens⁽²⁾ du patrimoine localisé.

⁽¹⁾ Cf. Infra.

⁽²⁾ Investissements intérieurs à 2007.



Analyse des données financières présentées dans le rapport 2015 du concessionnaire

Un compte d'exploitation de la concession qui souffre par l'insuffisance et/ou l'absence de détail des informations.

I INFORMATIONS RELATIVES AU PATRIMOINE ET AUX DROITS DU CONCÉDANT (BILAN DE LA CONCESSION)

Patrimoine en concession

(Tableau 7)

Les bases de données mises à disposition de l'autorité concédante permettent de détailler le patrimoine de la concession – pour ce qui concerne les immobilisations localisées uniquement –, soit 60 % du total des immobilisations constituant le patrimoine concédé.

Le taux d'amortissement du réseau est en constante augmentation. En l'absence d'informations sur les anticipations d'investissement de renouvellement nécessaires au maintien du réseau dans un état satisfaisant et face au vieillissement apparent du patrimoine, suggéré par l'analyse des taux d'amortissements, l'autorité concédante est logiquement conduite à s'interroger

sur le maintien de la valeur d'usage du patrimoine concédé. Interrogation confortée, par ailleurs, par le nombre d'incidents dont la cause est l'usure naturelle de l'ouvrage.

Variation de la valeur des ouvrages en concession

(Tableau 8)

Le territoire de la concession s'étend sur 64 communes en 2015 à la suite de l'adhésion de Chennevières-sur-Marne (94).

Les corrections réalisées en 2015 découlent du processus de localisation des transformateurs HTA/BT qui étaient auparavant affectés à la concession sur une base statistique, comme l'ensemble des "biens non localisés".

Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

(Tableau 9)

Le tableau 9 met en évidence l'inscription en immobilisations non localisées de l'intégralité des branchements. Ceci signifie que ces catégories d'ouvrages sont affectées au domaine concédé non pas sur la base de leur localisation mais à partir d'une règle statistique : au prorata du nombre de clients.

Le concessionnaire justifie cette position en indiquant que son système d'information comptable ne permet pas de réaliser automatiquement le rattachement des branchements au domaine concédé, et que la masse d'informations à traiter serait trop importante pour réaliser cette affectation.

Comme cela a été évoqué précédemment, les transformateurs HTA/BT ont fait l'objet d'une localisation en 2015.

Tableau 7. Valeurs du patrimoine en concession

En k€	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations brutes	810 699	782 041	756 162	734 285	691 194	666 833
Amortissements	392 411	375 885	361 362	347 439	326 255	310 861
Valeur nette	418 288	406 156	394 800	386 846	364 940	355 972
Taux d'amortissement	48,40 %	48,06 %	47,79 %	47,32 %	47,2 %	46,60 %

Tableau 8. Variation de la valeur des ouvrages en concession

En k€	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations brutes	810 699	782 041	756 162	734 285	691 194	666 833
Variations	3,70 %	3,40 %	9,40 %	6,23 %	3,70 %	3,80 %
Impact adhésions	1,40 %	-	-	-	0,8 %	1,2 %
Impact corrections	- 0,10 %			2,59 %		
Variation nette	2,20 %	3,40 %	9,40 %	3,64 %	2,90 %	2,60 %

Tableau 9. Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

Immobilisations brutes, en k€	31/12/15	31/12/14	31/12/13	31/12/12	31/12/11	
Canalisations haute tension A	205 565	197 576	190 676	185 283	179 326	
- Dont aérien	275	275	279	281	325	
- Dont souterrain	205 290	197 301	190 387	185 002	179 001	
Canalisations basse tension	203 613	194 388	186 584	179 396	171 967	
- Dont aérien	21 965	21 637	21 804	21 912	22 005	
- Dont souterrain	181 648	172 751	164 780	157 484	149 962	
Autres biens localisés	12 984	12 223	12 183	12 366	12 588	
Transformateurs HTA/BT	23 309	-	-	=	-	
Postes HTA/BT	72 546	68 882	67 476	65 918	64 318	
Total I - Localisé	518 017	473 069	456 919	442 963	428 199	
Transformateurs HTA/BT	-	23 976	23 427	23 063	22 505	
Branchements	245 427	232 757	223 810	216 349	193 036	
Comptages	44 312	49 245	49 184	49 332	45 262	
Autres ouvrages	2 942	2 994	2 821	2 578	2 192	
Total II - Non localisé	292 681	308 972	299 242	291 332	262 995	
Total général	810 698	782 041	756 161	734 285	691 194	

Tableau 10. Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées

En k€	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations en concession	810 699	782041	756161	734 285	666 833	642 154
Dont non localisées	292 681	308 972	299 242	291 322	254 689	247 541
Part non localisée	36,10 %	39,51 %	39,57 %	38,05 %	38,20 %	38,50 %

Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées

(Tableau 10)

Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées se trouve amélioré suite à l'opération de localisation des transformateurs HTA/BT.

L'autorité concédante considère que la méthode statistique retenue pour déterminer le montant des immobilisations non localisées n'est pas satisfaisante, dans la mesure où la marge d'erreur associée à ce procédé n'est pas évaluable.

Il en résulte un déficit de traçabilité pour une part significative du patrimoine concédé.

L'autorité concédante avait indiqué dans les précédents rapports qu'elle souhaitait que le concessionnaire mette à profit les travaux de mise à niveau de l'inventaire physique du patrimoine concédé pour affecter directement à la concession une part beaucoup plus importante des immobilisations et en particulier les branchements. Ce dernier a indiqué qu'à compter de 2012, les branchements en extension de réseau ont pu être affectés directement à la concession. Si cette méthode d'affectation s'avère plus précise, il apparaît que le suivi de ces branchements en inventaire n'est pas assuré.

L'autorité concédante regrette que le concessionnaire persiste à ne pas procéder à la localisation d'une part importante du patrimoine, en particulier pour ce qui concerne les branchements individuels et collectifs (colonnes montantes) qui sont des biens localisables techniquement sans ambiguïté.

Canalisations aériennes et souterraines dans le patrimoine

(Graphique 1)

La valeur des canalisations aériennes reste stable en valeur. Il en résulte une diminution de la part relative des canalisations aériennes qui est passée d'environ 8 % de la valeur globale des canalisations en 2005 à environ 5 % aujourd'hui⁽¹⁾.

Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

(Tableau 11)

Les retraits d'immobilisations correspondent pour l'essentiel aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons. Cependant, il est apparu que le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie comptable pour ce qui concerne les biens non localisés, y compris lorsque ces biens restent en service.

Cette pratique est contradictoire avec les principes comptables en vigueur et aboutit à une minoration de la valeur brute du patrimoine en concession telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire. De plus, ne disposant d'aucun moyen pour évaluer son impact, l'autorité concédante attire l'attention de son concessionnaire sur la nécessité d'y remédier.

Concernant les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2015 (voir tableau 11), ils représentent au total 30,7 M€ - dont 2,1 M€ de remises gratuites et de participations -, soit 4% de la valeur brute du réseau en début de période. Pour la partie localisée, ces investissements peuvent être décomposés entre renouvellement et extensions. En ce qui concerne le non localisé, les 12,9 M€ ne sont pas décomposés pour identifier la part correspondant à des extensions de réseau de celle relative aux renouvellements

⁽¹⁾ Moins de 3 % de la valeur brute du patrimoine en concession. Ces chiffres sont donnés en valeur comptable et peuvent donc différer des ratios exprimés en linéaire.

Malgré les demandes réitérées de l'autorité concédante, cette information n'est toujours pas communiquée. Son absence limite fortement la capacité de l'autorité concédante à analyser la politique de renouvellement des ouvrages, qui constitue un enjeu essentiel du contrôle concessif.

Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession

(Tableau 13)

Il est à noter que la colonne dotation aux amortissements (22,7 M€) ne coïncide pas complétement avec les valeurs indiquées au compte d'exploitation de la concession, qui présente un montant de 21,5 M€ (voir tableau 17) au titre des dotations aux amortissements.

Droits du concédant

L'autorité concédante ne dispose d'aucun élément lui permettant d'assurer la traçabilité entre les éléments de la comptabilité d'Enedis (1) et les valeurs des agrégats qui lui sont communiqués. À titre illustratif et sous toutes réserves (2), la revue analytique des droits du concédant (tableau 14) s'inspire de celui présenté par Enedis dans ses comptes

annuels (3) pour justifier la valeur de l'agrégat "Comptes spécifiques des concessions" figurant au passif de son bilan.

Traçabilité des chiffres présentés

L'autorité concédante regrette à nouveau que les données relatives au droit du concédant ne lui soient pas transmises selon le même détail que les données relatives à l'inventaire du patrimoine localisé. Ainsi, sur la base des documents transmis, il ne lui est pas possible de procéder à la reconstitution des financements réciproques (concédant/concessionnaire) et, donc, d'évaluer les conséquences potentielles des dispositions contractuelles liées à la fin de concession. Au total, l'autorité concédante constate que les chiffres qui lui sont communiqués au titre du droit du concédant souffrent d'un déficit de traçabilité, ce qui les rend sujets à caution.

Signification des agrégats présentés

Les informations ci-après correspondent à la compréhension inférée des entretiens avec les représentants du concessionnaire au sujet des passifs de concession. Elles sont formalisées sous toutes réserves, eu égard aux incertitudes qui subsistent en la matière. Le droit en nature (DN) correspond à la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations en concession: il matérialise le droit du concédant à récupérer le patrimoine du domaine public concédé pour sa valeur nette comptable. Cet agrégat est intitulé "Contre-valeur des biens" dans l'annexe aux comptes annuels d'Enedis.

