



Sigeif 2014

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

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

EXERCICE 2014



Sommaire

Liste des communes adhérentes du Sigeif	5
Chiffres clés de la concession en 2014	6

Préambule	9
------------------	----------

Contrôle technique

Contrôles généraux sur les ouvrages concédés	13
> Le patrimoine de la concession	13
> La clientèle de la concession	21
> Évolution de l'énergie acheminée	21
> L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers	24
> Autres indicateurs "fourniture"	26

Contrôle de la qualité de l'électricité	31
> Contribution du réseau BT	31
> Contribution du réseau HTA	46
> Continuité de fourniture (critère B)	54
> Programmes d'investissement 2014 et plan de maintenance du distributeur	56

Contrôle continu sur les ouvrages concédés	61
> Déclaration des projets à l'autorité concédante	61
> Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité	66
> Avis sur les dossiers émis par le Sigeif	66

Niveaux de qualité définis par le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007	67
> Évaluation des quatre critères	67

Contrôle ciblé	71
> Registre des terres	71
> Fiabilité du système d'information géographique (SIG)	75
> Valorisation de la remise gratuite (VRG)	76

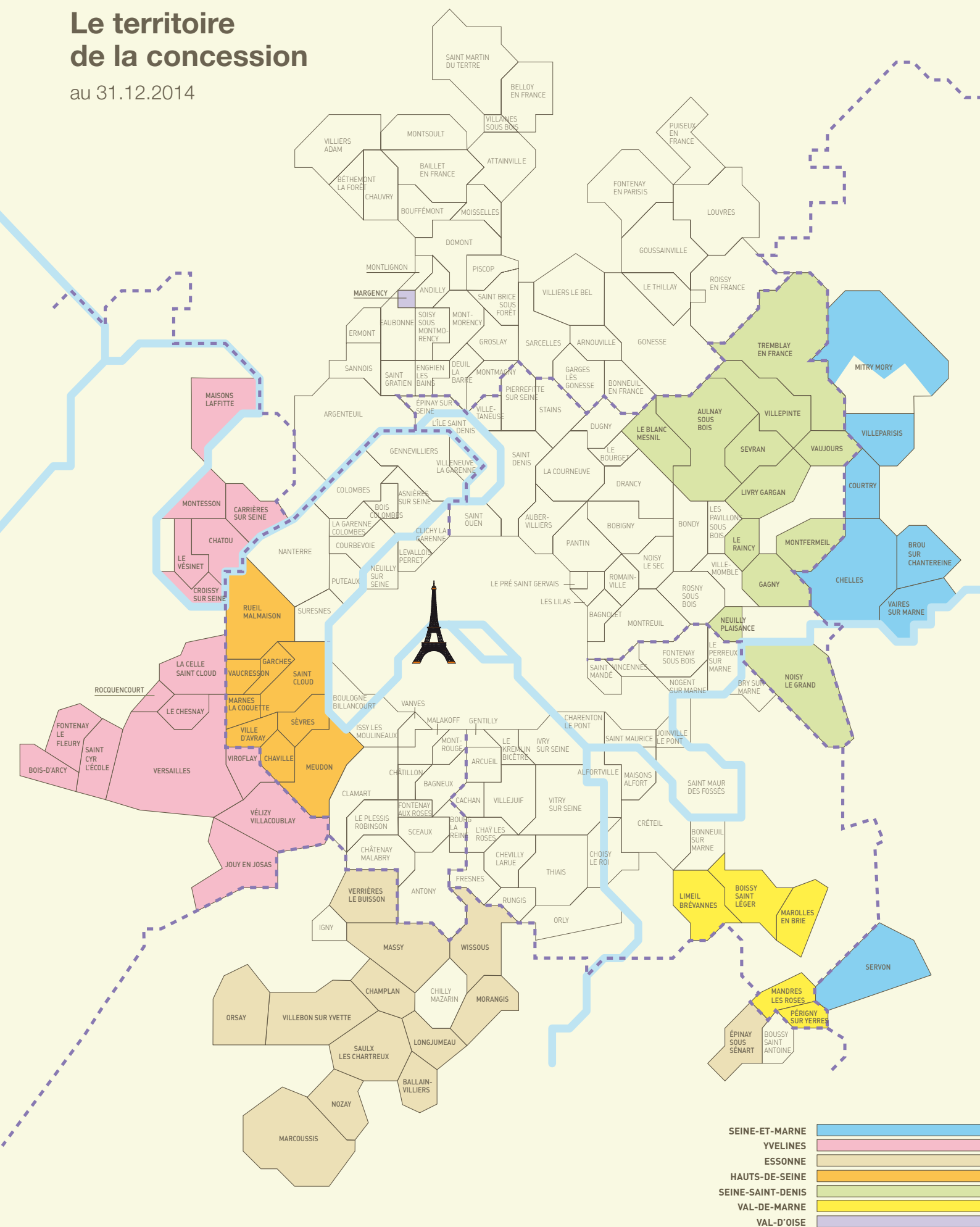
Synthèse du contrôle technique	79
---------------------------------------	-----------

Contrôle comptable et financier

Le contexte et les objectifs du contrôle financier	85
> Le contexte	85
> Les principales zones de risques pour le concédant	85
Travaux réalisés	87
> Analyse des procédures	87
> Documentation communiquée à l'autorité concédante	90
> Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures	90
Analyse des données financières présentées dans le rapport 2014 du concessionnaire	97
> Informations relatives au patrimoine et aux droits du concédant	97
> Compte de résultat de la concession	107
> Conclusion sur les informations financières relatives au compte d'exploitation de la concession	111
Synthèse du contrôle comptable et financier	112
Annexes	
> Inventaire des ouvrages, par commune, au 31 décembre 2014	116
> Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et canalisations BT	118
> Valorisation 2014 de la remise gratuite par ERDF	120
> Causes des incidents BT et nombre d'incidents aux 100 km	122
> Étude de la variation des réseaux aérien et souterrain	124

Le territoire de la concession

au 31.12.2014



1 389 048 habitants, 8 579 km de réseau de distribution.

Limites de départements

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

Seine-et-Marne

Brou-sur-Chantereine
Chelles
Courtry
Mitry-Mory*
Servon
Vaires-sur-Marne
Villeparisis

Yvelines

Bois-d'Arcy
Carrières-sur-Seine
La Celle-Saint-Cloud
Chatou
Le Chesnay
Croissy-sur-Seine
Fontenay-le-Fleury
Jouy-en-Josas
Maisons-Laffitte
Montesson
Rocquencourt
Saint-Cyr-l'École
Vélizy-Villacoublay
Versailles
Le Vésinet
Viroflay

Essonne

Ballainvilliers
Champlan
Épinay-sous-Sénart
Longjumeau
Marcoussis
Massy
Morangis
Nozay
Orsay
Saulx-les-Chartreux
Verrières-le-Buisson
Villebon-sur-Yvette
Wissous

Hauts-de-Seine

Chaville
Garches
Marnes-la-Coquette
Meudon
Rueil-Malmaison
Saint-Cloud
Sèvres
Vaucresson
Ville-d'Avray

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

Val-de-Marne

Boissy-Saint-Léger
Limeil-Brévannes
Mandres-les-Roses
Marolles-en-Brie
Périgny-sur-Yerres

Val-d'Oise

Margency

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

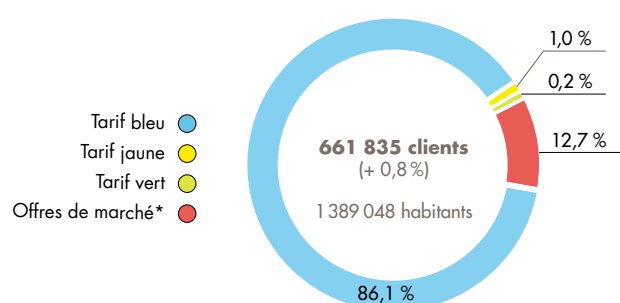
Les chiffres clés de la concession en 2014

> **63** communes

> **1 389 048** habitants*

* Population municipale : 1 368 431 habitants

Répartition des clients-
"consommateurs" par prix de vente

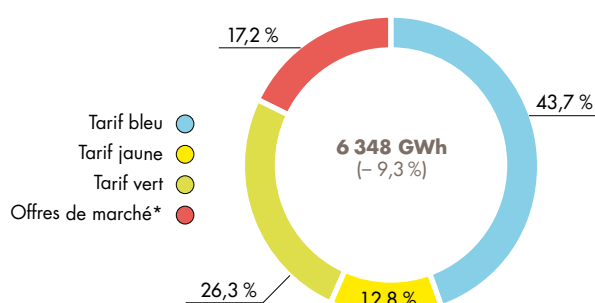


> **661 835** clients

> **6,35 TWh** acheminés*

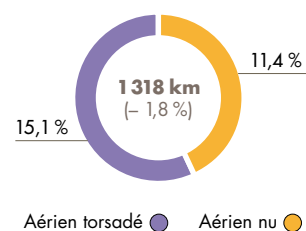
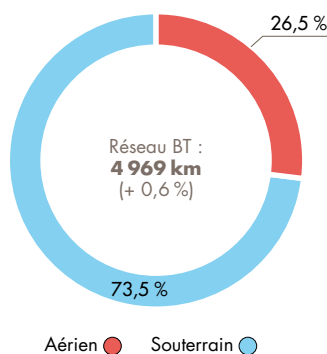
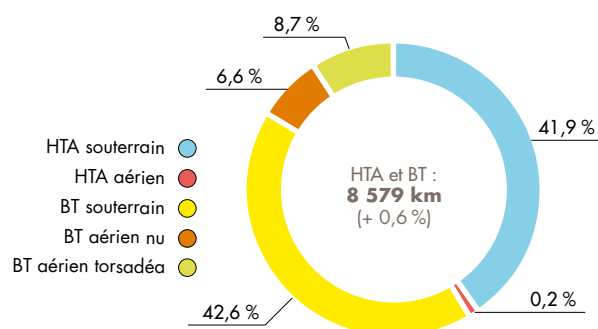
* 1 TWh = 1 000 000 kWh)

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 : **782 M€**

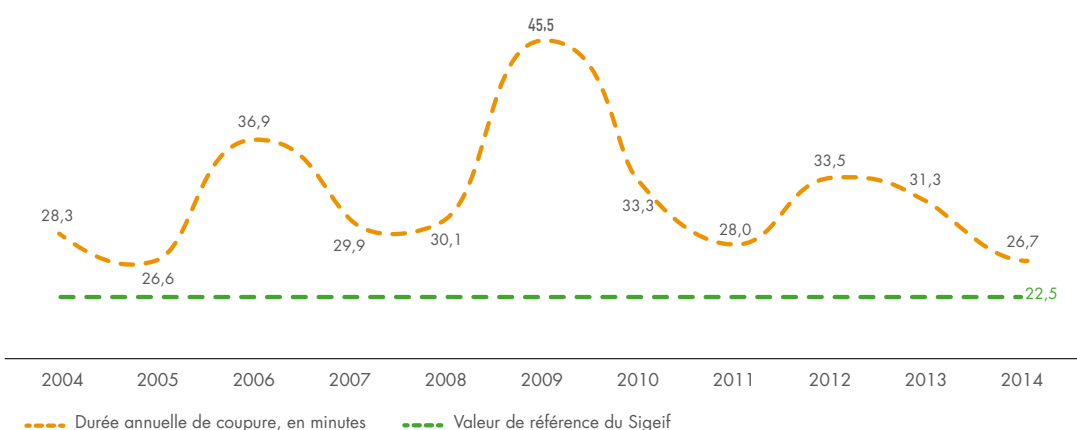
> Valeur nette : **406,2 M€**

> Taux d'amortissement : **48,06 %**

> **226 M€** de recettes d'acheminement

- > Âge moyen du réseau BT : **40,3** ans
- > Qualité de la prestation du concessionnaire ERDF : **83 %** de clients satisfaits
- > Nombre de dossiers traités dans le cadre du contrôle électrique : **184**
- > **14,3 M€** consacrés à la qualité, à l'environnement et au renforcement du réseau, dont **2,4 M€** pour les postes sources
- > **17 M€** consacrés au développement du réseau
- > Clients BT mal alimentés : **374** (0,06 %)
- > Clients affectés par plus de 6 coupures longues : **16**
- > **4,6** incidents aux 100 km sur le réseau HTA, et **8,4** sur le réseau BT
- > Nombre cumulé de clients coupés, toutes causes confondues : **280 426**
- > **7 698** clients coupés pendant plus de 6 heures consécutives
- > Clients aidés dans le cadre du FSL : **3 911** (+ 9,9 %)
- > Clients au TPN : **38 074** (+ 52,2 %)

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



- > Valeur de remplacement : **1 145 M€**
- > Droit du concédant : **360,6 M€**
- > Résultat (total des produits – total des charges) : **20 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 ses concessionnaires, ERDF 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 chahutées aujourd'hui par les nouveaux besoins et les nouveaux usages (intégration des énergies renouvelables décentralisées et intermittentes, développement du véhicule électrique, etc.).

Définies par la convention de concession signée le 21 novembre 1994 entre le concessionnaire EDF et le Sigeif, les modalités de contrôle de la délégation de service public ont été explicitement renforcées par plusieurs lois successives, depuis celle du 10 février 2000.