Sur la base des explications fournies par le concessionnaire, il apparaît que les montants figurant sur la ligne intitulée "Financement théorique du concessionnaire à récupérer"(4) correspondent à la part des investissements financés par le concessionnaire qu'il considère ne pas avoir récupéré via les dotations aux amortissements prélevées sur le résultat de la concession. Il semble que cet agrégat corresponde à celui présenté dans les comptes annuels d'Enedis sous l'intitulé "Financement du concessionnaire non amorti".

L'agrégat "Dette du concessionnaire vis à vis du concédant" semble, quant à lui, correspondre à l'agrégat "Amortissement du financement du concédant" dans les comptes annuels d'Enedis.

⁽¹⁾ Grand livre, journaux, balances...

⁽²⁾ Eu égard aux limites subies pour réaliser l'analyse de ces données, qui tiennent aussi bien à leur absence de traçabilité qu'aux incertitudes sur la signification de ceux-ci ainsi qu'au caractère non exhaustif des droits du concédant.

⁽³⁾ Note 20 de l'annexe : "Comptes spécifiques des concessions".

⁽⁴⁾ Cet intitulé a été retenu pour imager ce que semble représenter cet agrégat. Le concessionnaire retient le terme "Créance en espèce sur le concédant" dans les documents qu'il transmet dans le cadre du contrôle de la concession.

Tableau 11. Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

En M€	Valeur d'origine 2015	Variation de périmètre	Corrections transformateurs	Investissements Enedis	Remises gratuites (1)	Incidence de l'inventaire	Sorties- retraits	Valeur finale 2015
Immobilisations brutes	782,0	11,2	-	28,6	2,1	NC*	- 12	811

NC = non communiqué.

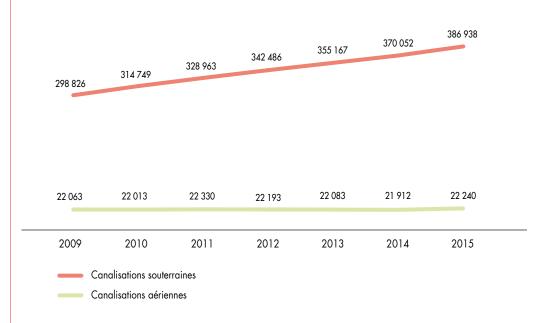
Tableau 12. Décomposition entre renouvellement et extension des investissements

En M€	Extensions	Renouvellements	Total
Immobilisations localisées	8,6	9,1	17,7
Immobilisations non localisées	NC	NC	12,9
Ensemble du patrimoine			30,6

Tableau 13. Analyse de la variation 2014-2015 des immobilisations nettes en concession

En M€	Valeur 2015	Variation de périmètre	Investissements	Retraits nets	Dotation aux amortissements	Valeur finale 2015
Immobilisations nettes	406,2	5,6	30,7	1,1	22,7	418,3

Graphique 1. Canalisations aériennes et souterraines HTA et BT dans le patrimoine (en k€)



⁽¹⁾ Sous déduction des contributions financières d'Enedis.

En conclusion, selon cette logique, le droit du concédant correspondrait à la valeur nette comptable du patrimoine concédé duquel sont déduits les financements du concessionnaire non amortis et auxquels sont ajoutés les financements du concédant reconstitués pour son compte par le concessionnaire au travers de l'amortissement.

Cette approche soustractive n'est pas satisfaisante car elle ne permet pas de reconstituer les différentes origines de financement qui concourent à la constitution du droit du concédant :

- > Financements du concédant stricto sensu (notamment remise de biens en début de contrat).
- > Montant de la provision pour renouvellement affectée au droit du concédant.
- > Montant des amortissements du financement du concédant affectés au renouvellement.
- Montant des remises gratuites...

Exhaustivité des données présentées

Le tableau transmis par le concessionnaire ne comprend pas les informations suivantes :

> Le montant des financements externes reçus pour contribuer à l'établissement des ouvrages en concession qui ont été obtenus par le concessionnaire au travers des facturations de participations aux usagers et/ou de contributions de la collectivité (CCU), notamment lors de raccordements.

- > L'analyse des pratiques du concessionnaire a montré que certains renouvellements ne sont pas intégralement imputés en financement du concédant, en contradiction avec le principe même de la concession et l'article 10 de son cahier des charges.
- > Le montant des provisions prélevées sur les recettes issues de l'exploitation du domaine concédé (1) et reprises en produits au compte de résultat de la concession.

Il apparaît donc que les chiffres présentés au titre du droit du concédant ne peuvent pas être considérés comme exhaustifs.

Financement net du concessionnaire

Sa détermination souffre des différentes limites évoquées auparavant et, notamment, de la non exhaustivité des financements du concédant décrite au point précédent. De plus, rien ne permet de garantir que l'ensemble des amortissements pratiqués depuis l'origine de la concession soit bien pris en compte au titre des financements

récupérés par le concessionnaire. En effet, celui-ci a pratiqué l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus et a réalisé différents changements comptables (notamment en lien avec la durée d'amortissement) dont les incidences n'ont pas pu être tracées précisément.

En tout état de cause, pour obtenir une lecture financière du financement net du concessionnaire, il conviendrait, a minima, de retrancher du solde présenté ci-dessus les provisions pour renouvellement constituées par prélèvement sur les résultats antérieurs de la concession. Cette somme, représentant plus de 207 M€ (voir tableau 15), fait apparaître un financement net du concessionnaire négatif, c'est à dire que les ressources procurées par la concession sont supérieures aux emplois à financer.

C'est pourquoi, malgré les précisions obtenues, l'autorité concédante considère que l'information communiquée en ce qui concerne les droits du concédant n'est pas exhaustive et reste insuffisamment détaillée et traçable, ce qui ne lui permet pas, notamment, d'évaluer les conséquences potentielles de la fin de contrat.

⁽¹⁾ Provisions pour faire face à l'obligation issue des termes de l'article 10 du cahier des charges de la concession.

Tableau 14. Revue analytique des droits du concédant

En k€	Sens	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations brutes hors réévaluations	+	810 699	782 041	755 468	715 315	671 188	645 913
Réévaluation de 1959 nette	+	- 5	2	7,2	5	5	5
Réévaluation de 1976 nette	+	- 12	- 180	687	99	198	344
Dépréciations des immobilisations hors réévaluation	s -	392 411	375 885	361 362	328 573	306 452	290 291
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	418 271	405 978	394 800	386 846	364 940	355 972
Financement théorique du concessionnaire restant à récupérer	(b)	210 271	201 421	197 658	196 821	187 708	184 668
Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant	(c)	163 852	155 844	148 589	141 869	130 571	121 915
Droit du concédant net	(a-b+c)	371 408	360 400	345 731	331 694	307 602	293 219
Financement net théorique du concessionnaire	(b - c)	46 863	45 578	49 069	55 152	57 138	62 753

Tableau 15. Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession, variation 2014-2015

En k€	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Biens localisés	181 082	171 837	172 418	173 230	179 246	178 158
Biens non localisés	26 087	34 997	39 992	44 920	48 241	50 479
Total	207 169	206 833	212 411	218 150	227 487	228 637
Evolution en %	0,16 %	<i>– 5,19 %</i>	<i>− 6,63 %</i>	<i>– 4,10 %</i>	<i>– 0,50 %</i>	2,07 %
Valeur de remplacement	1 168 369	1 144 775	1 129 097	1 108 870	1 050 243	1 012 954
Taux de couverture	17,70 %	18,10 %	18,80 %	19,70 %	21,70 %	22,60 %
Valeur brute	810 699	782 041	756 162	734 285	691 192	666 833
Taux de couverture	25,60 %	26,40 %	28,10 %	29,70 %	32,90 %	34,30%

Tableau 16. Reconstitution de la variation 2014-2015 de la provision pour renouvellement (en k€)

Solde 2014	Impact adhésion	Impact transformateurs	Dotations	Affectation de la provision au renouvellement	Reprises de provisions devenues sans objet	Reprises exceptionnelles (changements comptables)	Solde 2015	
206 833	3 442	2 175	2 984	[8 26	65]	N/A	207 170	

Note 22 – Provision pour renouvellement des immobilisations en concession

En millions d'euros	31/12/2013		Dotations	Reprises		Autres(3)	31/12/2014
		Exploitation (1)	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet ⁽²⁾		
PROVISION POUR RENOUVELLEMENT	9 813,7	228,0	-	2(4)	(84,7)	(383,6)	9 573,4

Source: comptes annuels 2014 d'Enedis.

Provision pour renouvellement

(Tableau 15)

Pour une valeur brute des immobilisations de 810,7 M€, la provision pour renouvellement est de 207,2 M€, soit un taux de couverture de 25,6%.

On constate ainsi que le montant moyen des renouvellements à effectuer pour consommer la provision avant le terme de la concession est nettement supérieur aux montants réellement investis dans le renouvellement sur les derniers exercices⁽¹⁾.

De nouveau, le concessionnaire n'a pas communiqué les informations sous la forme demandée et n'a pas dissocié les reprises de provisions sans objet des affectations au droit du concédant (8 265 k€).

Cette distinction est essentielle puisque la part des provisions qui est affectée au renouvellement vient constituer un droit du concédant alors que la part qui est considérée comme devenant sans objet est reprise en résultat au bénéfice du concessionnaire. Pourtant, l'information décomposée selon la demande de l'autorité concédante est disponible dans les comptes nationaux du concessionnaire, comme le montre la note 22 dans ses comptes nationaux.

Il apparaît donc que le système d'information du concessionnaire est en capacité de produire cette information. Il n'y donc aucune raison que l'autorité concédante en soit privée et ce d'autant plus que cette information est essentielle pour évaluer les modalités selon lesquelles le concessionnaire met en œuvre les obligations liées à l'article 10 du cahier des charges.

Analyse des évolutions

Les changements comptables réalisés entre 2007 et 2012 ont abouti à réduire le stock de provisions, mais aussi le montant des dotations annuelles, comme cela a été expliqué plus haut. Le concessionnaire n'a pas indiqué avoir procédé à de nouveaux changements comptables qui pourraient expliquer la poursuite de la décroissance de la provision pour renouvellement entre 2013 et 2015.

Or, si l'on neutralise les effets de l'entrée en concession de la commune de Chennevières-sur-Marne ainsi que les corrections liées à la localisation des transformateurs, la baisse des provisions pour renouvellement en 2015 est de 5 M€. Ainsi – hors variations de périmètre et corrections – ce sont 30 M€ de provisions pour renouvellement qui ont disparu du bilan de la concession en cinq ans.

Il apparaît donc que, au-delà des reprises exceptionnelles de provisions liées aux changements comptables opérés, les règles de prise en compte de l'obligation de renouvellement qui sont appliquées dorénavant par le concessionnaire aboutissent à une diminution mécanique de la provision pour renouvellement et à une réduction du taux de couverture de la valeur de remplacement qui est passée en cinq ans de 34 % à 26 %.

Le concessionnaire a expliqué au cours du contrôle que la baisse des provisions relatives aux biens non localisés s'explique par le mécanisme de sortie automatique de celles-ci lors de la fin de vie comptable des biens (donc au bout de 40 ans). Les provisions sorties ne se trouvent pas reconstituées puisque les nouveaux biens non localisés (essentiellement des branchements et colonnes montantes) entrés en concession ont une date de fin de vie comptable postérieure à la date de fin de contrat de concession (novembre 2024) et ne sont plus concernés par l'obligation de provisionner depuis la loi du 9 août 2004 citée plus haut.

Concernant la baisse de provisions "HTA souterrain", le concessionnaire a indiqué que celle-ci résultait des opérations de renouvellement effectuées en 2015, mais également de corrections d'erreurs sur le taux de probabilité de retrait des ouvrages.

⁽¹⁾ Même si cette analyse est partiellement fragilisée par l'absence de transmission du détail extension/renouvellement des investissements en immobilisations non localisées.

Il est à noter que – pour la seconde année consécutive – la colonne dotation aux provisions coïncide avec le montant présenté dans le compte d'exploitation de la concession, ce qui constitue un progrès attendu. Par contre, il reste impossible de rapprocher les reprises imputées en produits dans le compte d'exploitation avec le montant des diminutions de provision présenté ci-dessus.

La diminution des dotations est flagrante puisque ces dernières s'élèvent à près de 3 M€ en 2015, contre près de 10 M€ en 2010. En l'absence de communication des calculs conduisant à la détermination des montants considérés, l'autorité concédante ne dispose pas d'une justification concrète de cette diminution. L'explication fournie par le concessionnaire est très générale : la fin de concession approchant, les besoins de dotation sont moindres dès lors que le patrimoine susceptible d'être renouvelé diminue et que le mécanisme de sortie automatique de la provision pour immobilisations non localisées réduit mécaniquement la masse des provisions devant être réévaluées.

En conclusion, et comme cela a été indiqué précédemment, la provision pour renouvellement est constituée sur la base d'une méthode statistique grossière qui n'est pas susceptible de produire des résultats précis, particulièrement si on cherche à l'appréhender ouvrage par ouvrage.

L'autorité concédante constate, par ailleurs, que les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait) ainsi que le détail des informations permettant de justifier sa variation(1) ne lui sont pas transmis (cf. supra). Ces limitations relatives à l'information transmise ne lui permettent pas de se forger une conviction ni sur le caractère satisfaisant de la provision ni sur sa correcte utilisation pour alimenter les droits du concédant. En tout état de cause. les constats réalisés dans le cadre des contrôles sur pièces tendent à montrer que les principes retenus sont de nature à minorer de façon inéquitable les droits du concédant.

L'autorité concédante considère pourtant que les termes du contrat de concession et les montants de provisions disponibles l'autorisent à considérer que l'ensemble des Concernant les provisions devenues sans objet, l'autorité concédante tient à rappeler sa position : elles doivent – au même titre que les provisions affectées au renouvellement – être considérées comme des financements du concédant. Cette position s'applique bien évidemment aux provisions reprises pour cause de changement de méthode ou d'estimation comptable.

Conclusion sur l'information financière communiquée au titre du bilan de la concession

L'information financière relative au patrimoine en concession a été enrichie au cours des derniers exercices, notamment pour ce qui est de la description du patrimoine localisé et de la justification de sa variation d'une année sur l'autre.

besoins de financement liés au renouvellements réalisés depuis l'origine du contrat ont été assurés de fait grâce à la provision pour renouvellement disponible. Il n'est donc pas envisageable de considérer qu'en cas de provision unitairement insuffisante l'erreur commise par le concessionnaire aboutisse à une minoration des droits de l'autorité concédante sur le nouvel ouvrage.

⁽¹⁾ Liste des chantiers de renouvellement, valeurs des renouvellements, provision affectée, provision reprise au compte de résultat...

L'importance du patrimoine non localisé et l'absence d'éléments permettant de justifier les informations produites à ce titre limitent cependant fortement la portée de ces avancées.

Des progrès restent également à accomplir en ce qui concerne la justification du mode de détermination de la provision pour renouvellement et la justification de son évolution d'une période à l'autre : détail des opérations de renouvellement et part de la provision affectée au droit du concédant, justification des montants repris car considérés comme sans objet.

L'autorité concédante ne valide pas les changements de méthodes comptables décidés unilatéralement par le concessionnaire d'autant que ces derniers ont fait l'objet d'une communication insuffisante, tant en ce qui concerne les mécanismes comptables appliqués que pour ce qui a trait aux impacts financiers sur les comptes du domaine concédé.

Enfin, l'autorité concédante demande que l'information relative aux droits du concédant soit exhaustive, détaillée et justifiée, notamment pour ce qui concerne la traçabilité de l'origine des financements des biens en concession, notamment pour ce qui concerne les contributions versées par des tiers.

I COMPTE DE RÉSULTAT DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

(Tableau 17)

Les chiffres présentés au titre de l'exercice 2014 différent de ceux figurant dans le rapport de contrôle relatif à cet exercice. En effet, le concessionnaire a retenu en 2015 une nouvelle organisation pour répartir les charges sur la maille de la concession. Afin de favoriser la comparabilité, ce sont donc les valeurs recalculées dans le cadre de cette nouvelle organisation qui sont présentées au titre de 2014.

Principes d'élaboration du compte d'exploitation

Deux principes sont retenus par le concessionnaire :

Les affectations directes à la maille locale (1)

- > Les recettes d'acheminement.
- > Les prestations et des facturations de raccordements.
- > La production stockée et immobilisée.
- > Les achats de travaux (depuis 2015).
- > Les redevances de concession.
- > Les impôts fonciers (TF, CFE).
- > Les dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

(1) Concession ou communale.

Les affectations directes à la maille supra-concessive (à la clé)

Pour ce qui concerne les autres produits et charges, le concessionnaire procède à leur affectation par répartition à partir d'une collecte réalisée au niveau supra-concessif. Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille régionale (DR). Il s'agit d'une évolution notable puisqu'antérieurement à 2015 c'était la maille inter-régionale (DIR: direction inter-régionale Îlede-France) qui était retenue. Cet "affinement" de la maille de collecte renforce le lien entre la concession et les charges collectées à la maille supra-concessive. Cependant, faute d'accès au système de collecte et d'enregistrement des produits et des charges d'exploitation ainsi qu'au processus d'affectation et de répartition, l'autorité concédante n'est pas en mesure d'évaluer dans quelle mesure cette évolution est une amélioration de la significativité de l'information relative au compte de résultat.

La répartition du niveau régional vers la concession se fait au prorata du nombre de clients, sauf pour les charges d'accès au réseau amont et les achats d'énergie qui sont répartis au prorata des kWh facturés. En ce qui concerne les charges "contribution au Facé" (2), elles sont

⁽²⁾ Fonds d'amortissement des charges d'électrification, créé par la loi de finances de décembre 1936.