C'est dans ce cadre que le Sigeif exerce un contrôle articulé 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, la visibilité la plus complète de l'état physique et de la valeur financière du patrimoine transféré pour la durée du contrat de concession.

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 2015 sur l'activité du concessionnaire en 2014 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'ERDF perçue par les clients et le degré de satisfaction de ces derniers.

Comme pour les années précédentes, une attention particulière a été portée sur les mouvements enregistrés dans le système d'information SIG (ex-GDO), le traitement des contraintes (U, I, T) récurrentes, les investissements sur les ouvrages, le patrimoine technique de la concession et, enfin, sur la production de justifications des mouvements liés aux recettes de raccordement, du montant des provisions 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 l'entretien, la conduite, l'exploitation des réseaux, le dépannage et les travaux de raccordement, du gestionnaire de réseau de distribution qui est, en Île-de-France (hors Paris) :

- > La Direction régionale Île-de-France Ouest (DR IDFO) comprend les anciens centres d'Asnières, de Bagneux, de Cergy, de Nanterre et de Versailles.
- > La Direction régionale Île-de-France Est (DR IDFE) comprend les anciens centres d'Essonne, de Pantin, de Saint-Mandé, de Seine-et-Marne et de Villejuif.

Le contrôle s'est déroulé en quatre phases principales :

Première phase

1^{er} trimestre 2015 : saisine, par l'autorité concédante, du concessionnaire par l'envoi des éléments demandés au titre du contrôle de l'exercice 2014.

Deuxième phase

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

Troisième phase

1^{er}, 2^e et 3^e trimestres 2015 : 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^e et 4^e trimestres 2015 : 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 10 décembre 2015 et approbation par le Comité syndical de février 2016.

CONTRÔLE TECHNIQUE



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 en concession

Entre les exercices 2013 et 2014, le périmètre de la concession est inchangé (63 communes). Au 31 décembre 2014, 42 postes sources HTB/HTA, dont 11 sont situés sur le territoire du Syndicat, desservent les 661 835 clients de la concession. Ces derniers sont répartis le long de 570 départs HTA, soit 1 158 clients par départ.

Évolution du réseau haute tension (HTA)

Ossature de la distribution publique de l'énergie électrique, le réseau HTA, d'une longueur de 3 610 km, est, à 99,6 %, souterrain (voir graphique 1).

Sur certains départements, quelques artères principales et antennes aériennes sont à surveiller tout comme, sur l'ensemble de la concession, les zones à risque générées notamment par les câbles souterrains d'ancienne technologie.

En effet, sur un territoire urbain et exigeant 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 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 2014, la concession du Sigeif totalise 13,4 km de lignes aériennes, répartis sur onze communes, situées sur quatre départements (voir tableau 1a). Par rapport à l'exercice précédent, la diminution de 217 m (1,6 %) du linéaire s'explique par deux opérations d'enfouissement réalisées par le concessionnaire sur les communes de Bois-d'Arcy et de Massy pour res-

pectivement 185 et 49 m. L'accroissement de 17 m du linéaire sur la commune de Servon est à mettre à l'actif d'une mise à jour par le concessionnaire des plans cadastraux qui a, ensuite, généré une fiabilisation du système d'information géographique.

La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique 3.

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 2013 (voir tableau 1b), l'accroissement du patrimoine – un peu plus de 23 km (0,6 %) – a pour origine les travaux réalisés par le concessionnaire.

Issus de paliers technologiques datant de 1920 à 1960 et de 1946 à 1960, les 71 km de câbles à ceinture cuivre (2 %) et les 68 km de câbles aluminium (2 %) 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. Leur volume financier peut être estimé à 16 M€. Viennent ensuite les câbles CPI "gaine alu et triplomb" posés entre 1961 et 1980 qui, avec un linéaire de 1 025 km, sont susceptibles d'appeler un investissement de 118 M€.

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 en augmentation (huit contre deux et sept en 2013 et 2012). Ces variations sont la conséquence des divers assainissements rendus 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 2) se situe sur dix communes pour lesquelles les principales variations enregistrées durant l'année 2014 sont supérieures à $\pm 1\,000$ m.

L'analyse réalisée par le Syndicat les 10 et 11 septembre et le 13 octobre 2015, respectivement sur la DR IDFE et la DR IDFO, s'est appuyée sur les déclaratifs issus des projets de construction d'ouvrage (reçus par l'autorité concédante en 2013 et 2014) et sur l'ensemble des mouvements patrimoniaux.

Ces contrôles sur site ont permis de justifier trois quarts des variations. Sur les huit communes auditées, le linéaire total n'a pas pu être reconstitué dans son intégralité, notamment sur la commune de Versailles.

Les mouvements cartographiques, appelés par le concessionnaire "actions de fiabilisation et/ou de recalage de base", sont encore importants cette année, avec 1 600 m, (près de 24% des mouvements de l'échantillon).

L'autorité concédante est en conséquence conduite à prendre, une nouvelle fois, acte des valeurs déclarées dans le compte rendu d'activité du concessionnaire – exercice 2014 – et, par là même, à émettre des réserves sur la déclaration du patrimoine technique.

Postes de transformation de distribution publique

Inventaire

Le poste de transformation électrique HTA/BT de distribution publique est l'interface entre les réseaux HTA et basse tension (BT). Dans une concession urbaine, il est générale-

ment 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 2014, le compte rendu annuel du concessionnaire fait état de :

- > 4234 postes de transformation de distribution publique.
- > 133 postes de transformation mixtes, c'est-à-dire communs avec un transformateur "abonné ou client".
- > 189 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. Elles abritent l'arrivée HTA (tableau HTA), la transformation du courant électrique (transformateur HTA/BT de forte puissance jusqu'à 1000 kVA) et la distribution basse tension (tableau BT). La qualité et la sécurisation de la fourniture repose sur l'état de ces ouvrages pour lesquels un programme de modernisation est d'ores et déjà engagé par le concessionnaire.

Enfin, la remarque formulée lors du contrôle précédent, relative aux types d'enveloppe "DI-Divers" ou "Non renseigné" est, avec dix-sept unités, reconduite.

Tableau 1a. Réseau HTA aérien (en m)

	Justificatifs						
	2012	2013	2014	Écart 2013-2014	Assainissement ou recalage de la base de données	Travaux	Linéaire non justifié
Mitry-Mory	4 024	4 024	4 024	-	-	-	-
Servon	571	571	588	17	17	-	-
Sous-total Seine-et-Marne	4 595	4 595	4 612	17	17		
Bois-d'Arcy	185	185	-	- 185	-	- 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	2 577	2 392	- 185		- 185	
Ballainvilliers	196	196	196	-	-	-	-
Marcoussis	4 303	4 303	4 303	-	-	-	-
Massy	152	152	103	- 49	-	- 49	-
Nozay	268	268	268	-	-	-	-
Saulx-les-Chartreux	1 499	1 325	1 325	-	-	-	-
Sous-total Essonne	6 418	6 244	6 195	- 49		- 49	
Limeil-Brévannes	157	157	157	-	-	-	-
Sous-total Val-de-Marne	157	157	157	-	-	-	-
Total	13 747	13 573	13 356	- 217	17	- 234	

Tableau 1b. Évolution du réseau HTA souterrain (en m)

	Souterrain			Total HTA (aérien + souterrain)	% souterrain
	2012	2013	2014	2014	2015
Seine-et-Marne	329 490	337 976	337 510	342 122	98,7
Yvelines	787 710	803 336	806 569	808 569	99,7
Essonne	598 556	601 466	600 847	607 042	99,0
Hauts-de-Seine	594 519	594 295	607 250	607 250	100,0
Seine-Saint-Denis	1 088 387	1 097 944	1 105 840	1 105 840	100,0
Val-de-Marne	132 466	134 165	134 706	134 863	99,9
Val-d'Oise	4 812	4 812	4 812	4 812	100,0
Total	3 535 939	3 573 994	3 597 141	3 610 497	99,6

Tableau 2. Principales variations HTA dans les communes auditées

	Signe	Écart (m) 2013/2014	Communes auditées	Justificatifs					
				Signe	Assainissement ou recalage de la base de données	Signe	Travaux	Signe	Linéaire non justifié
Bois-d'Arcy (78)	+	723	x		-	+	723		-
Saint-Cyr-L'École (78)	+	2 537	x	+	25	+	2 512		-
Vélizy-Villacoublay (78)	+	742	x	-	-	+	745	-	3
Versailles (78)	-	1 535	x	-	1 469	-	59	-	7
Épinay-sous-Sénart (91)	-	277	x		-	+	277		-
Aulnay-sous-Bois (93)	+	539	x	-	76	+	626	-	11
Le Blanc-Mesnil (93)	+	36	x	+	30	+	9	-	3
Boissy-Saint-Léger (94)	+	134	x		-	+	135	-	1
Total communes auditées		6 523			1 600		5 086		25
Total % répartition		100			23,8		75,8		0,4

Tableau 3. Inventaire des postes HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes (synthèse)

	Crac		Écart Crac	Écart source SIG	Déclaratifs reçus		Mise en service		Mise hors service	
	2013	2014	2014-2013	2014-2013	En création	En abandon	SIG	Base comptable	SIG	Base comptable
Seine-et-Marne	403	406	3	3	-	-	3	-	1	1
Yvelines	1 088	1 100	12	12	4	2	12	-	-	-
Essonne	708	712	4	4	4	1	6	-	3	3
Hauts-de-Seine	680	683	3	3	2	-	4	-	1	1
Seine-Saint-Denis	1 256	1 273	17	17	5	-	15	-	3	3
Val-de-Marne	180	181	1	1	1	1	2	-	1	1
Val-d'Oise	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4 327	4 367	40	40	16	4	42	-	9	9

Tableau 4. Types de postes de transformation*

	CB	IM	UP	UC	EN	CH	H6I	RS	RC	CS	DI	SA	SB	CC	PO	NR	Total
Seine-et-Marne	180	74	141	6	-	-	1	2	-	-	-	1	1	-	-	-	406
Yvelines	605	341	95	31	13	5	1	3	-	3	2	-	1	-	-	-	1 100
Essonne	407	146	104	17	1	9	11	7	6	-	-	2	1	-	1	-	712
Hauts-de-Seine	299	324	36	11	10	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	683
Seine-Saint-Denis	629	314	244	66	10	5	-	-	-	-	2	-	-	2	-	1	1 273
Val-de-Marne	90	32	45	13	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181
Val-d'Oise	8	2	0	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Total	2 218	1 233	665	146	34	22	13	12	6	4	4	3	3	2	1	1	4 367

CB : cabine basse. IM : en immeuble. UP : urbain portable. UC : urbain compact. EN : enterré. CH : cabine haute. H6I : 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 ERDF, fichier OHTA-006.

Puissance apparente installée

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

La puissance apparente totale installée sur le territoire du Sigeif est de 2 392 MVA (+ 1,8 % par rapport à 2013), soit une puissance moyenne par poste de transformation et par source HTA/BT respectivement de 548 kVA et de 495 kVA.

Évolution du nombre de postes de transformation

(Voir tableau 3)

Nous comptabilisons 4 367 postes de transformation de distribution publique soit, en moyenne, 154 clients-consommateurs par unité.

Les éléments complémentaires transmis par le concessionnaire n'ont pas permis de tracer les mouvements. Faute de disposer d'une liste exhaustive des postes HTA/BT mis en et hors service dans l'exercice et, au regard des déclaratifs de projets adressés par le concessionnaire, **l'autorité concédante est amenée à prendre une nouvelle fois acte des valeurs communiquées dans le Crac (compte rendu d'activité du concessionnaire).**

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. Ainsi, un incident est perçu par beaucoup moins de clients qu'un incident sur un ouvrage HTA, d'où une répercussion moindre sur le critère d'appréciation qui mesure la continuité de la fourniture.

Il est essentiel, pour l'autorité concédante, de veiller à ce que les ouvrages souterrains et aériens ne soient pas délaissés.

Grâce à l'effort et à la volonté des communes et du Syndicat de modernisation par l'effacement des lignes aériennes – conjugués à la participation financière et à quelques interventions d'ERDF –, la part des réseaux aériens BT nu et torsadé diminue peu à peu. En 2014, près de 23,2 km de lignes aériennes (12,2 km en conducteurs nus et 11 km en conducteurs isolés torsadés représentant respectivement 2,1 % et 1,4 % de leur linéaire 2013) ont été déposés.

Enfin, les nouvelles constructions déclarées en 2014 à l'autorité concédante ont été, à l'exception de deux opérations (voir contrôle ciblé), réalisées intégralement en souterrain.

Répartition du réseau BT par nature

(Voir graphique 2 et tableaux 5a et 5b)

Long de plus de 4 969 km à fin 2014, le réseau basse tension est composé de canalisations souterraines (3 651 km), de lignes aériennes en conducteurs nus (567 km) et de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (751 km).

> Âge du réseau BT

(Voir carte page 42)

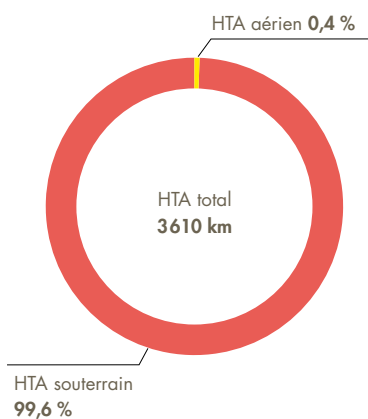
À fin 2014, l'âge moyen du réseau basse tension du Sigeif est de 40,3 ans. Sa constante augmentation confirme un vieillissement avéré de cet ouvrage concédé.

La répartition par décennie, et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT, sources SIG et comptable, figure en annexe du présent rapport. Les lignes et les canalisations BT les plus anciennes (plus de 50 ans) comptabilisent, sur le territoire de la concession, plus de 1 988 km (40 % du linéaire total), contre 2 003 km en 2013 et 2 476 km en 2012 (source Oscar, SIG).

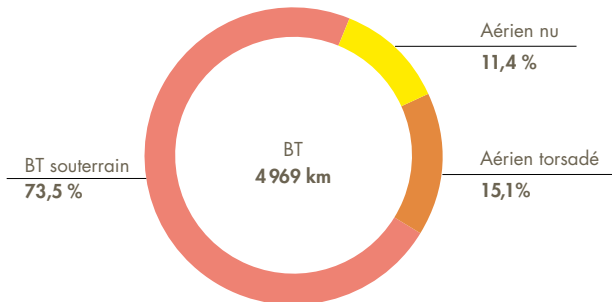
Ces dernières se répartissent comme suit :

- > 61 % pour les canalisations souterraines.
- > 21 % pour les lignes aériennes nues.
- > 18 % pour les lignes aériennes torsadées.

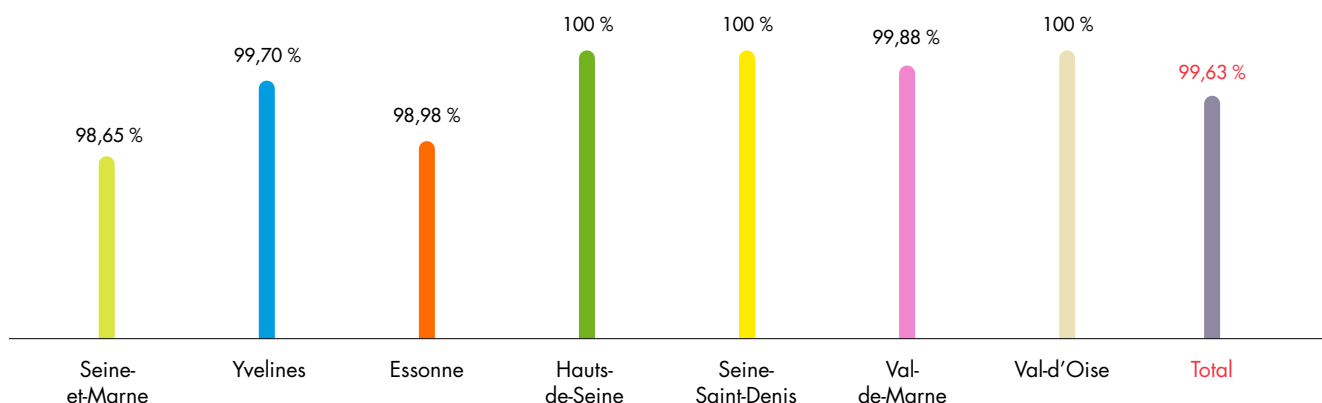
Graphique 1.
Répartition du réseau HTA



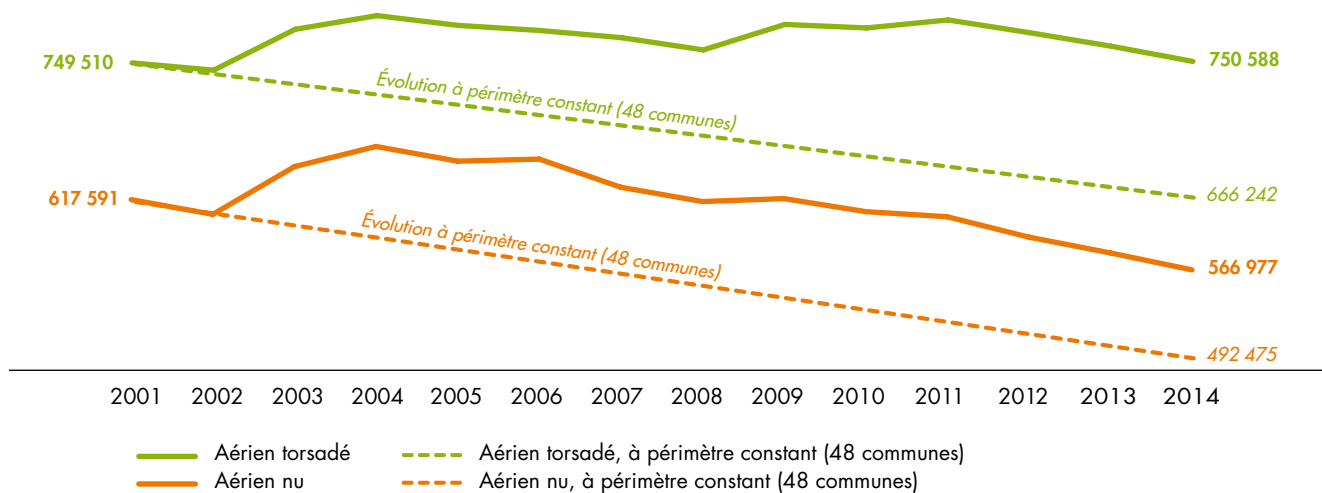
Graphique 2.
Répartition du réseau BT



Graphique 3. Part du réseau HTA souterrain



Graphique 4. Évolution du réseau aérien BT de la concession



Avant le passage à l'an 2000, la décision arbitraire de la Direction technique du concessionnaire de renseigner les champs "date de pose" par "1946" concerne plus de 1 841 km de réseau BT.

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, page 20). (Voir tableau 6b, "Typologie du réseau datant de 1946".)

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 (114 km) et le torsadé alu antérieur à 1960 (352 km).**

Réseau aérien BT

(Voir carte page 22)

La carte "Proportion du réseau électrique aérien basse tension" illustre, pour chaque commune, le pourcentage d'ouvrages basse tension en aérien nu, technique la plus ancienne, la plus exposée, et – comme le préconise l'autorité concédante – le réseau à supprimer ou à renouveler en priorité.

Ce palier technologique de 567 km de long constitue la principale zone de fragilité des ouvrages aériens. **Sa suppression, qui allie esthétique et sécurisation, peut être estimée aujourd'hui à 142 M€.**

Depuis 2001, à périmètre constant (48 communes), le Syndicat a enregistré (voir graphique 4) :

- > La dépose de plus de 125 km de lignes aériennes en conducteurs nus (-20%).
- > La dépose de 83 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (-11%).

Réseau souterrain BT

(Voir carte page 23)

La quasi-totalité des constructions sont, aujourd'hui, réalisées en souterrain alliant ainsi esthétique et sûreté 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.

Les vieux câbles à ceinture cuivre 284 km (8%), aluminium 1 045 km (29%) sont issus de paliers technologiques datant respectivement de 1920 à 1971 et de 1946 à 1971 et constituent les principales zones à risque de la concession. L'avantage esthétique des réseaux souterrains BT pourrait donc générer un danger dans le cas où le programme de maintenance et de renouvellement, pouvant être estimé à 200 M€, s'avérerait insuffisant.

Pour 2014, les travaux du concessionnaire, répondant aux besoins de raccordement et de renouvellement, conjugués à la volonté des collectivités d'enfouir les lignes aériennes ont généré un accroissement de son linéaire de plus de 1,2%.

Tableau 5a. Évolution du réseau aérien BT (en m)

	Aérien nu				Aérien torsadé				Total aérien	
	2012	2013	2014	Écart	2012	2013	2014	Écart	2013	2014
Seine-et-Marne	55 182	54 545	52 647	- 1 898	112 865	112 176	110 759	- 1 417	166 721	163 406
Yvelines	121 501	118 166	114 425	- 3 741	124 669	121 174	118 749	- 2 425	239 340	233 174
Essonne	94 924	93 327	91 518	- 1 809	102 725	100 651	99 717	-934	193 978	191 235
Hauts-de-Seine	47 136	42 829	39 253	- 3 576	56 572	53 909	50 187	- 3 722	96 738	89 440
Seine-Saint-Denis	256 614	255 720	255 118	- 602	347 631	346 832	345 952	- 880	602 552	601 070
Val-de-Marne	14 545	13 924	13 332	- 592	24 751	24 728	23 418	- 1 310	38 652	36 750
Val-d'Oise	684	684	684	-	2 061	2 061	1 806	- 255	2 745	2 490
Total	590 586	579 195	566 977	- 12 218	771 274	761 531	750 588	- 10 943	1 340 726	1 317 565

Tableau 5b. Évolution du réseau souterrain BT (en m)

	Canalisations souterraines (m)					% souterrain		
	2012	2013	2014	Écart calculé 2014-2013	Variation (%) 2014-2013	2012	2013	2014
Seine-et-Marne	298 264	301 736	306 682	4 946	1,6	64,0	64,4	65,2
Yvelines	985 732	998 221	1 012 159	13 938	1,4	80,0	80,7	81,3
Essonne	573 273	582 751	588 692	5 941	1,0	74,4	75,0	75,5
Hauts-de-Seine	615 816	623 489	631 299	7 810	1,3	85,6	86,6	87,6
Seine-Saint-Denis	882 605	890 674	905 518	14 844	1,7	59,4	59,6	60,1
Val-de-Marne	191 406	193 717	196 503	2 786	1,4	83,0	83,4	84,2
Val-d'Oise	10 113	10 113	10 429	316	3,1	78,7	78,7	80,7
Total	3 557 209	3 600 701	3 651 282	50 581	1,4	72,3	72,9	73,5

Tableau 6a. Répartition par décennie du réseau BT (en m)

	Longueur totale	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
Inférieur ou égal à 11 ans	579 521	194	18 972	560 355
de 11 à 20 ans	628 147	7 016	71 169	549 962
de 21 à 30 ans	1 278 840	77 634	193 626	1 007 580
de 31 à 40 ans	229 825	29 373	48 124	152 328
de 41 à 50 ans	264 694	31 063	62 866	170 765
Plus de 50 ans	1 987 820	421 697	355 831	1 210 292
Total	4 968 847	566 977	750 588	3 651 282

Tableau 6b. Typologie du réseau datant de 1946 (en m)

	Aluminium	Cuivre	Total
Aérien nu	5 521	364 528	370 049
Aérien torsadé	348 438	877	349 315
Souterrain	905 602	216 155	1 121 757
Total	1 259 561	581 560	1 841 121

Analyse de la variation du réseau aérien et souterrain BT

À partir d'un échantillon composé de huit communes, les résultats (voir tableaux en annexes) montrent :

- > Une quantité importante, près de deux sur trois, de mouvements générés par les travaux du concessionnaire pour lesquels il n'y a pas eu, à destination de l'autorité concédante, de déclaratif de travaux.
- > Quasiment pas de mouvements non justifiés lors de l'audit.
- > Un linéaire résultant des traitements liés à des opérations de fiabilisation de la cartographie ou à des recalages de base faible.

À ce stade, l'autorité concédante est amenée à conclure qu'elle est insuffisamment informée des travaux modifiant le patrimoine technique.

■ La clientèle de la concession

Évolution du nombre de clients

(Voir tableau 7)

Les tarifs réglementés

Le nombre de clients souscrivant aux tarifs bleu (particuliers), jaune (PME-PMI, collectivités locales) et vert (industriels) enregistre une baisse sensible, notamment pour les "gros clients". Au 31 décembre 2014, nous enregistrons respectivement 569 464, 6 860 et 1 578 clients.

La loi Nome pérennise les tarifs réglementés pour tous les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels. Aujourd'hui établis par les pouvoirs publics, les tarifs réglementés seront, à dater 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.

Les offres de marché

Chaque client peut faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant le tarif réglementé et en optant pour une offre dite de marché. Le tarif bleu, jaune ou vert, disparaît alors.

Au 31 décembre 2014, la concession totalise 83 933 clients ayant choisi une offre de marché, soit près de 12,7% des clients-usagers. Leur nombre, en constante croissance ces dernières années, augmente de plus de 24% par rapport à 2013. Cette dynamique a par ailleurs été impulsée par la loi Nome qui redéfinit les règles de la réversibilité, c'est-à-dire la possibilité de retour, sous certaines conditions, aux tarifs réglementés de vente d'un site passé aux prix de marché (pas de condition pour les clients souscrivant moins de 36 kVA). 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 totale acheminée est en forte diminution (- 9,3%). Il est en de même au niveau national où, sous l'effet de températures clémentes, on enregistre une baisse de 29,8 TWh (- 6% par rapport à 2013) et le niveau le plus bas constaté depuis 2002.

Par commune, pour les clients relevant du tarif bleu – les plus nombreux –, l'indicateur "RTB", portant résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, enregistre une variation notable, générée par :

- > Une diminution de l'énergie acheminée (10,9 %).
- > Une diminution sensible du nombre de clients (- 1,95 %).
- > Un hiver 2013-2014 relativement doux.

$$RTB^* = \frac{(\Sigma \text{ énergie acheminée})}{(\text{nombre total de clients})}$$

* Valeurs extrêmes exclues.