Tableau 17. Comparaison des résultats d'exploitation du réseau concédé

En k€		2015	2014	2013	2012	2011
Recettes d'acheminement	a	226 374	239 404	228 069	214 637	214 248
Recettes d'acheminement	a	233173	225 806	239 404	228 069	214 637
Coût accès au réseau amont	b	48810	44 826	49 083	46 768	44 256
Achats énergie couverture pertes	С	15773	16345	19 961	20 415	19 456
Marge acheminement	(a-b-c)	168590	164635	170 360	160 886	150 925
Recettes de raccordement et prestations	d	5596	6 678	6 561	5 365	3 859
Recettes de prestations	е	3 787	3 638	3 531	3 349	3 266
Autres recettes	f	6 804	6 407	7 002	6 640	6 705
Production stockée et immobilisée	g	13 482	11 385	13 579	12 609	11 510
Reprises sur amortissements et provisions	h	11 869	9 685	10 639	8 606	10 624
Autres produits	i	1 557	1453	954	1 190	1282
Total des produits	(d+e+f+g+h+i)	276 268	265 052	281 670	265 828	251 883
Autres consommations externes		34 474	37 205	39 514	39 386	36 480
Redevance de concession (R1+R2)		3 914	3 474	3 758	3 158	3 394
Contribution au Facé		8 087	8 076	8 174	8 136	7 887
Impôts, taxes versements assimilés		6 642	6 464	6 336	5 973	5 682
Charges de personnel		34 729	33 867	35 318	33 634	31 126
Autres charges		7 027	7 893	9 391	5 839	5 819
Charges centrales		10 263	7 465	6 841	6 940	6876
Dotation aux amortissements		21 458	20 373	19 150	17 863	18 290
Dotation aux provisions		2 980	4 109	4 292	4 775	4 948
Autres dotations d'exploitation		20 079	18 635	18 815	12 867	13 068
Total des charges		214 236	208 732	220 633	205 754	197 282
Contribution à l'équilibre		37 316	36 408	<i>35 210</i>	35 273	38 988
Résultat		24 716	19 912	25827	25 312	15 613

Tableau 18. Contribution du domaine concédé au résultat d'Enedis

En M€	2015	2014 proforma	2014	2013	2012	2011	2010
Résultat apparent (produits-charges)	24,7	19,9	20	25,8	25,3	15,6	4,3
Péréquation prélevée	37,3	36,4	35,7	35,2	35,3	39	40,2
Résultat avant péréquation	62	56,3	55,6	61	60,1	54,6	44,5
Recettes d'acheminement (en %)	26,60	24,90	24,60	25,50	26,30	25,40	20,80
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	44,5	43,1	43,6	42,3	35,5	36,3	37,1
Produits non encaissés (reprises de provisions)	11,9	9,7	9,5	10,6	8,6	10,6	5,8
Capacité d'autofinancement théorique	94,7	89,8	89,7	92,7	87	80,3	75,8
Recettes d'acheminement (en %)	40,60	39,70	39,60	38,70	38,10	37,40	35,40

réparties au prorata des kilowattheures acheminés en basse tension.

Pour la quatrième année consécutive la notion de "charges centrales", présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession, ne correspond pas à une notion comptable normalisée⁽¹⁾. Sans explication fournie à l'autorité concédante ces dernières sont en augmentation de plus de 37 %.

Au regard de ce qui précède, il est très délicat de réaliser une analyse sur des comptes qui ont subi des évolutions importantes ces dernières années et qui ne présentent qu'un lien souvent indirect - particulièrement en ce qui concerne les charges - avec le domaine concédé. Par ailleurs, il convient également de rappeler que l'analyse est également limitée par l'absence complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat, y compris ceux en lien direct avec le patrimoine concédé et son financement (dotations et reprises d'amortissements et de provisions).

On constate sur l'exercice 2015 une hausse du résultat de 4,8 M€ à méthode constante. Celle-ci est principalement liée à la hausse de la marge d'acheminement qui croit de 3 M€.

Les autres éléments significatifs à l'origine de l'évolution du résultat sont les suivants :

- > Une diminution de 1,1 M€ des recettes de raccordement, que le concessionnaire explique par une diminution sensible des raccordements supérieurs à 36 kVA.
- > Un retour à la hausse (2,1 M€, soit +18%) de la production immobilisée, qui avait enregistré un recul temporaire en 2014.
- > Une hausse de 2,2 M€ des reprises sur provisions liées à des risques et litiges selon les explications communiquées.
- > Une baisse de 3,2 M€ des "autres achats", sans qu'il soit possible d'identifier la typologie des coûts concernés et l'origine de la baisse.
- > Une hausse de 2,8 M€ de charges centrales (+37%), expliquée, pour partie, selon le concessionnaire, par les dépenses engagées au titre du déploiement du compteur Linky.
 > Une hausse de 1,4 M€ des "autres dotations d'exploitation", que le concessionnaire justifie par l'augmentation des amortissements liés

aux postes HTA-BT suite aux inves-

tissements réalisés.

> Une baisse de 1,1 M€ des dotations aux provisions, sans qu'aucune explication soit avancée.

Points particuliers

Depuis 2013, et avec un effet rétroactif calculé sur 2012, les recettes de raccordement ne sont plus imputées au prorata du nombre de clients de la concession, mais en proportion des dépenses de construction des branchements. Cette nouvelle clé de répartition semble économiquement plus pertinente. Toutefois, l'autorité concédante demande que le montant réel des recettes de financement des ouvrages facturées sur le périmètre de la concession lui soit présenté.

La forte croissance de ces recettes observée depuis 2011 est à mettre en rapport avec les observations figurant au paragraphe « Modification des modalités de prise en compte des remises gratuites » du présent rapport.

Surce point, l'autorité concédante rappelle sa position constante relative aux recettes de raccordement: ces facturations constituent des financements externes contribuant à l'édification du domaine public et ont donc, in fine, le caractère de financement du concédant.

Principales évolutions du compte d'exploitation

⁽¹⁾ L'autorité concédante est dans l'impossibilité d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

Tableau 19. Charges d'exploitation et de maintenance

En k€	2015	2014	2013	2012	2011	
Postes sources	1 274	1 239	968	879	880	
Réseau HTA	572	653	416	423	424	
Postes DP	744	572	527	531	532	
Réseau BT	399	458	264	246	247	
Total	2 989	2 922	2 175	2 079	2 083	



Il apparaît, enfin, que la croissance constante des recettes de production immobilisée (1), observée depuis 2009, reprend après un léger repli en 2014. Ces charges immobilisées représentent près de la moitié des sommes investies par le concessionnaire : 13,5 M€ pour 28,6 M€.

Le concessionnaire considère que ce ratio doit être calculé par rapport à l'ensemble des investissements qu'il revendique, soit 36,5 M€ (cf. tableau 4 : Justification de la variation du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession). Le ratio est alors de 37 %, ce qui reste important, d'autant plus qu'il est peu probable que les investissements en "moyens d'exploitation" et "logistique immobilier" soient générateurs de production immobilisée.

Contribution du domaine concédé aux résultats d'Enedis

(Tableau 18)

On constate que le résultat avant péréquation augmente par rapport à 2014 et représente plus du quart des recettes d'acheminement. La contribution de la concession au résultat de la société Enedis, avec 24,7 M€, est également en progression.

Par ailleurs, il convient de rappeler que le domaine concédé contribue également au résultat de la maisonmère EDF au travers des facturations de prestations de services qui sont supportées par Enedis puis réparties sur les concessions, notamment au travers de l'agrégat "charges centrales", qui a augmenté de 37 % en 2015.

Le retraitement du résultat avant péréquation des éléments n'ayant pas de traduction en termes de flux de trésorerie, aboutit à la constatation d'une capacité d'autofinancement, c'est à dire un flux disponible avant investissements, à hauteur de 40% des recettes d'acheminement.

Il apparaît également, quel que soit le niveau de lecture, que l'exploitation 2015 a permis de dégager un flux de trésorerie disponible significatif à destination du concessionnaire. En effet, sur les 94,7 M€ d'autofinancement, 37,3 M€ sont consacrés à la péréquation et 28 M€ à la part des investissements financée par le concessionnaire

En outre, il convient de noter que les chiffres présentés dans le tableau n'intègrent pas les reprises de provision pour renouvellement qui ont été opérées suite aux changements comptables évoqués précédemment dans le présent rapport. En effet ces reprises de provision ont été traitées comme des produits exceptionnels non présentés dans les tableaux communiqués au titre de la rentabilité de la concession. Ces choix de présentation posent un problème de parallélisme dès lors que les charges de dotations qui avaient permis de constituer les provisions, aujourd'hui reprises, avaient été déduites en leur temps de la rentabilité affichée au titre de

Pour mémoire, les produits exceptionnels qui résultent des changements comptables opérés en 2011 et 2012 et qui ne figurent pas dans le compte de résultat dans le présent rapport, ont représenté respectivement 3,9 M€ puis 2,3 M€.

Charges d'entretien et de maintenance

la concession.

Dans son compte-rendu d'activité 2015, le concessionnaire ventile par domaine, ses dépenses d'entretien, de maintenance et de sécurité des tiers sur le réseau de distribution de la concession. Dans la mesure où ces dernières, reprises au tableau 19, ne sont pas justifiées par la production d'état de réconciliation avec la comptabilité d'Enedis, notamment au regard du compte de résultat précédemment présenté, il est difficile d'exprimer un avis sur leur significativité.

⁽¹⁾ Mécanisme qui permet de convertir des charges du concessionnaire (main-d'œuvre, achats de matériel) en immobilisations en concession.

Conclusion sur les informations financières relatives au compte d'exploitation de la concession

L'autorité concédante constate qu'une majorité des charges sont encore réparties dans le compte d'exploitation de la concession sur la base de règles statistiques plutôt que sur la base d'une affectation directe ou d'une imputation analytique affinée.

Elle renouvelle son souhait de pouvoir mettre en œuvre des tests afin de garantir la piste d'audit entre les comptes établis au titre du domaine concédé et les comptes globaux d'Enedis. Elle note avec satisfaction la convergence observée des dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé (charges calculées) avec les mouvements présentés au titre des augmentations des agrégats concernés⁽¹⁾ et souhaite que ce progrès soit étendu aux reprises (produits calculés).

L'autorité concédante tient également à rappeler sa position constante en ce qui concerne les recettes de raccordement, qui ne constituent pas des produits d'exploitation, mais une contribution au financement des immobilisations mises en concession et donc, in fine, un financement du concédant. Dans le même esprit, les reprises de provisions pour renouvellement devenues sans objet sont également à considérer comme des financements du concédant compte tenu qu'elles ont été prélevées sur l'exploitation (et donc l'usager) pour permettre le renouvellement du réseau dans le cadre notamment des dispositions prévues par l'article 10 du cahier des charges.