(en kWh/client)	2012	2013	2014
Valeur minimale	3 867	3 868	3 621
Valeur moyenne	5 215	5 341	4 858
Valeur maximale	9 428	9 442	8 212

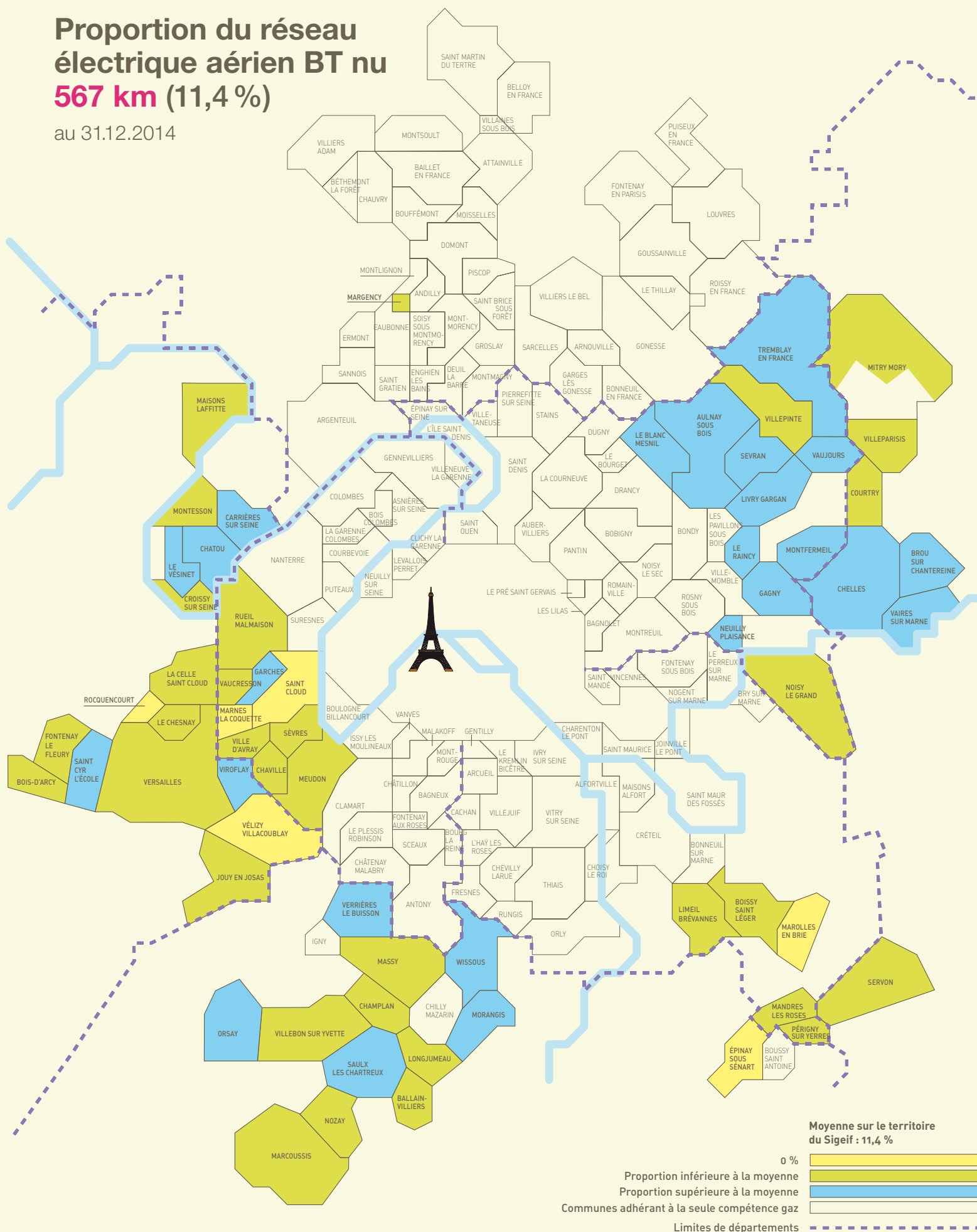
Rapprochons l'indicateur RTB de l'indicateur DJU (degrés-jours unitaires). Tous les jours de l'hiver, les services de la météorologie calculent les degrés-jours, qui sont la différence entre la température moyenne et 18 °C.

$$DJU = 18^\circ\text{C} - (T_{\text{max}} + T_{\text{min}})/2$$

Proportion du réseau électrique aérien BT nu

567 km (11,4 %)

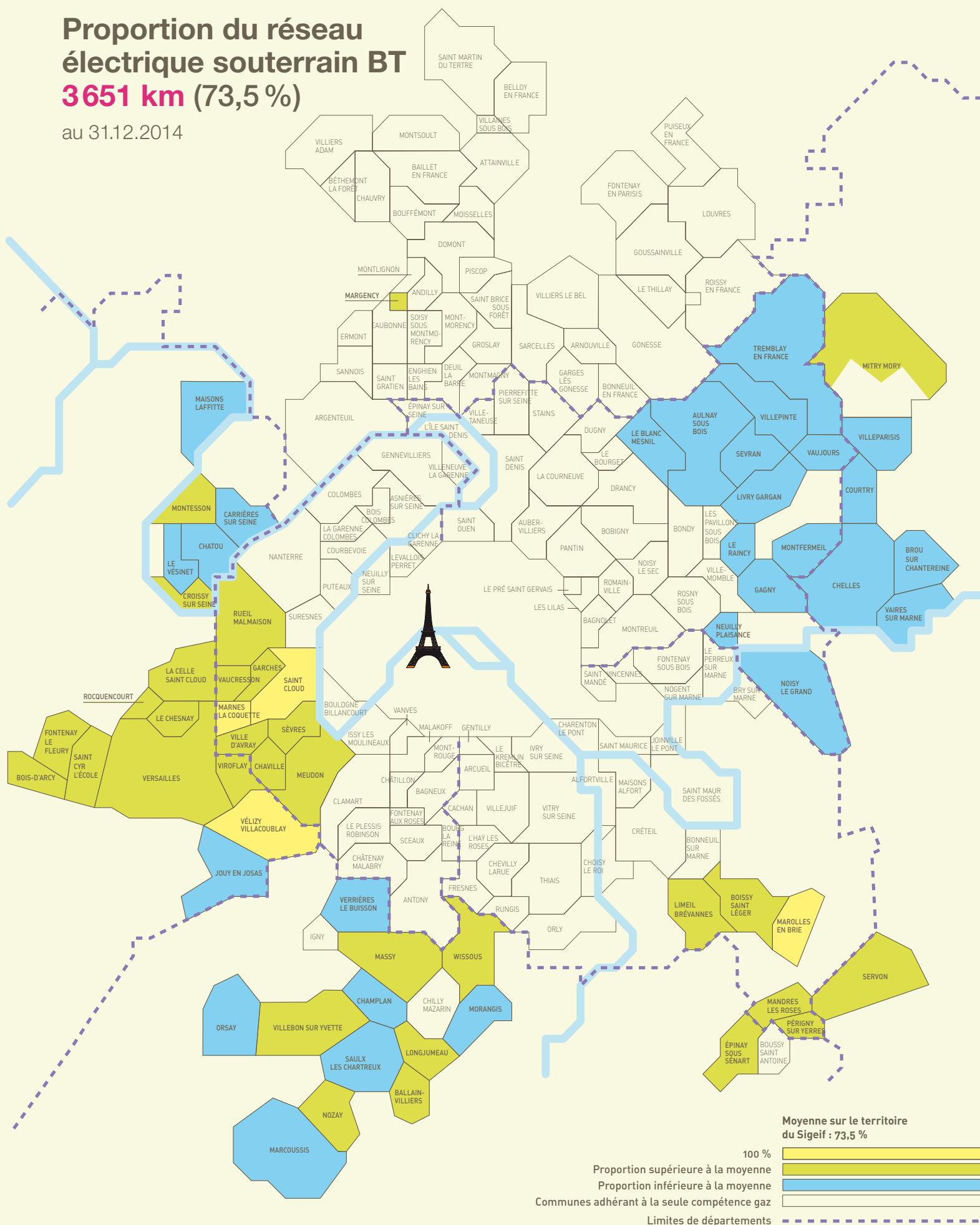
au 31.12.2014



Proportion du réseau électrique souterrain BT

3651 km (73,5 %)

au 31.12.2014



Ainsi, quand la température moyenne est de 0 °C, on a 18 degrés-jours. En fin de saison, on totalise les degrés-jours.

Sur trente ans, la moyenne a été de 2 450 degrés-jours (DJU) 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. Grâce aux DJU, il est donc possible de comparer les différentes saisons de chauffe. La saison est considérée comme douce autour de 2 200 DJU et comme très froide autour de 2 700 DJU.

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

Année	2012	2013	2014
DJU	2269	2518	1939

* Données Météo Consult.

Entre 2013 et 2014, la variation totale de l'énergie acheminée (-18%) pour les usages domestiques est en adéquation avec la diminution des DJU (-22% par rapport à l'exercice précédent).

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)	2012	2013	2014
Valeur la plus faible : Épinay-sous-Sénart	3 674	3 754	3 508
Valeur la plus forte : Marolles-en-Brie	14 012	14 421	12 214

■ L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Afin d'apprécier la qualité des services fournis aux clients, le Sigeif a mis en place, sur le périmètre de la concession, un baromètre de suivi de la satisfaction.

Cette enquête porte sur différents domaines, mais seuls certains thèmes sont évoqués dans ce rapport.

Les interventions à domicile

(Voir tableau 8)

Le concessionnaire est déjà intervenu au domicile de 5% des interviewés. Ces derniers déclarent qu'ils sont satisfaits de la ponctualité de l'intervenant (92%), du délai d'intervention (88%), du rendez-vous proposé (81%), et de la qualité du travail effectué (90%).

Pour l'exercice 2014, l'autorité concédante constate une nette amélioration de la satisfaction à l'égard des interventions du concessionnaire sur tous les items. Les plus fortes progressions sont à mettre à l'actif des informations fournies (+30%) et de la ponctualité au rendez-vous qui, par rapport à 2013, enregistre un bon de 19 points la ramenant au meilleur niveau connu depuis 2009.

La perception du prix de l'électricité

L'électricité, en Île-de-France, est toujours perçue comme une énergie chère par plus d'un usager sur deux.

(en % des réponses)	2012	2013	2014
Cher	57	62	60
Normal	36	33	34
Bon marché	7	5	5
Ne se prononce pas	-	-	1

Les relations avec le fournisseur

Plus d'un tiers des clients interrogés (36%) 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 (23%), une information sur les économies d'énergie (28%), une contestation de facture (22%) ou une coupure d'électricité (20%). L'information sur les économies d'énergie est, quant à elle, stable, à hauteur de 28%.

Tableau 7. Nombre de clients aux tarifs réglementés et quantités d'énergie acheminée (en GWh)

■ Tarif bleu

	Nombre de clients			Variation taux	Variation 2013-2014		Acheminement			Variation taux	Variation 2013-2014	
	2012	2013	2014	2012-2013	Écart	Taux	2012	2013	2014	2012-2013	Écart	Taux
Seine-et-Marne	45 403	44 916	44 203	- 1,1	- 713	- 1,6	259	260	230	0,4	- 31	- 11,8
Yvelines	159 533	157 629	154 887	- 1,2	- 2 742	- 1,7	767	775	692	1,1	- 84	- 10,8
Essonne	70 493	71 214	70 113	1,0	- 1 101	- 1,5	409	426	380	4,1	- 46	- 10,7
Hauts-de-Seine	113 128	111 280	109 043	- 1,6	- 2 237	- 2,0	542	553	490	2,2	- 63	- 11,4
Seine-Saint-Denis	175 468	174 277	170 099	- 0,7	- 4 178	- 2,4	939	948	852	1,0	- 97	- 10,2
Val-de-Marne	19 329	20 271	19 964	4,9	- 307	- 1,5	135	140	124	4,3	- 17	- 11,9
Va-d'Oise	1 203	1 186	1 155	- 1,4	- 31	- 2,6	8	8	7	3,5	- 1	- 13,1
Total Sigeif	584 557	580 773	569 464	- 0,6	- 11 309	- 1,95	3 058	3 112	2 774	1,8	- 338	- 10,9

■ Tarif jaune

Seine-et-Marne	533	523	523	- 1,9	-	-	66	69	64	3,8	- 4	- 6,1
Yvelines	1 530	1 560	1 572	2,0	12	0,8	196	199	189	1,5	- 10	- 4,9
Essonne	1 119	1 097	1 102	- 2,0	5	0,5	148	151	141	1,4	- 10	- 6,5
Hauts-de-Seine	1 368	1 377	1 391	0,7	14	1,0	163	164	156	0,7	- 8	- 4,9
Seine-Saint-Denis	1 921	2 004	2 050	4,3	46	2,3	237	249	237	4,9	- 12	- 4,8
Val-de-Marne	198	206	217	4,0	11	5,3	24	24	23	- 0,2	- 1	- 2,7
Va-d'Oise	3	5	5	66,7	-	0,0	-	-	-	28,1	-	- 18,1
Total Sigeif	6 672	6 772	6 860	1,5	88	1,30	835	855	810	2,4	- 44	- 5,2

■ Tarif vert

Seine-et-Marne	153	150	150	- 2,0	-	0	134	138	128	3,1	- 10	- 7,2
Yvelines	438	424	400	- 3,2	- 24	- 5,7	471	481	454	2,1	- 27	- 5,7
Essonne	307	299	292	- 2,6	- 7	- 2,3	352	357	323	1,3	- 34	- 9,6
Hauts-de-Seine	284	280	273	- 1,4	- 7	- 2,5	319	320	284	0,5	- 37	- 11,4
Seine-Saint-Denis	448	443	424	- 1,1	- 19	- 4,3	437	459	448	5,2	- 11	- 2,5
Val-de-Marne	38	37	38	- 2,6	1	2,7	33	34	31	1,2	- 2	- 6,2
Va-d'Oise	1	1	1	-	-	-	1	1	1	3,7	-	1,3
Total Sigeif	1 669	1 634	1 578	- 2,1	- 56	- 3,43	1 747	1 790	1 668	2,5	- 122	- 6,8

■ Offres de marché

Clients BT	57 857	67 532	83 757	16,7	16 225	24,0	396	503	443	27,0	- 60	- 11,9
Clients HTA	134	128	176	- 4,5	48	37,5	757	736	651	- 2,9	- 85	- 11,5
Total	57 991	67 660	83 933	16,7	16 273	24,1	1 153	1 239	1 094	7,5	- 145	- 11,7

Enfin, le téléphone reste le mode de relation le plus couramment utilisé (51 %), devant le courrier (30 %) et Internet (19 %).

(en % des réponses)	2012	2013	2014
Téléphone	56	49	51
Internet	18	19	19
Courrier	36	29	30
Aucune relation	32	40	36
Ne se prononce pas	-	1	-

L'accueil téléphonique se révèle globalement "satisfaisant", avec un résultat stable par rapport à l'exercice précédent (voir tableau 8).

Le taux d'utilisateurs "pas du tout satisfaits" lorsqu'ils recherchent un interlocuteur s'améliore par rapport aux résultats des exercices précédents. Avec près d'un client sur cinq "pas du tout satisfait", il doit encore être amélioré.

(en % des réponses)	2012	2013	2014
Pas du tout satisfait	29	30	18

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. Plus de sept usagers sur dix trouvent utile d'enfouir les lignes électriques situées le long des voies de sa commune.

(en % des réponses)	2012	2013	2014
Oui	85	81	74
Non	15	19	24

Par ailleurs, moins d'un usager sur deux est favorable à une éventuelle participation financière de quelques euros :

(en % des réponses)	2012	2013	2014
D'accord	53	47	40
Pas d'accord	44	53	59

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 20 % de la population à vivre en situation de précarité énergétique. 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 de plus en plus, d'autant que, si l'enjeu de l'augmentation du prix de l'électricité est un espoir pour les opérateurs, il est source de crainte pour le consommateur qui, de surcroît, est souvent prisonnier d'un logement ou d'un lieu d'activité dont il peut difficilement maîtriser le coût. À cela, il ne faudrait pas qu'une augmentation des tarifs n'aboutisse qu'à solvabiliser les "fournisseurs alternatifs".

Rapport du médiateur national de l'énergie

Dix ans après l'ouverture à la concurrence pour les professionnels et sept ans pour les particuliers, le marché de l'énergie peine à trouver son rythme de croisière. **Si la concurrence devait apporter une baisse des prix, celle-ci est loin d'être au rendez-vous**, particulièrement pour l'électricité : + 33 % d'augmentation depuis 2007 pour un client au chauffage électrique (+ 35 % pour un client avec un autre mode de chauffage).

Contrairement au gaz naturel, énergie qui se stocke et pour laquelle la loi de l'offre et de la demande peut fonctionner correctement, l'électricité, énergie non stockable, vulnérable aux "manipulations financières" appelle, pour la protection des consommateurs, une forte régulation.

Tableau 8. La satisfaction des usagers vis-à-vis des interventions à domicile et de l'accueil téléphonique

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

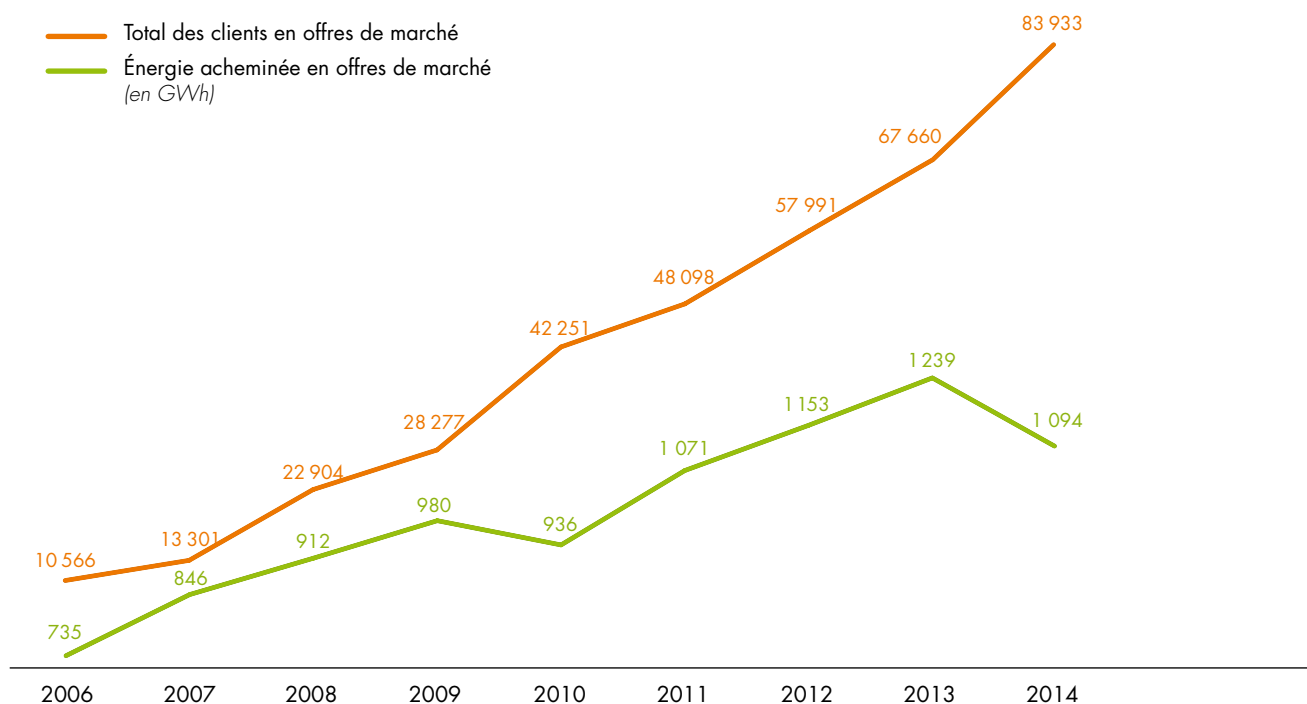
En %	2012	2013	2014			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait
... de l'accueil globalement	92	91	91	36	55	9
... de l'attention à votre égard	89	87	90	35	55	10
... de la solution ou de la réponse apportée	86	87	89	41	48	11
... des horaires	88	86	88	30	58	11
... de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	70	69	81	27	54	18

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

En %	2012	2013	2014			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait
... de la qualité du travail effectué	92	83	90	22	68	8
... de la ponctualité au rendez-vous	89	73	92	28	64	6
... du délai d'intervention	87	72	88	18	70	12
... du rendez-vous proposé (date et heure)	78	68	81	28	53	15
... des informations fournies (devis, conseils...)	79	59	89	21	68	11

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

Graphique 5. Nombre de clients en offres de marché et énergie acheminée correspondante



Concernant l'automatisation des tarifs sociaux de l'énergie, 2,6 millions de foyers seulement en ont bénéficié en 2014 contre 1,6 en 2013, sur un total de 3,7 millions de foyers concernés.

En 2014, le nombre de litiges enregistré par les services du médiateur a progressé de 14% (4 159 litiges recevables pour 14 412 reçus). Près de 53% des consommateurs qui ont saisi le médiateur de l'énergie pour un litige recevable ont vu leur dossier clos en moins de deux mois. Dans plus de deux cas sur trois, les litiges portaient sur les niveaux de consommations facturées puis, quasiment à part égale, sur le prix/tarif, la qualité de la fourniture, la facture et, enfin, le paiement.

Qualité des relations et des services pour les clients relevant des TRV

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.

Ces indicateurs, communiqués pour la quasi-totalité à l'échelle du territoire Sigeif (tableau 8a), permettront un suivi des différents items, à compter de l'exercice 2014.

Solidarité, précarité énergétique

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 présents dans le tableau 8b ont été établis à la maille de la concession du Sigeif.

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

La loi du 15 avril 2013, visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre, a réaffirmé le rôle des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) dans leur mission de contrôle de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie.

Ainsi, l'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales prévoit que *"Les autorités organisatrices contrôlent la mise en œuvre de la tarification dite "produit de première nécessité" mentionnée à l'article L.337-3 du Code de l'énergie et du tarif spécial de solidarité mentionné à l'article L.445-5 du même code sur le territoire de leur compétence."*

Au titre de ce contrôle, il a été demandé à l'ensemble des fournisseurs présents sur le territoire du Sigeif les données relatives à la mise en œuvre du tarif de première nécessité (TPN).

Les audits des principaux fournisseurs (EDF, Engie, Direct Énergie) sont programmés dans le courant du mois de décembre 2015. Ils donneront lieu à un compte rendu qui sera intégré dans le prochain rapport de contrôle.

Tableau 8a. Qualité des relations et des services pour les clients relevant des TRV

La satisfaction des clients (%)	Maille	2013	Signe (%)	2014
Particuliers	Nationale	90,5	+2	92,4
Collectivités	Nationale	83	- 1,2	82
Entreprises	Nationale	77	- 1	76,2
Le traitement des réclamations (nombre)				
Écrites	Sigeif	-	-	4 999
- À l'item "Accueil"	Sigeif	-	-	638
- À l'item "Contrat"	Sigeif	-	-	536
- À l'item "Facturation"	Sigeif	-	-	2 088
- À l'item "Qualité de fourniture et de réseau"	Sigeif	-	-	386
- À l'item "Relation avec le distributeur"	Sigeif	-	-	90
- À l'item "Recouvrement"	Sigeif	-	-	1 151
- À l'item "Relevé/facture"	Sigeif	-	-	69
- À l'item "Vente/conseil/service"	Sigeif	-	-	41
Taux de réclamations traités dans les 30 jours	Sigeif	-	-	92,5
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	-	-	322
La gestion du contrat				
Interruption de la fourniture à la demande du fournisseur	Sigeif	-	-	26,11
- dont l'issue est le paiement des dettes par le client	Sigeif	-	-	n.d
- dont l'issue est la résiliation du contrat	Sigeif	-	-	33,98
Nombre de réabonnements	Sigeif	-	-	57 525
Nombre de réabonnements sans interruption de fourniture	Sigeif	-	-	38 721
Taux de factures arrêtées sur la base d'un auto-relevé	Sigeif	-	-	9,9
Taux de factures arrêtées sur la base d'un télé-relevé	Sigeif	-	-	0
Nombre de lettres "uniques" de relance envoyées	Sigeif	-	-	252 885
Nombre de coupures demandées par EDF à ERDF	Sigeif	-	-	12 370
Nombre de coupures effectives par ERDF à la demande d'EDF	Sigeif	-	-	3 231
Nombre de pénalités liées aux impayés	Sigeif	-	-	45 233
Taux de clients domiciliés (prélèvement automatique)	Sigeif	-	-	78,45
Taux de clients mensualisés	Sigeif	-	-	59,69
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	74 992	- 9,5	67 847
Nombre de points d'accueil fournisseurs	Île-de-France	-	-	11

Tableau 8b. Solidarité, précarité énergétique

Fonds de solidarité pour le logement (FSL)	Maille	2013	Signe (%)	2014
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	3 979	- 1,7	3 911
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	658	0,3	660
	Départements Sigeif	3 492	-	3 492
Tarif premières nécessité (TPN)				
Nombre de bénéficiaires	Sigeif	23 886	59	38 074
Nombre de contrats souscrits dans l'année	Sigeif	-	-	17 514
Nombre de contrats résiliés dans l'année	Sigeif	-	-	3 176
Service minimum (SMI, 1kW)				
Nombre d'installations	Sigeif	-	-	3 724



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.

■ 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 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", de lier ses propres informations (puissance souscrite, consommation...) aux caractéristiques du réseau de distribution (nature, section, longueur des conducteurs).

Avec 99,7% de clients dits "rattachés" (658 733), l'image électrique issue des calculs statistiques et de la description physique des ouvrages est maintenue sur la concession au plus près de la réalité (voir tableau 9). Cet indicateur a été obtenu en intégrant l'ensemble des clients dits "BT", c'est-à-dire les clients issus des catégories C5 ($PS^{(1)} \leq 36$ kVA) et C4 ($PS > 36$ kVA).