I SYNTHÈSE DU CONTRÔLE COMPTABLE ET FINANCIER

L'autorité concédante a enregistré au cours des derniers exercices une évolution favorable dans le détail des informations transmises. Toutefois, certaines informations essentielles restent manquantes ou insuffisantes, notamment:

- > La justification des valeurs comptables du patrimoine non localisé affectées au domaine concédé.
- > La classification des biens immobilisés comme "biens de premiers établissement" ou "bien remplaçants)".

- > La justification de l'origine des financements réciproques (part du concédant/part du concessionnaire) qui ont été consentis lors de l'entrée en concession des éléments de patrimoine.
- > La justification du montant des amortissements reconstitués en contrepartie des financements du concédant.
- > La communication et la justification des différentes composantes ayant permis la constitution du droit du concédant (biens en concession à l'origine, remises gratuites, affectation de la provision pour renouvellement, participations...)
- > La justification du montant de la provision pour renouvellement figurant au passif du bilan du concessionnaire au titre du domaine concédé ainsi que ses modalités d'affectation.
- > La justification et la mise en cohérence des reprises enregistrées en produits au compte d'exploitation avec l'évolution des postes de bilan associé (provision pour renouvellement, amortissements des immobilisations).

Il est également important de rappeler que l'autorité concédante est en droit de se voir communiquer une documentation à jour pour ce qui concerne les procédures comptables appliquées et de pouvoir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application.

⁽¹⁾ Même si, à ce stade, les dotations aux amortissements restent à réconcilier avec les éléments présentés dans le tableau de variation des amortissements.

En conclusion, l'autorité concédante continue à considérer que le contrôle financier du domaine concédé subit une limitation certaine, liée, en particulier:

- À la difficulté à justifier la traçabilité des valeurs relatives au patrimoine ancien et surtout au patrimoine non localisé.
- > À la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession.
- > À l'impossibilité de justifier des financements réciproques du concessionnaire et du concédant, qui constitue pourtant un des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences de la fin de contrat.

Cependant, les efforts consentis ont permis d'améliorer la lisibilité et la compréhension des enjeux financiers qui sont associés au domaine concédé, notamment pour ce qui concerne la description du patrimoine (localisé uniquement) en concession et la valorisation des investissements récents. Il est attendu que ces avancées soient complétées en ce qui concerne les autres points de progrès mis en avant dans cette conclusion, en particulier pour ce qui a trait à la justification du droit du concédant et au fonctionnement de la provision pour renouvellement.

L'autorité concédante rappelle sa position constante sur certains éléments clés du contrôle :

- > La valorisation des éléments de patrimoine relatifs aux opérations réalisées sous sa maîtrise d'ouvrage doit être conforme aux coûts réels engagés.
- > Les participations aux coûts de raccordement versées par les tiers et les collectivités constituent des financements du concédant et quel que soit le traitement comptable et fiscal retenu par le concessionnaire le concessionnaire doit donc mettre en place un suivi des montants concernés dans la perspective d'un bilan de fin de contrat. Il en est de même pour les subventions d'équipement versées pour contribuer au financement des ouvrages en concession.
- > Les provisions pour renouvellement sont prélevées sur les facturations payées par les usagers et constituent des financements affectés. Quel que soit leur sort, affectation au renouvellement ou reprise, elles constituent des financements du concédant et doivent être identifiées comme tels.

De plus, sur la base des tests réalisés au cours des dernières missions de contrôle, il est apparu que les procédures appliquées par Enedis ne garantissent pas que la valeur d'entrée en concession des immobilisations remplaçantes soit intégralement imputée en financement du concédant. L'autorité concédante ne peut se satisfaire d'un tel traitement qui est contradictoire avec l'esprit et la lettre du contrat de concession.

Enfin, l'autorité concédante rappelle également qu'elle se considère insuffisamment informée quant aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1er janvier 2005, notamment pour ce qui concerne le sort réservé aux financements récupérés par le concessionnaire à cette date, que ce soit pour son propre compte ou pour celui de l'autorité concédante.



Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2015 (en m)

	Réseau HTA (en m)			Nombre	nbre Réseau BT (en m)				- Total	Réseau BT
	Aérien	Souterrain	Total	de postes DP + mixtes	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total	(HTA-BT)	souterrain (%)
Aulnay-sous-Bois	-	196 661	196 661	204	47 638	46 201	142 770	236 609	433 270	60,34
Ballainvilliers	196	25 657	25 853	24	784	3 615	24 962	29 361	55 214	85,02
Le Blanc-Mesnil	-	87 656	87 656	109	26 684	29 670	95 341	151 695	239 351	62,85
Bois-d'Arcy	-	27 683	27 683	45	2 321	7 524	43 867	53 712	81 395	81,67
Boissy-Saint-Léger	-	26 429	26 429	47	4 614	6 359	49 464	60 437	86 866	81,84
Brou-sur-Chantereine	-	7 031	7 031	13	3 105	2 587	10 808	16 500	23 531	65,50
Carrières-sur-Seine	-	46 484	46 484	47	11 265	7 526	47 173	65 964	112 448	71,51
Le Celle-Saint-Cloud	-	44 092	44 092	61	5 270	6 970	71 393	83 633	127 725	85,36
Champlan	-	26 376	26 376	25	1 558	7 202	14 249	23 009	49 385	61,93
Chatou	-	67 084	67 084	85	21 484	9 449	81 017	111 950	179 034	72,37
Chaville	-	29 192	29 192	46	512	1 024	52 216	53 752	82 944	97,14
Chelles	-	139 186	139 186	168	24 625	48 763	128 941	202 329	341 515	63,73
Chennevières-sur-Marne		61 088	61 088	72	10 390	12 867	55 845	79 102	140 190	70,60
Le Chesnay	-	44 136	44 136	86	6 573	7 577	67 630	81 780	125 916	82,70
Courtry	-	18 752	18 752	26	563	11 206	24 327	36 096	54 848	67,40
Croissy-sur-Seine	-	22 821	22 821	37	5 892	2 690	47 629	56 211	79 032	84,73
Épinay-sous-Sénart	-	30 613	30 613	32	-	340	29 740	30 080	60 693	98,87
Fontenay-le-Fleury	1 359	22 173	23 532	36	548	1 421	34 729	36 698	60 230	94,63
Gagny	-	48 266	48 266	102	28 315	42 099	60 527	130 941	179 207	46,22
Garches	-	53 858	53 858	63	6 652	4 918	43 076	54 646	108 504	78,83
Jouy-en-Josas	804	29 237	30 041	42	2 746	9 954	27 432	40 132	70 173	68,35
Limeil-Brévannes	157	61 635	61 792	69	7 489	9 698	65 662	82 849	144 641	79,26
Livry-Gargan	-	69 100	69 100	101	29 232	38 763	71 237	139 232	208 332	51,16
Longjumeau	-	45 490	45 490	69	3 721	4 303	71 356	79 380	124 870	89,89
Maisons-Laffitte	-	39 536	39 536	81	2 853	31 515	72 417	106 785	146 321	67,82
Mandres-les-Roses	-	16 391	16 391	22	753	5 542	28 036	34 331	50 722	81,66
Marcoussis	4 303	38 683	42 986	55	3 808	18 227	40 132	62 167	105 153	64,56
Margency	-	4 812	4 812	12	684	1 806	10 539	13 029	17 841	80,89
Marnes-la-Coquette	-	8 948	8 948	9	-	-	10 897	10 897	19 845	100,00
Marolles-en-Brie	-	20 173	20 173	30	-	-	39 026	39 026	59 199	100,00
Massy	103	190 764	190 867	148	8 889	6 250	118 261	133 400	324 267	88,65
Meudon	-	116 133	116 133	119	3 967	9 328	100 505	113 800	229 933	88,32
Mitry-Mory	4 124	78 431	82 555	56	3 112	5 860	37 743	46 715	129 270	80,79
Montesson	-	35 706	35 706	53	5 817	6 168	60 913	72 898	108 604	83,56
Montfermeil	-	43 590	43 590	73	21 742	26 643	47 043	95 428	139 018	49,30
Morangis	-	33 896	33 896	55	26 309	5 258	44 308	75 875	109 771	58,40
Neuilly-Plaisance	-	59 036	59 036	68	10 254	20 665	41 386	72 305	131 341	57,24
Noisy-le-Grand	-	193 340	193 340	202	19 965	42 362	138 459	200 786	394 126	68,96
Nozay	268	14 716	14 984	24	237	2 516	23 497	26 250	41 234	89,51
Orsay Périgny-sur-Yerres	-	61 239 10 620	61 239 10 620	65 13	16 793 131	17 114 990	53 087 17 764	86 994 18 885	148 233 29 505	94,06
	-									· ·
Le Raincy	-	20 816 18 279	20 816 18 279	52	8 938	13 439 780	33 283 12 374	55 660 13 154	76 476 31 433	59,80
Rocquencourt Rueil-Malmaison	-	222 047	222 047	13 222	18 652	27 396	212 793	258 841	480 888	94,07 82,21
Saint-Cloud	-	87 825	87 825	97	10 002		85 091	85 091	172 916	· ·
Saint-Cloud Saint-Cyr-l'École	229	57 919	58 148	54	8 917	3 959	45 781	58 657	116 805	78,05
Oann-Oyr-i Louid	223	טו טוט	JU 140	J4	0 917	J 308	40 / 01	JU 00 <i>1</i>	110 003	10,00

Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2015 (en m)