La fiabilité du SIG a été complétée par une vérification, sur un périmètre donné, de l'exactitude 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 ten-

sion de distribution publique.

À partir de cet état, le concessionnaire est 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 suppression par le concessionnaire de la référence "code invariant ou numéro" du poste de transformation a provoqué l'alourdissement de la mission de contrôle, et nécessite, *in fine*, l'établissement d'un fichier contenant des informations rigoureusement identiques à celles dont le Sigeif disposait lorsque le "code GDO" lui était transmis.

(1) PS = puissance souscrite.

La synthèse 2014 des contraintes électriques est détaillée par département dans les tableaux 10 et 11. Par rapport à l'exercice précédent, on note :

- > La réduction significative du nombre de transformateurs HTA/BT utilisés à plus de 100 % (120, contre 187 en 2013).
- > L'existence, malgré une légère diminution (374, contre 400 en 2013), de clients mal alimentés, au regard de la tenue de la tension.
- > Avec 34 sources HTA/BT (contre 75 en 2013) pour lesquelles un des tronçons de réseau est utilisé à plus de 100%, une amélioration notable de la résorption de la contrainte intensité (capacité de transit).

Nous devons, toutefois, avoir en mémoire (voir contrôles précédents) l'amélioration de ces résultats, qui est à mettre à l'actif :

- du décret qualité 2007-1826,
- de la modification par ERDF, en 2010, du mode de calcul dans le SIG,
- du traitement par ERDF des erreurs décelées par le Syndicat,
- et, enfin, de l'investissement du concessionnaire.

Depuis le contrôle 2009, le Syndicat dresse une liste des sources HTA/BT pour lesquelles une anomalie probable du SIG a été relevée (voir tableau 12). À partir de ce dernier, il est demandé à ERDF d'effectuer les corrections nécessaires. **À fin 2014, trois anomalies non traitées depuis l'an passé demeurent.**

Analyse de la chute de tension par zone géographique

(Voir graphique 6, et carte des clients mal alimentés, p. 36)

En exécution des dispositions de l'article 11, annexe I 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 chute de tension, également appelée tenue de la tension, vue par le client raccordé au réseau basse tension.

Statistiquement, sur le territoire de la concession, moins de 0,1 % des clients n'entrent pas dans la tolérance de la tension ($\pm 10\%$).

Il demeure 374 points de livraison, répartis sur 12 communes, auxquels une attention particulière doit être portée (voir graphique 6). Enfin, comme indiqué sur le graphique 7 et sur la carte des clients mal alimentés (p. 36), la qualité sur le territoire est, avec une valeur inférieure à 0,5 %, uniformément répartie.

À ce bon résultat, il faut ajouter que 51 communes du territoire de la concession (contre respectivement 46 et 49 en 2012 et en 2013) ne comptabilisent plus de clients mal alimentés.

Le graphique 8 et le tableau 13 montrent l'importance de la récurrence des sources décelées : plus d'un tiers des clients "mal alimentés" étaient décelés il y a six ans. Bien que le volume d'investissements pour l'année 2014 (735 k€) contraste avec la baisse enregistrée l'exercice précédent (565 k€, soit - 34 % par rapport à 2012), il n'atteint pas celui consenti en 2012 (861 k€). Il en ressort que le traitement des clients mal alimentés signalés depuis plusieurs années est, une nouvelle fois, reporté.

Le Syndicat s'appuie également sur la perception des clients interrogés lors de l'enquête réalisée annuellement (voir tableau 14). Pour 96 % des clients, la tension d'alimentation a été constante (pas de variation négative). 4 % des personnes interrogées ont, toutefois, constaté des variations à plusieurs reprises. Ce résultat, relativement constant par rapport aux années précédentes, conforte notre demande faite au concessionnaire d'analyser et de traiter les sources HTA/BT décelées.

Tableau 9. Fiabilité : rattachement des clients BT dans le système d'information géographique

Nombre de clients BT "CRAC"*					
	C5 (≤ 36 kVA)	C4 (> 36 kVA)	Total	Rattachement au système d'information	% de clients rattachés
Seine-et-Marne	50 946	584	51 530	50 993	99,0
Yvelines	174 953	1 741	176 694	176 183	99,7
Essonne	80 009	1 263	81 272	81 217	99,9
Hauts-de-Seine	122 652	1 537	124 189	123 761	99,7
Seine-Saint-Denis	200 158	2 294	202 452	202 403	100,0
Val-de-Marne	22 835	238	23 073	22 965	99,5
Val-d'Oise	1 307	7	1 314	1 211	92,2
Total	652 860	7 664	660 524	658 733	99,7

* CRAC : compte rendu annuel d'activité du concessionnaire.

Tableau 10. Contraintes électriques. Tenue de la tension sur le réseau BT

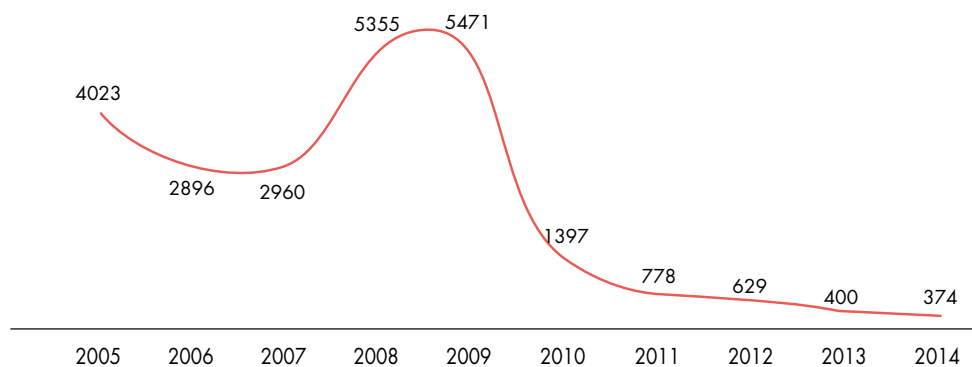
	Usagers BT				Sources HTA/BT					
	Année 2013 dU/U ≥ 10%	Année 2014 dU/U ≥ 10%	Taux CMA* 2013	Taux CMA* 2014	Nombre de sources en 2013	En dU/U	Taux Umax 2013	Nombre de sources en 2014	En dU/U	Taux Umax 2014
Seine-et-Marne	-	-	-	-	437	-	-	440	-	-
Yvelines	48	101	0,03	0,06	1 198	4	0,33	1 210	4	0,3
Essonne	32	78	0,04	0,10	768	2	0,26	773	4	0,5
Hauts-de-Seine	2	-	-	-	773	1	0,13	775	-	-
Seine-Saint-Denis	302	183	0,15	0,09	1397	10	0,72	1 412	9	0,6
Val-de-Marne	16	12	0,07	0,05	205	1	0,49	206	1	0,5
Val-d'Oise	-	-	-	-	12	-	-	12	-	-
Total	400	374	0,06	0,06	4 790	18	0,4	4 828	18	0,4

* CMA : client mal alimenté.

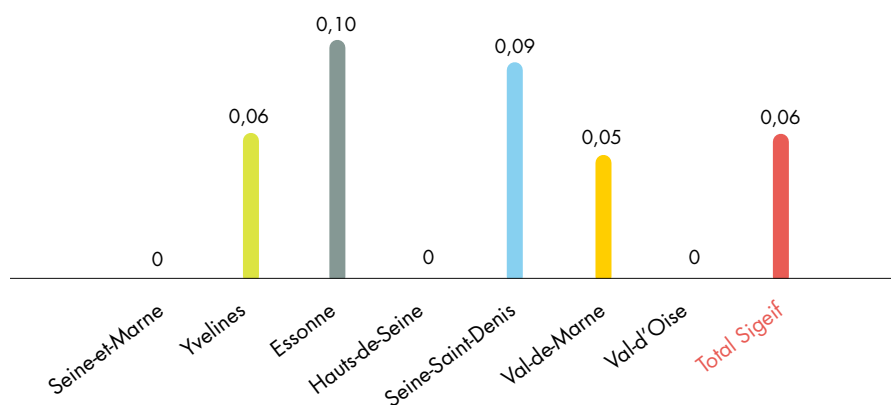
Tableau 11. Contraintes électriques. Puissance maximale des transformateurs HTA/BT

	Sources HTA/BT							
	2013 Tmax ≥ 80%	2013 Tmax ≥ 100%	2014 Tmax ≥ 80%	2014 Tmax ≥ 100%	Taux Tmax ≥ 100%	2013 Imax ≥ 100%	2014 Imax ≥ 100%	Taux Imax 2014
Seine-et-Marne	61	17	46	11	2,5	1	-	-
Yvelines	110	12	103	10	0,8	14	3	0,2
Essonne	105	18	101	15	1,9	13	9	1,2
Hauts-de-Seine	120	30	80	13	1,7	18	6	0,8
Seine-Saint-Denis	316	108	251	70	5,0	28	16	1,1
Val-de-Marne	13	2	10	1	0,5	1	-	-
Val-d'Oise	1	-	1	-	-	-	-	-
Total	726	187	592	120	2,5	75	34	0,7

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

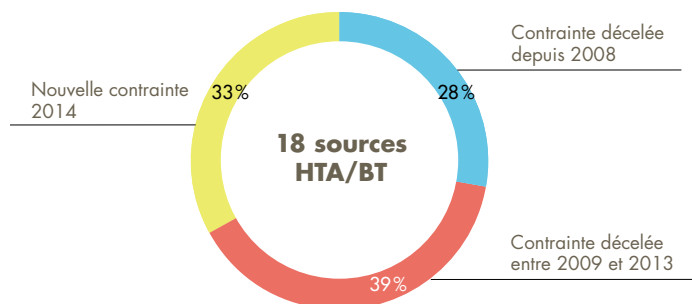


Tableau 12. Liste des sources HTA/BT avec une anomalie probable du système d'information

Commune	Libellé du poste HTA/BT	Anomalie décelée en 2014	Anomalie récurrente	Anomalie décelée en 2013	Taux CMA	Coefficient I _{max} (%)	Coefficient d'utilisation T _{max} (%)
Noisy-le-Grand (93)	Barbeau	Oui	Oui	Oui	-	341	-
	Perche	Oui	Oui	Oui	-	222	-
Vaujours (93)	Landalous	Oui	Oui	Oui	-	-	200
Total					0	2	1

Les anomalies du SIG ont arbitrairement été classées suivant trois critères :

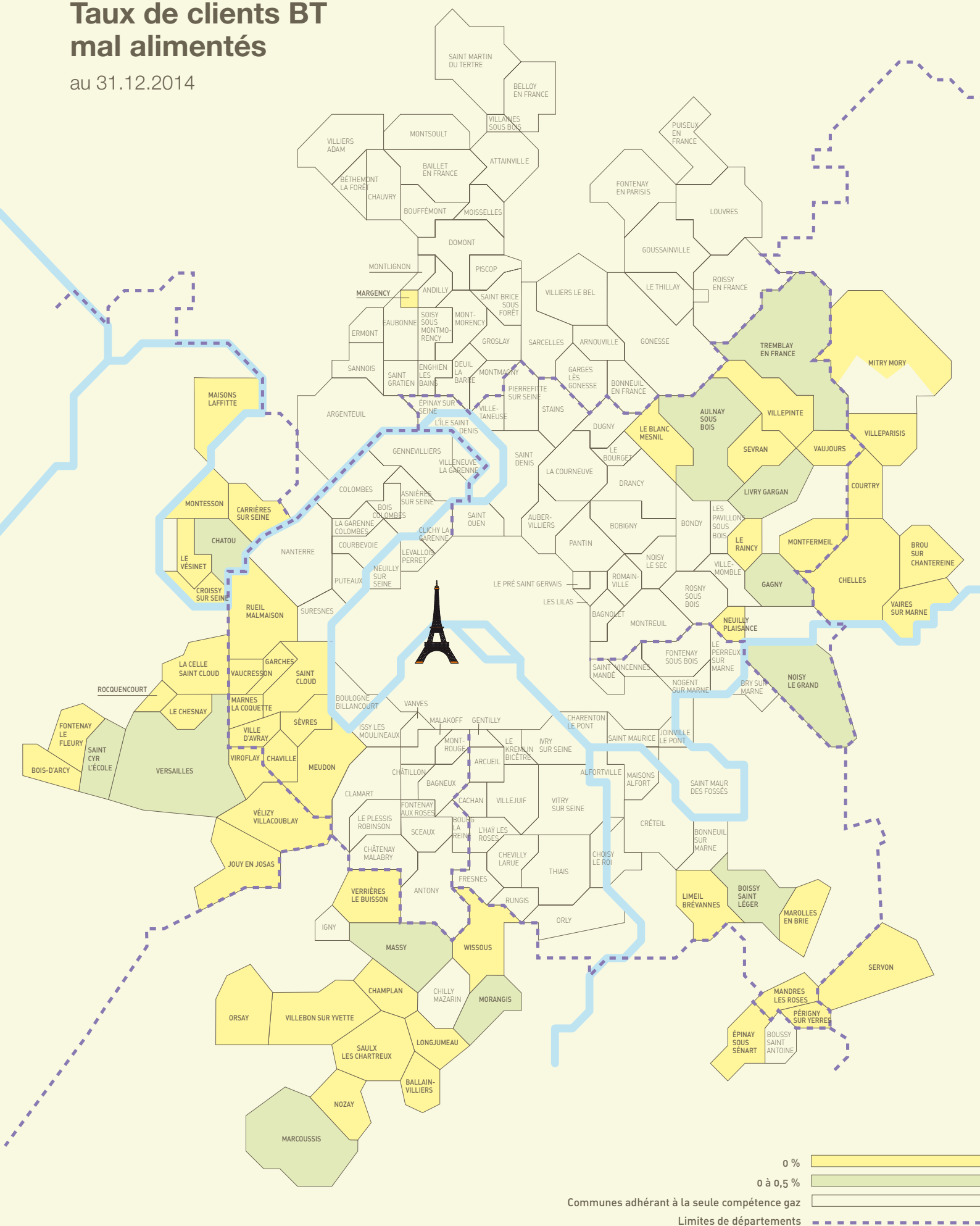
- > Un taux de clients mal alimentés supérieur à 40% pour une source HTA/BT.
- > Un coefficient d'utilisation d'un transformateur supérieur à 200%.
- > Un taux de surcharge d'un des tronçons d'une source HTA/BT supérieur à 200%.