	R	éseau HTA (en	m)	Nombre	pre Réseau BT (en m)					Réseau BT
	Aérien	Souterrain	Total	de postes DP + mixtes	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total	- Total (HTA-BT)	souterrain (%)
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 023	20 348	37	4 059	10 220	18 150	32 429	52 777	55,97
Servon	588	25 474	26 062	20	1 616	2 989	23 312	27 917	53 979	83,50
Sevran	-	79 848	79 848	98	17 511	21 236	89 348	128 095	207 943	69,75
Sèvres	-	42 503	42 503	66	2 336	2 868	61 827	67 031	109 534	92,24
Tremblay-en-France	-	201 481	201 481	140	28 815	33 816	89 775	152 406	353 887	58,91
Vaires-sur-Marne	-	20 376	20 376	38	8 835	9 918	31 519	50 272	70 648	62,70
Vaucresson	-	29 919	29 919	32	3 411	1 766	38 970	44 147	74 066	88,27
Vaujours	-	21 069	21 069	21	4 047	7 700	16 631	28 378	49 447	58,61
Vélizy-Villacoublay	-	102 073	102 073	89	-	-	72 467	72 467	174 540	100,00
Verrières-le-Buisson	-	33 108	33 108	58	13 541	11 104	59 057	83 702	116 810	70,56
Versailles	-	196 478	196 478	277	9 774	9 864	228 356	247 994	444 472	92,08
Le Vésinet	-	32 831	32 831	50	19 676	6 774	66 560	93 010	125 841	71,56
Ville-d'Avray	-	18 401	18 401	33	616	1 010	30 959	32 585	50 986	95,01
Villebon-sur-Yvette	-	49 366	49 366	77	4 496	7 727	59 933	72 156	121 522	83,06
Villeparisis	-	48 776	48 776	89	10 153	29 492	51 319	90 964	139 740	56,42
Villepinte	-	104 496	104 496	110	10 810	21 806	89 962	122 578	227 074	73,39
Viroflay	-	23 113	23 113	46	8 713	4 109	39 212	52 034	75 147	75,36
Wissous	-	32 792	32 792	44	6 182	5 118	35 718	47 018	79 810	75,97
Total	13 456	3 684 726	3 698 182	4 457	568 393	756 061	3 737 801	5 062 255	8 760 437	73,84

Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et canalisations basse tension (en m)

Données issues du système d'information géographique (SIG) Oscar

Communes	< 11 ans	de 11 à 20 ans	de 21 à 30 ans	de 31 à 40 ans	de 41 à 50 ans	> 50 ans	Âge moyen
Aulnay-sous-Bois	26 112	13 414	27 930	4 216	2 088	162 849	53
Ballainvilliers	5 820	8 552	5 767	734	=	8 488	31
Le Blanc-Mesnil	16 350	18 405	26 029	8 624	41 061	41 226	36
Bois-d'Arcy	15 094	3 711	9 182	1 065	516	24 144	39
Boissy-Saint-Léger	7 386	14 976	9 361	3 840	29	24 845	39
Brou-sur-Chantereine	3 444	887	5 733	-	163	6 273	36
Carrières-sur-Seine	5 754	12 241	25 925	3 136	68	18 840	35
La Celle-Saint-Cloud	14 745	13 113	33 586	2 618	109	19 462	31
Champlan	2 358	6 145	4 704	1 059	712	8 031	37
Chatou	9 440	16 182	29 939	7 731	1 033	47 625	42
Chaville Chelles	16 871	11 793 25 457	6 490 149 387	1 597 372	2 407 472	14 594 1 330	29 21
Chennevières-sur-Marne	25 311 7 507	8 080	56 678	1 091	310	5 436	26
Le Chesnay	6 762	7 566	7 432	437	28	59 555	55
Courtry	2 827	1 845	12 466	437	380	18 578	45
Croissy-sur-Seine	6 438	8 918	24 260	3 651	105	12 839	32
Épinay-sous-Sénart	4 132	3 118	1 909	934	13 016	6 971	41
Fontenay-le-Fleury	4 931	5 086	2 700	16	75	23 890	49
Gagny	12 154	12 352	39 803	10 084	42 022	14 526	33
Garches	6 447	5 911	6 623	930	682	34 053	49
Jouy-en-Josas	3 046	3 798	5 717	184	230	27 157	52
Limeil-Brévannes	18 250	13 233	14 187	1 709	-	35 470	38
Livry-Gargan	11 849	12 303	19 757	1 139	-	94 184	52
Longjumeau	8 118	5 510	16 936	11 285	26 523	11 008	36
Maisons-Laffitte	9 370	8 405	9 614	871	559	77 966	55
Mandres-les-Roses	2 181	4 767	15 724	824	=	10 835	37
Marcoussis	7 573	11 254	20 551	6 377	7 769	8 643	31
Margency	711	2 987	2 211	383	961	5 776	42
Marnes-la-Coquette	1 078	2 331	4 695	113	-	2 680	31
Marolles-en-Brie	907	2 980	17 443	2 745	-	14 951	42
Massy Meudon	23 530 18 533	13 168 15 319	33 047 18 587	5 676 6 622	25 038 18 356	32 941 36 383	34 37
Mitry-Mory	11 969	10 374	14 506	- 0 022	10 330	9 866	27
Montesson	11 153	8 517	39 205	2 287		11 736	29
Montfermeil	9 130	20 812	16 291	15 691	19 961	13 543	31
Morangis	6 689	9 222	10 450	5 890	13 807	29 817	44
Neuilly-Plaisance	6 689	7 448	12 509	19 241	20 130	6 288	33
Noisy-le-Grand	19 560	25 284	82 550	41 963	22 292	9 137	27
Nozay	3 206	8 913	7 613	2 476	2 666	1 376	25
Orsay	8 065	16 969	16 412	3 167	4 807	37 574	42
Périgny-sur-Yerres	3 534	3 222	3 820	31	-	8 278	39
Le Raincy	4 658	6 813	5 100	1 422	31 519	6 148	37
Rocquencourt	530	1 073	880	-	417	10 254	58
Rueil-Malmaison	32 309	40 496	103 807	14 887	1 093	66 249	33
Saint-Cloud	15 173	18 554	10 101	2 471	3 402	35 390	38
Saint-Cyr-l'École	9 807	4 103	8 659	1 057	907	34 124	47
Saulx-les-Chartreux	4 406	5 497	8 959	1 853	613	11 101	37
Servon	4 599	7 772	7 379	6 492	1 498	177	23
Sevran	15 118	9 968	22 505	2 272	631	77 601	49
Sèvres	13 101	10 050	12 661	278	495	30 446	40
Tremblay-en-France	12 499	17 087	34 395	2 949	-	85 476 22 281	47
Vaires-sur-Marne Vaucresson	6 480 14 316	4 976 5 269	16 518 5 744	17 375	201	18 242	40 35
Vaucresson	3 531	2 513	5 639	3/3	201	16 695	48
Válizy-Villacoublay	9 146	6 978	21 455	620	132	34 136	40
Verrières-le-Buisson	5 353	6 190	20 044	14 606	10 986	26 523	41
Versailles	29 914	20 115	20 465	454	1 616	175 430	53
Le Vésinet	8 081	13 346	29 496	8 012	1 167	32 908	38
Ville-d'Avray	4 049	2 869	13 474	104	1 370	10 719	36
Villebon-sur-Yvette	13 095	14 355	23 062	5 707	5 023	10 914	29
Villeparisis	7 284	11 541	39 576	741	49	31 773	37
Villepinte	12 636	12 826	33 496	1 919	869	60 832	44
Viroflay	9 044	5 848	8 487	105	-	28 550	45
Wissous	6 938	3 792	13 658	6 496	5 698	10 436	35
Total	627 091	636 599	1 333 289	253 646	336 061	1 875 569	39,1

Étude de la variation des réseaux aérien et souterrain (échantillon de dix communes)

				Justificatifs			
	2014	2015	Écart 2014-2015	Assainissement des bases de données	Travaux	Linéaire non justifié	
Aérien BT nu (en m)							
Aulnay-sous-Bois	47 889	47 638	- 251	-	- 251	-	
Ballainvilliers	964	784	- 180	-	- 180	=	
Brou-sur-Chantereine	3 192	3 105	– 87	-	- 87	-	
Fontenay-le-Fleury	961	548	- 413	- 181	- 232	-	
Jouy-en-Josas	3 837	2 746	- 1 091	-	- 1091	-	
Livry-Gargan	29 232	29 232	0	-	-	-	
Massy	9 611	8 889	- 722	- 722	-	-	
Sevran	17 979	17 511	- 468	-	- 468	-	
Sèvres	3 301	2 336	- 965	-	- 965	-	
Wissous	6 378	6 182	- 196	– 75	- 121	-	
Total	123 344	118 971	- 4 373	- 978	- 3 395	0	
Aérien BT torsadé (en m)							
Aulnay-sous-Bois	45 957	46 201	244	-	244	-	
Ballainvilliers	3 598	3 615	17	-	17	-	
Brou-sur-Chantereine	2 481	2 587	106	19	87	-	
Fontenay-le-Fleury	1 339	1 421	82	-	82	-	
Jouy-en-Josas	10 169	9 954	– 215	-	- 215	-	
Livry-Gargan	38 763	38 763	0	-	-	-	
Massy	6 931	6 250	- 681	-	- 681	-	
Sevran	21 565	21 236	- 329	-	- 329	-	
Sèvres	2 949	2 868	- 81	-	- 81	-	
Wissous	5 046	5 118	72	-	72	-	
Total	138 798	138 013	- 785	19	- 804	0	
Souterrain BT (en m)							
Aulnay-sous-Bois	141 578	142 770	1 192	-	1 210	- 18	
Ballainvilliers	24 143	24 962	819	- 28	847	-	
Brou-sur-Chantereine	10 672	10 808	136	-	136	-	
Fontenay-le-Fleury	34 487	34 729	242	-	242	-	
Jouy-en-Josas	27 542	27 432	- 110	-	- 110	-	
Livry-Gargan	69 867	71 237	1 370	-	1 374	- 4	
Massy	117 219	118 261	1 042	-	1 040	2	
Sevran	87 186	89 348	2 162	- 45	2 191	16	
Sèvres	60 619	61 827	1 208	-	1 209	-1	
Wissous	35 640	35 718	78	- 20	98	-	
Total	608 953	617 092	8 139	- 93	8 237	-5	
Total*	871 095	874 076	13 297	1 090	12 436	41	
				8,03 %	91,66 %	0,30 %	

^{*} En valeur absolue.

Valorisation 2015 de la remise gratuite par Enedis (ex-ERDF)

			VI	RG*		Coût réel	Participation	Montant
Commune	Libellé des travaux	Valorisation Enedis	Écart VRG- Sigeif (€)	Écart (%)	Seuil d'alerte	des travaux (€)	Enedis (€)	résultant concédant (€)
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT chemin du Moulin de la ville (Delacroix-Roseaux)	63 878,00	3 699,46	6,15	-	60 178,54	24 071,42	36 107,12
Ballainvilliers	Enf. BT La Grange aux Cercles	20 791,76	790,43	3,95	-	20 001,33	8 000,53	12 000,80
Boissy-Saint-Léger	Enf. BT avenue Louis-Wallé (Grosbois-Châtaigniers)	130 757,25	- 5 491,18	- 4,03	-	136 248,43	54 499,37	81 749,06
Boissy-Saint-Léger	Enf. BT av. Louis-Wallé (parc-Grosbois)	110 204,00	- 1 036,81	- 0,93	-	111 240,81	44 496,32	66 744,49
Carrières-sur-Seine	Enf. BT rue Gabriel-Péri (Moulin-Bezons)	80 371,00	1 436,94	1,82	-	78 934,06	31 573,62	47 360,44
La Celle-Saint-Cloud	Enf. BT avenue des Gressets T1	38 878,02	6 617,01	20,51	Haut	32 261,01	16 130,51	16 130,50
Chatou	Enf. BT avenue de Verdun	37 187,39	-719,95	- 1,90	-	37 907,34	15 162,94	22 744,40
Chaville	Enf. BT quartier Castel	116 605,00	2 652,63	2,33	-	113 952,37	56 976,19	56 976,18
Chaville	Enf. BT quartier Darin 1 (Darin, Alby, Zola, Marie)	325 211,71	61 001,97	23,09	Haut	264 209,74	132 104,87	132 104,87
Chaville	Enf. BT quartier Mortes Fontaines	149 604,00	2 983,55	2,03	-	146 620,45	58 648,18	87 972,27
Chelles	Enf. BT avenue des Sciences (Chappe-Humboldt) (CA MC)	28 166,00	1 687,83	6,37	-	26 478,17	10 591,27	15 886,90
Chelles	Enf. BT rue du Tir	33 920,00	- 273,19	- 0,80	-	34 193,19	13 677,28	20 515,91
Le Chesnay	Enf. BT rues des Deux-Cousins et Caruel-de-Saint-Martin	68 607,00	- 1 637,23	- 2,33	-	70 244,23	35 122,12	35 122,11
Croissy-sur-Seine	Enf. BT Grande Rue (Péron-Tilleuls)	85 242,00	- 1 570,90	- 1,81	-	86 812,90	43 406,45	43 406,45
Garches	Enf. BT Grande Rue	19 476,32	790,32	4,23	-	18 686,00	7 474,40	11 211,60
Garches	Enf. BT rue de Buzenval	40 313,36	294,34	0,74	-	40 019,02	20 009,51	20 009,51
Limeil-Brévannes	Enf. BT rue Pasteur (Aquitaine - place de l'Église)	62 454,14	- 1 215,74	- 1,91	-	63 669,88	25 467,95	38 201,93
Maisons-Laffitte	Enf. BT avenue Saint-Germain	217 659,00	29 534,14	15,70	Haut	188 124,86	75 249,94	112 874,92
Maisons-Laffitte	Enf. BT rue Etienne-Péroux	29 993,00	269,53	0,91	-	29 723,47	14 861,74	14 861,73
Marolles-en-Brie	Enf. BT route nationale 19	17 153,29	- 2 792,94	- 14,00	Bas	19 946,23	7 978,49	11 967,74
Massy	Enf. BT rue des Ruelles	64 925,21	4 038,16	6,63	-	60 887,05	24 354,82	36 532,23
Massy	Enf. BT rue Jean-Jaurès (des Ruelles - chemin des Bœufs)	84 303,01	1 919,18	2,33	-	82 383,83	32 953,53	49 430,30
Meudon	Enf. BT avenue Auguste-Rodin et sentier des Brillants	61 073,00	3 168,95	5,47	-	57 904,05	28 952,03	28 952,02
Meudon	Enf. BT avenue Paul-Bert	57 208,38	5 606,83	10,87	Haut	51 601,55	25 800,78	25 800,77
Meudon	Enf. BT bd des Nations-Unies	38 020,00	- 22 224,94	- 36,89	Bas	60 244,94	30 122,47	30 122,47
Meudon	Enf. BT rue Alexandre-Guilmant (5)	44 650,00	2 350,76	5,56	-	42 299,24	21 149,62	21 149,62
Meudon	Enf. BT rue des Sorrières (4)	76 715,00	2 049,41	2,74	-	74 665,59	37 332,80	37 332,79
Meudon	Enf. BT rue Monge	26 476,00	- 1 709,39	-6,06	-	28 185,39	14 092,70	14 092,69
Meudon	Enf. BT rue Rushmoor	31 119,00	- 2 341,00	- 7,00	-	33 460,00	16 730,00	16 730,00
Mitry-Mory	Enf. BT rue Paul-Vaillant-Couturier (Villeparisis-Estrée) et d'Estrée	85 823,65	- 951,41	- 1,10	-	86 775,06	34 710,02	52 065,04
Montesson	Enf. BT rue Jean-Claude-Bezanier	30 160,00	- 1 809,74	- 5,66	-	31 969,74	12 787,90	19 181,84
Orsay	Enf. BT rue de Chartres (CAPS)	228 420,00	- 804,30	- 0,35	-	229 224,30	91 689,72	137 534,58
Rueil-Malmaison	Enf. BT avenue Beau Site	108 413,00	673,89	0,63	-	107 739,11	43 095,64	64 643,47
Rueil-Malmaison	Enf. BT Eugène-Sue	28 938,00	889,33	3,17	-	28 048,67	11 219,47	16 829,20
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue du Plateau (Chapelle-Val d'Or) et allée Val-d'Or	54 729,00	- 3 360,10	- 5,78	-	58 089,10	23 235,64	34 853,46
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Lamartine	87 158,19	- 2 473,37	- 2,76	-	89 631,56	35 852,62	53 778,94
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Palissy	81 706,75	3 715,61	4,76	-	77 991,14	31 196,46	46 794,68
Saint-Cyr-L'École	Enf. BT rue Mansart (Danielle-Casanova - Pierre-Curie) (1)	73 760,16	5 088,69	7,41	-	68 671,47	34 335,74	34 335,73
Saint-Cyr-L'École	Enf. BT rue Roger-Henry (angle Diderot) (2)	12 495,00	- 2 067,81	- 14,20	Bas	14 562,81	7 281,41	7 281,40

Valorisation 2015 de la remise gratuite par Enedis (ex-ERDF)