Tableau 13. Chute de tension sur le réseau BT : récurrence de la contrainte

Libellé source HTA/BT	Commune	Département	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Physiocrate	Livry-Gargan	93	55	68	-	31	49	84	57
Mg Serpente	Morangis	91	40	40	23	-	24	23	23
Ca Gambetta 36	Chatou	78	20	-	-	-	9	-	22
Francilienne Ma	Marcoussis	91	13	6	4	4	-	-	4
Airport	Tremblay-en-France	93	2	2	2	3	4	4	5
Sous-total	5		130	116	29	38	86	111	111
Maintenon/main	Noisy-le-Grand	93		36	-	-	29	-	9
Sous-total	1		-	36			29		9
Abbeville	Boissy-Saint-Léger	94	-	-	-	-	13	-	12
Sous-total	1		-	-	-	-	13		12
House Boat	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	42	40
Se Vaillant	Saint-Cyr-l'École	78	-	-	-	-	-	29	29
Joannes	Gagny	93	-	-	-	-	-	26	15
Professeur	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	20	10
My Turenne	Massy	91	-	-	-	-	-	9	8
Sous-total	5		-	-	-	-	-	126	102
Vs Paratonnerre	Versailles	78	-	-	-	-	-	-	49
Vs Turgot	Versailles	78	-	-	-	-	-	-	1
My Jarnac	Massy	91	-	-	-	-	-	-	43
Balagny	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	-	16
Blés d'Or	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	-	25
Isère	Aulnay-sous-Bois	93	-	-	-	-	-	-	6
Sous-total	6		-	-	-	-	-	-	140
Total	18		130	152	29	38	128	237	374

Taux de clients BT mal alimentés

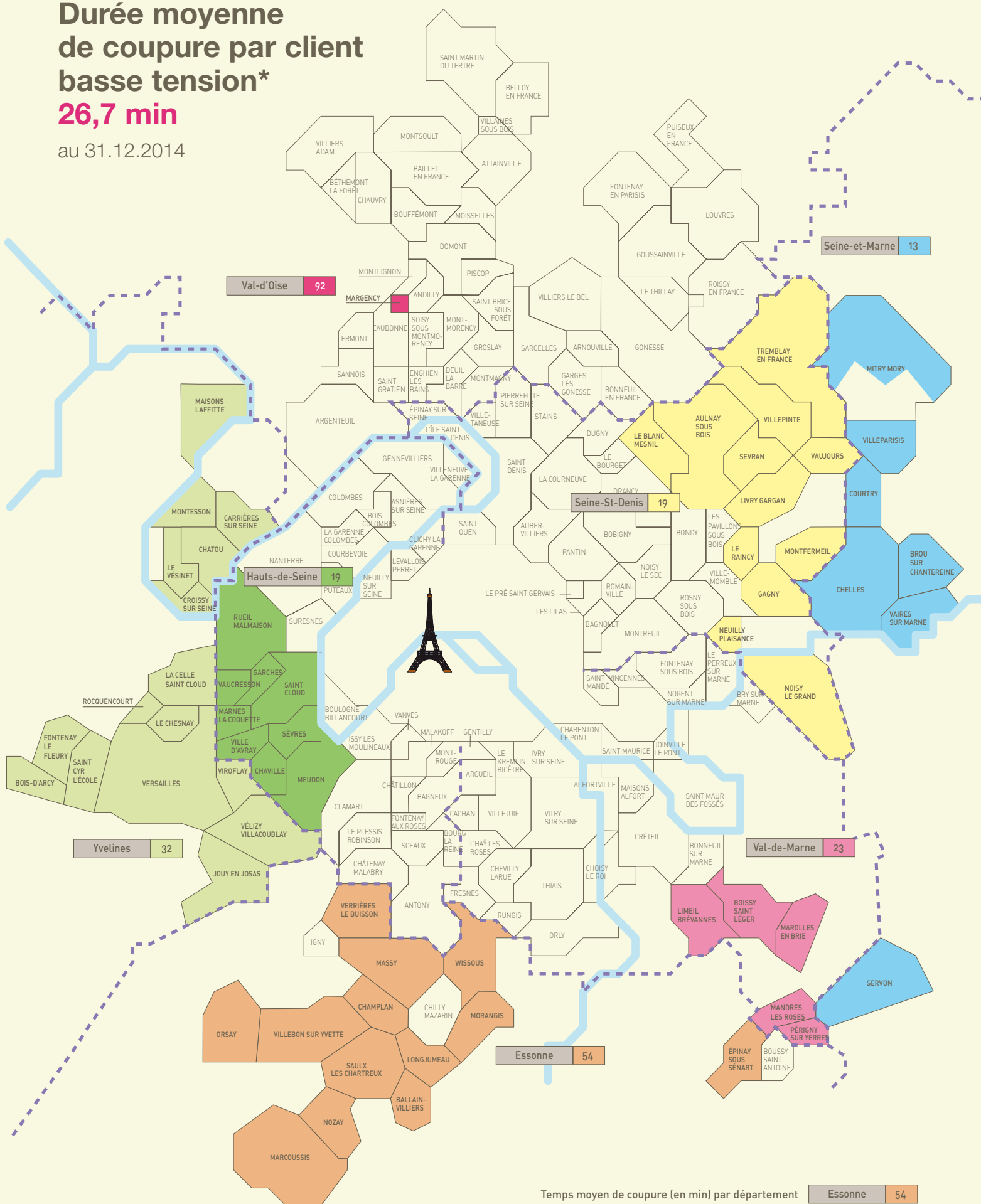
au 31.12.2014



Durée moyenne de coupure par client basse tension*

26,7 min

au 31.12.2014



* Toutes causes confondues : production, réseaux de transport, postes sources HTA/BT et réseaux de distribution publique (HTA et BT).

Temps moyen de coupure (en min) par département

Communes adhérent à la seule compétence gaz

Limites de départements

Postes HTA-BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (I_{max} et T_{max})

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 leur limite normale d'exploitation. Aller au-delà de la valeur nominale d'utilisation des conducteurs et de la connectique associée 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 (I_{max})

(Voir graphiques 9 et 10 et tableau 15). Le nombre de sources HTA/BT devant faire l'objet d'une attention particulière continue de diminuer. Toutefois, l'exercice 2014 fait apparaître 34 sources pour lesquelles près des trois quarts (73 %) étaient connues depuis au moins deux ans, et, pour certaines (29 %), depuis plus de cinq ans. Lors des contrôles précédents, on rencontrait même des dipôles de réseau utilisés à un tel taux que la seule justification possible était une erreur manifeste du système d'information.

La demande répétée de l'autorité concédante a fait l'objet, en 2012, de la part du concessionnaire d'un assainissement de la base de données. **Le tableau 12 fait état de deux anomalies toujours présentes pour lesquelles le concessionnaire est invité à les corriger.**

Les contraintes transformateurs (T_{max})

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

Sur le territoire de la concession, 2,5 % des transformateurs HTA/BT ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme régime nominal (voir tableau 11). Bien que le dépassement momentané de ce taux puisse être accepté, en fonction de la température présente dans l'enceinte du poste, le Syndicat préconise cependant que des moyens de contrôle soient mis en oeuvre.

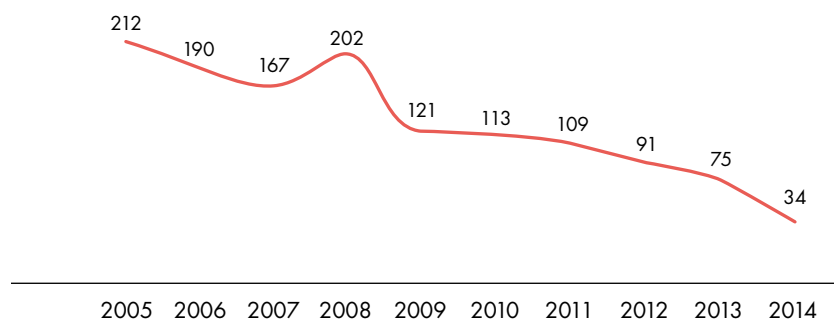
Lors du contrôle 2012, le concessionnaire a apporté une précision importante sur le taux (entre 100 % et 110 %) qui pouvait être considéré comme une pré-alerte. De plus, il a précisé qu'un transformateur HTA/BT peut atteindre, sans se détériorer, 110 % de sa puissance nominale.

Par ailleurs, les actions de vérification de la mise à jour du SIG entreprises dès la fin 2012 devaient être conjuguées avec une campagne de mesures dans les équipes d'exploitation, si besoin dès l'hiver 2013, et, avec l'adaptation aux charges par la mutation des transformateurs si la mesure confirmait un taux de charge supérieur à 110 %.

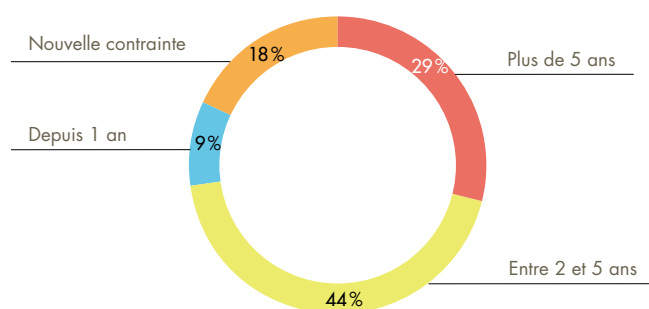
L'analyse réalisée par le Syndicat a porté sur les transformateurs HTA/BT dépassant 110 % de leur capacité nominale. Elle conclut à l'apparition de seulement trois transformateurs (6 %) et, pour plus des trois-quarts, (82 %) leur détection dès 2011. L'autorité concédante a donc sollicité son concessionnaire sur le traitement et le résultat des éventuelles campagnes de mesures (cf. rapport de contrôle 2013, page 39).

Voici la réponse du concessionnaire : *"Les valeurs indiquées sont des valeurs théoriques de T_{max} extraites de notre SI qui doivent d'abord être réinterrogées au regard du correct rattachement dans SIG des postes DP auxquelles elles se rapportent. Les postes ayant les valeurs les plus importantes de T_{max} font ensuite l'objet sur le terrain de mesures, si possible lorsqu'il fait très froid. Les valeurs 2014 seront ainsi réinterrogées, dans un premier temps cartographiquement, puis feront l'objet d'un plan d'actions menées par les exploitants lors du prochain hiver."*

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

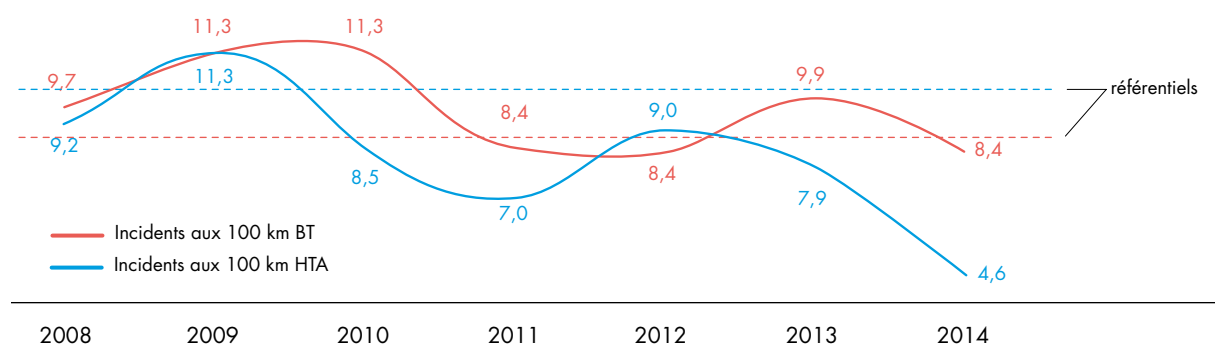


Tableau 14. La perception des clients vis-à-vis des variations de tension (baisse de l'éclairage)