			V	RG*		Coût réel	Participation	Montant
Commune	Libellé des travaux	Valorisation Enedis (€)	Écart VRG- Sigeif (€)	Écart (%)	Seuil d'alerte	des travaux (€)	Enedis (€)	résultant concédant (€)
Saint-Cyr-L'École	Enf. BT rues Lucien-Sampaix et Roger-Henry (3)	43 003,07	218,85	0,51	-	42 784,22	21 392,11	21 392,11
Sevran	Enf. BT avenue Victor-Hugo (Pivot-Conti)	113 418,00	5 737,03	5,33	Haut	107 680,97	43 072,39	64 608,58
Sèvres	Enf. BT avenue du Beau Site	145 485,39	2 217,31	1,55	-	143 268,08	71 634,04	71 634,04
Sèvres	Enf. BT rues de Champfleury et des Hauts-Tillets	78 265,00	- 1 813,90	- 2,27	-	80 078,90	40 039,45	40 039,45
Sèvres	Enf. BT rues Ernest-Renan et de la Garenne	131 632,21	- 5 815,45	- 4,23	-	137 447,66	68 723,83	68 723,83
Sèvres	Enf. BT rue Fernand-Pelloutier	26 392,22	- 2 158,87	- 7,56	-	28 551,09	14 275,55	14 275,54
Vaucresson	Enf. BT avenue de la Celle-Saint-Cloud (Villeneuve-Jonchère)	29 472,74	- 10 127,46	- 25,57	Bas	39 600,20	19 800,10	19 800,10
Vaucresson	Enf. BT avenue du Cos-Toutain (Théry-Celle-Saint-Cloud)	44 784,88	391,86	0,88	-	44 393,02	22 196,51	22 196,51
Vaucresson	Enf. BT avenue Théry (rond-point Leclerc, extrémité est)	37 833,10	995,57	2,70	-	36 837,53	18 418,77	18 418,76
Vaujours	Enf. BT allée des Sablons	142 756,00	7 969,25	5,91	Haut	134 786,75	53 914,70	80 872,05
Versailles	Enf. BT route de Rueil	253 176,67	42 276,77	20,05	Haut	210 899,90	105 449,95	105 449,95
Versailles	Enf. BT rue de l'Étang (Moines - voie ferrée)	157 325,00	5 938,35	3,92	-	151 386,65	75 693,33	75 693,32
Le Vésinet	Enf. BT route de Montesson	15 033,00	- 1 095,61	-6,79	-	16 128,61	8 064,31	8 064,30
Ville-d'Avray	Enf. BT avenue Legeay	104 125,11	2 250,03	2,21	-	101 875,08	50 937,54	50 937,54
Ville-d'Avray	Enf. BT rue de Versailles	10 655,00	- 9 740,25	- 47,76	Bas	20 395,25	10 197,63	10 197,62
Vaujours	Enf. BT allée des Sablons	142 756,00	7 969,25	5,91	Haut	134 786,75	53 914,70	80 872,05
Viroflay	Enf. BT av. Gaston-Boissier (Édouard-Branly - Haras) et Branly	18 073,00	1 289,35	7,68	-	16 783,65	10 499,76	6 283,89
Viroflay	Enf. BT rue du Lieutenant-Colonel Le-Sabazec et sente du Haras	120 387,16	2 764,82	2,35	-	117 622,34	58 811,17	58 811,17
Valorisation 2015 d	le la remise gratuite par Enedis	4 567 139,14	138 045,86	3,12		4 429 093,28	1 999 432,31	2 429 660,97
Valorisation 2014 de	e la remise gratuite par ERDF	4 747 942,27	49 675,68	1,1		4 698 266,59	2 123 355,71	2 574 910,88
	orrigée de la remise gratuite par ERDF	3 246 354,00	- 65 345,62	- 2,0		3 311 699,62	1 502 705,56	1 808 994,06
	orrigée de la remise gratuite par ERDF	3 195 455,97	- 57 042,22	- 1,8		3 252 498,19	1 495 513,03	1 756 985,16
Valorisation 2011 de	e la remise gratuite par ERDF	2 832 869,00	- 20 577,99	- 0,7		2 853 446,99	1 263 858,93	1 589 588,06
Valorisation 2010 de	e la remise gratuite par ERDF	3 111 383,02	- 195 519,40	- 5,9		3 306 902,42	1 501 286,93	1 805 615,49

^{*} Valorisation à corriger après l'audit réalisé par le Sigeif.

Causes des incidents basse tension et nombre d'incidents aux 100 km

	Travaux de tiers	Cause inconnue	Élagage, branches, fils emmêlés	Climatique ou externe	Défaillance de matériel et de protection	Dépassement de capacités électriques
Aulnay-sous-Bois	2	2	1		4	5
Ballainvilliers						
Le Blanc-Mesnil	6	5	3		5	6
Bois-d'Arcy			1		1	1
Boissy-Saint-Léger						2
Brou-sur-Chantereine						
Carrières-sur-Seine					4	0
	1				1	2
La Celle-Saint-Cloud	3				3	
Champlan	1	1			1	
Chatou	1		1		8	
Chaville	3				3	
Chelles	2				1	
Chennevières-sur-Marne	3		1		4	1
Le Chesnay	1				3	1
	I				ა	ı ı
Courtry						
Croissy-sur-Seine					2	
Épinay-sous-Sénart	1	1				
Fontenay-le-Fleury	<u> </u>				1	<u> </u>
Gagny	2		1			1
Garches	 1				1	1
Jouy-en-Josas	<u>'</u> 1					<u> </u>
Limeil-Brévannes	1	2				<u>'</u> 1
	4		4		^	I
Livry-Gargan	1	1	1		6	
Longjumeau	1				2	
Maisons-Laffitte	1					2
Mandres-les-Roses	2		1			
Marcoussis	1					
Margency						
Marnes-la-Coquette						
Marolles-en-Brie	1				3	
	l					
Massy					11	
Meudon	9				20	2
Mitry-Mory						
Montesson			1		1	2
Montfermeil		2			1	
Morangis	2				2	
Neuilly-Plaisance	1	1	1	1		
Noisy-le-Grand	<u>·</u> 1	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	<u>·</u> 1	2		
	<u>'</u>		<u>'</u>			
Nozay						
Orsay	4		2	2	1	
Périgny-sur-Yerres					1	
Le Raincy				1	1	
Rocquencourt						
Rueil-Malmaison	8			1	6	
Saint-Cloud	1	1		1	6	1
Saint-Cyr-l'École	4	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		<u>'</u>		2
Saulx-les-Chartreux	"	1		1	1	
		<u> </u>		<u> </u>		
Servon					2	
Sevran	2	2		2	1	1
Sèvres	2	1			2	1
Tremblay-en-France	3	2		2	3	·
Vaires-sur-Marne		1				
Vaucresson	6		1		5	
Vaujours	•	1	I	1	1	1
		ı		ı ı		ı
Vélizy-Villacoublay					5	
Verrières-le-Buisson	2		1	1		1
Versailles	4			1	18	11
Le Vésinet			2		4	<u> </u>
Ville-d'Avray	1				3	
Villebon-sur-Yvette	1		1	1		
Villeparisis	2	3	I	<u>'</u> 1		
				I		0
Villepinte	3	1			5	2
Viroflay				1	2	3
Wissous		<u> </u>		<u> </u>		<u> </u>
		28	20	19	151	51

⁽¹⁾ Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km sur la commune entre 2014 et 2015. (2) Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km sur la commune par rapport au résultat moyen de la concession (12,2).

Usure naturelle	Autres causes	Nombre de clients coupés	NiTi total (min)	Nombre d'incidents	Nombre d'incidents aux 100 km	Évolution 2014-2015 (1)	Niveau moyen Sigei (2)
16	5	2 283	454 640	35	14,8		
1	<u> </u>	18	1 548	1	3,4	71	71
19	4	3 545	1 085 715	48	31,6	7	7
3		290	43 959	6	11,2	71	71
3		168	19 341	5	8,3	71	2
ა		100	19 341	J	0,3	71	7
0		171	C1 071	7	10.0	→	7
3		171	61 271	7	10,6	7	
3		321	93 362	9	10,8		
1		70	8 624	4	17,4	7	7
4		694	92 574	14	12,5	7	71
7	1	1 252	358 876	15	27,9	71	71
1	1	554	66 442	6	3,0	7	71
3		410	61 959	12	15,2	7	7
1		229	59 431	6	7,3	2	71
1		1	65	1	2,8	7	Ä
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		235	9 445	2	3,6	2	21
2	1	432	35 753	5	16,6	71	7
2	ı	63	10 920	<u>5</u> 3	8,2	7	7
		757				2	7
7	3	757	209 638	14	10,7	7	3
3		330	158 609	6	11,0		
		22	3 322	2	5,0	71	7
7	2	612	95 133	12	14,5	7	7
11	1	1 677	487 350	21	15,1	71	71
2		223	46 008	5	6,3	71	71
3	1	465	83 323	7	6,6	7	71
		100	42 830	3	8,7	7	2
6		179	18 754	7	11,3	2	2
<u> </u>		-	-	-	-	2	7
		-	- -	<u> </u>	-	2	7
						→	7
3		123	33 205	7	17,9		
7		1 388	163 355	18	13,5	7	71
8		3 281	844 562	39	34,3	71	71
						7	71
1		132	24 086	5	6,9	7	2
5		324	54 845	8	8,4	7	71
4		141	32 886	8	10,5	71	2
2		425	60 714	6	8,3	71	21
4		349	43 976	8	4,0	71	2)
1	- 1	41	9 226	2	7,6	71	2
	1					7	2
4	1	784	154 467	14	16,1	77	7
		2	660	1	5,3		
4		476	112 894	6	10,8	7	2
		-	-	-	-	71	7
5	2	1 073	132 147	22	8,5	→	7
5		1 106	292 331	15	17,6	71	7
1	2	249	58 477	9	15,3	71	71
-	-	80	4 340	3	9,3	77	7
1	1	85	17 361	4	14,3	71	2
7	ı	1 204	353 904			71	71
	4			15	11,7	7	7
5	1	987	218 975	12	17,9		7
5		560	150 521	15	9,8	7	
		40	880	1	2,0	7	7
1		608	119 443	13	29,4	2	7
2		249	42 272	6	21,1	71	7
2		419	72 510	7	9,7	7	7
4		251	91 077	9	10,8	21	7
14	5	2 746	767 127	53	21,4	71	7
• •	<u> </u>	309	93 517	11	11,8	7	71
5		275	55 117	7	9,7	71	2
<u>5</u>		185				2	7
3		เหว	39 876	5	15,3	71	7
3 2			00 1				P7
3 2 1		255	26 100	7	7,7		
3 2 1 5		255 1 122	343 365	16	13,1	71	7
3 2 1		255				7 7	7
3 2 1 5		255 1 122	343 365	16	13,1	71	7

■ amélioration → maintien

■ dégradation

Rapport présenté à la commission de suivi du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif du 15 décembre 2016 et au Comité du 2 février 2017.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

- L.,. V -

Christophe Tampon-Lajarriette Directeur général du Sigeif

Conception graphique, réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos (Médiathèque Enedis) :

Pages 8 et 12 : Pascal Aimar, Tendance Floue - Pages 30, 73 et 107 : Alexandre Dupeyron
Page 49 : Olivier Guerrin - Page 56 : Vincent Piccerelle - Pages 65 et 82 : Laurent Vautrin - Pages 74 et 94 : William Beaucardet
Page 80: Raphaël Firon

Couverture : Ville d'Antony