(en %)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Jamais	62	54	51	63	62	67	69
Rarement	33	38	41	30	34	28	27
Souvent	5	8	8	8	4	5	4

Tableau 15. Intensité maximale sur le réseau BT : récurrence de la contrainte

	Nombre de sources HTA/BT avec une contrainte d'intensité				Taux de sources en contrainte		Récurrence de la contrainte par rapport à l'exercice 2014		
	2011	2012	2013	2014	2013	2014	2011	2012	2013
Seine-et-Marne	6	4	1	-	0,2	-	-	-	-
Yvelines	15	13	14	3	1,2	0,2	1	1	2
Essonne	22	19	13	9	1,7	10,0	3	3	6
Hauts-de-Seine	20	15	18	6	1,3	0,8	3	5	6
Seine-Saint-Denis	41	38	28	16	13,7	1,1	13	14	14
Val-de-Marne	5	2	1	-	8,3	-	-	-	-
Val-d'Oise	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	109	91	75	34	1,6	0,7	20	23	28

Tableau 16a. Origine des coupures sur le réseau BT

	Poste HTA/BT			Souterrain		Aérien		Branchement		Autre siège		Pas de dégâts	
	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	13	-	-	2	15	6	46	-	-	1	8	4	31
Yvelines	138	34	25	50	36	16	12	16	12	19	14	3	2
Essonne	67	16	24	14	21	21	31	9	13	7	10	-	-
Hauts-de-Seine	75	27	36	19	25	7	9	10	13	12	16	-	-
Seine-Saint-Denis	103	4	4	30	29	41	40	14	14	7	7	7	7
Val-de-Marne	21	1	5	2	10	4	19	8	38	3	14	3	14
Val-d'Oise	1	-	-	-	-	-	-	1	100	-	-	-	-
Total	418	82	20	117	28	95	23	58	14	49	12	17	4

L'absence de réponse sur le nombre de transformateurs pour lesquels une mesure a été effectuée, conjuguée à la récurrence de ceux en dépassement de seuil (94% détectés lors des exercices précédents), laissent entendre une insuffisance d'action pour le traitement de ces contraintes.

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 418 (-14% par rapport à 2013).

Plus d'un quart des incidents (117) ont pour siège le réseau souterrain (voir tableaux 16a et 16b), qui représente, ne l'oublions pas, près des trois quarts (73,5%) du linéaire BT. Les appareillages BT (transformateur HTA/BT + tableaux BT) situés dans les postes de transformation comptabilisent, à eux seuls, 20% du total des coupures, lesquelles se chiffrent, dans la continuité de l'exercice précédent, au double de celles de 2011. Enfin, le réseau aérien occasionne encore, à lui seul, 23% des coupures.

> Les coupures pour travaux, au nombre de 238 (+16% par rapport à 2013).

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 origine des coupures, critère B, page 54).

Situées principalement au niveau des postes de transformation HTA/BT, les 104 coupures pour travaux ont été générées par des opérations : de raccordement (21), d'élimination du PCB⁽¹⁾ (29), de maintenance (24), d'adaptation aux charges (8) et de travaux divers (22). La durée d'interruption de la fourniture est variable. Pour une opération sur cinq, elle a été supérieure à cinq heures et, pour près des trois quarts comprises entre une heure et cinq heures.

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

Enfin, les autres interventions se sont situées sur les câbles et accessoires BT (80), sur les lignes aériennes (37) afin de répondre, notamment, à des besoins d'élagages et, enfin, sur les branchements et/ou les colonnes montantes (17).

Le Sigeif tient à rappeler que les travaux sous tension doivent être privilégiés et que, au regard des observations formulées ces dernières années, le concessionnaire s'était 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 :

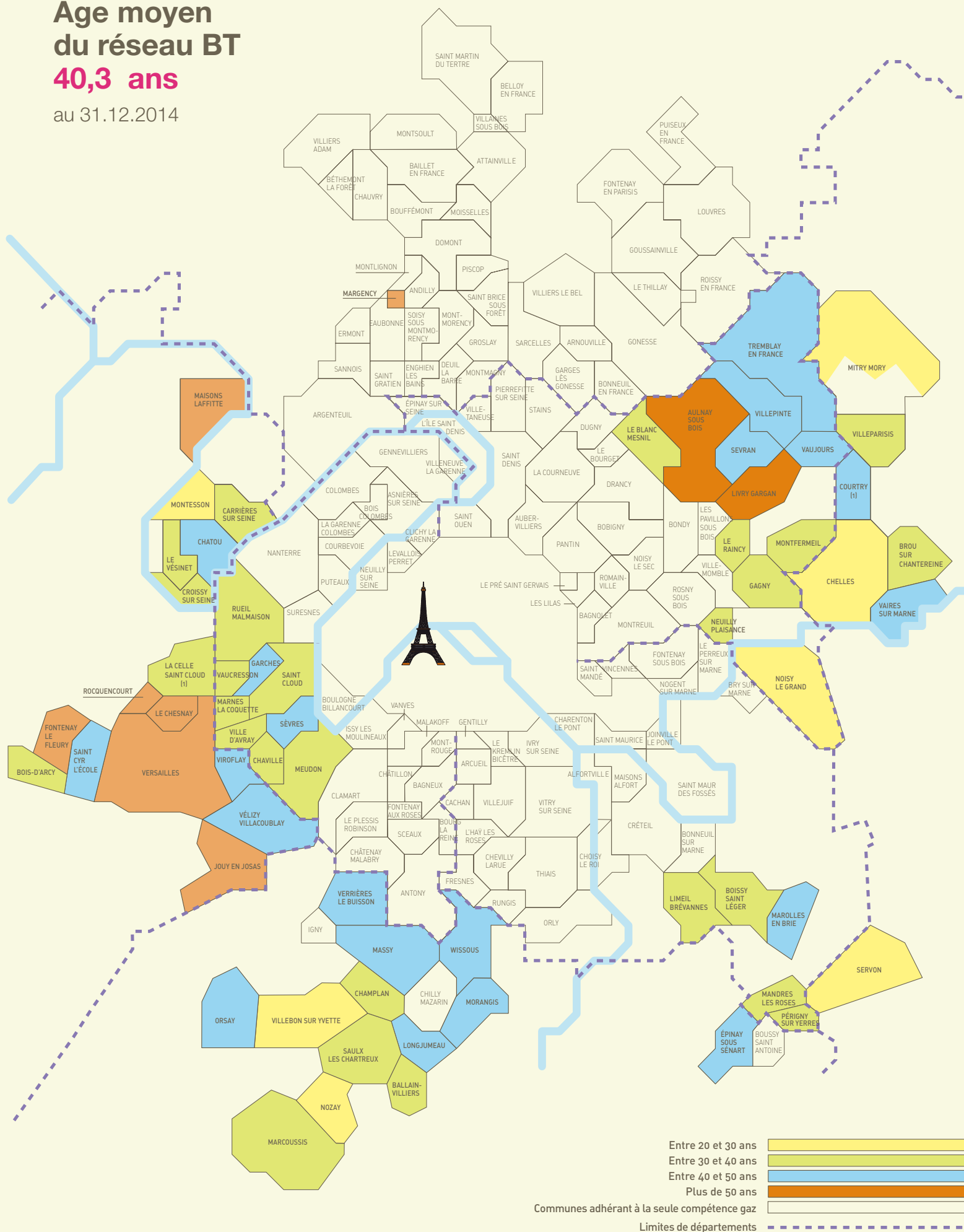
- le nombre d'incidents aux 100 km,
- le nombre d'incidents pour mille clients,
- la durée moyenne des coupures,
- la cause de l'incident,
- la récurrence des incidents et les cinq communes les plus impactées.

Le résultat 2014 contraste avec le résultat décevant de l'année 2013 et rejoint ceux de 2012 et de 2011, pour lesquels les référentiels de 2001 (8,8 incidents aux 100 km, voir graphique 11, et 0,67 incident pour mille clients) ont été atteints, voire dépassés.

Âge moyen du réseau BT

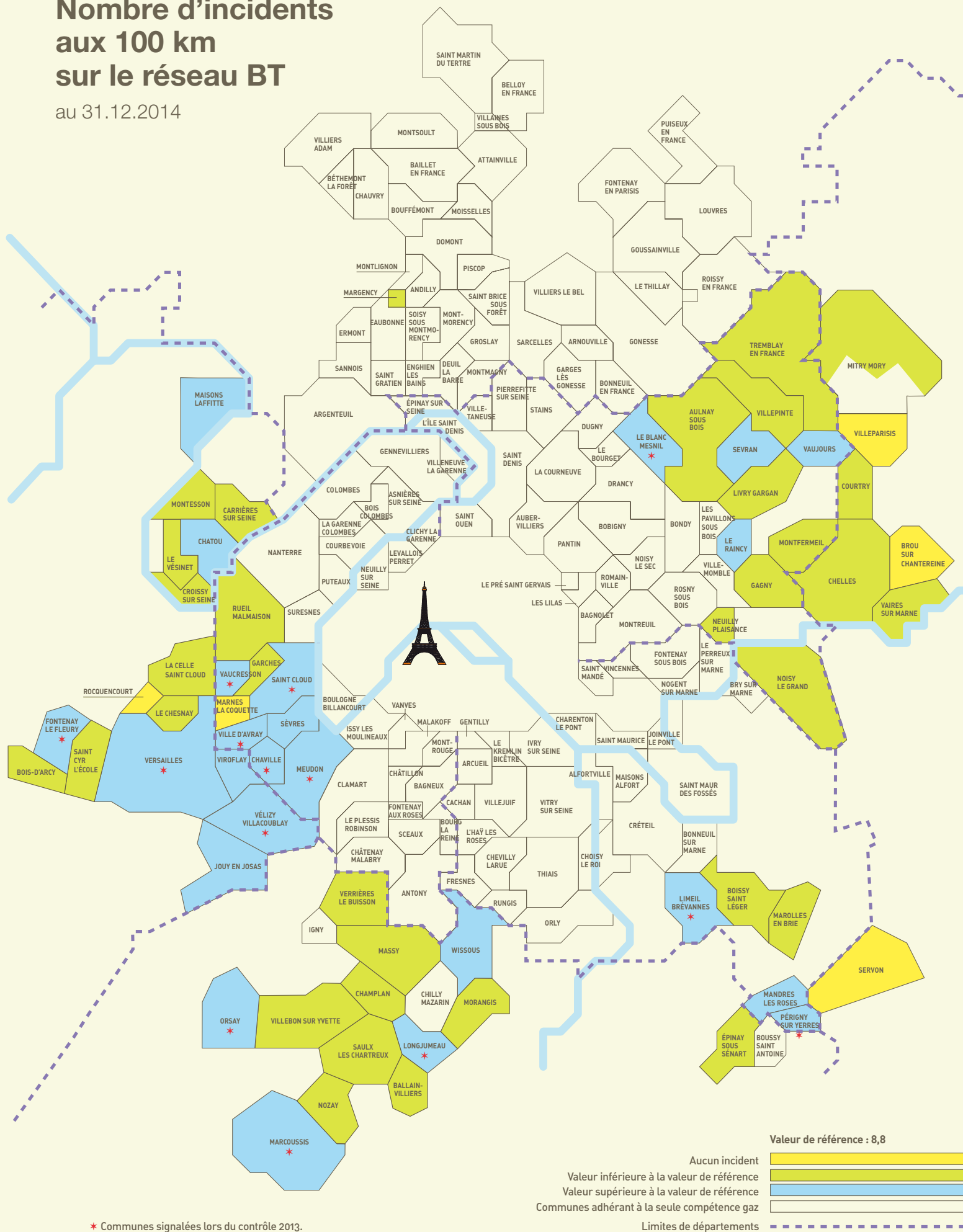
40,3 ans

au 31.12.2014



Nombre d'incidents aux 100 km sur le réseau BT

au 31.12.2014



Le nombre d'incidents aux 100 km

Avec 8,4 incidents aux 100 km, le résultat 2014 se place en deçà de la valeur de référence et au niveau le plus bas de ces dix dernières années. Analysé à l'échelle de chacune des soixante-trois communes adhérentes, cet indicateur fait cependant apparaître une qualité hétérogène sur la concession du Sigeif (voir tableau en annexes et carte "Nombre d'incidents aux 100 km", page 43). En effet, la qualité a été améliorée pour seize d'entre elles, maintenue pour trente-neuf autres et dégradée pour les huit dernières. De plus, cinq communes n'ont connu aucune interruption et, pour plus de la moitié des restantes (29), le résultat enregistré se situe au dessous du seuil de référence (8,8). Sur les vingt-quatre autres, quatorze avait déjà fait l'objet d'un pointage lors du contrôle de l'exercice précédent (repérées par une astérisque sur la carte précitée).

Le nombre d'incidents pour 1000 clients

Grâce à son amélioration de 16 % par rapport à 2013, l'indicateur "Nombre d'incidents pour mille clients" est le plus bas enregistré depuis ces dix dernières années.

La durée moyenne des coupures

Avec 214 min, la **durée moyenne des coupures enregistrées en 2014 poursuit sa hausse** (190 min et 188 min en 2013 et 2012). Elle est jugée particulièrement élevée, notamment au regard des résultats des exercices précédents. Les incidents sur le réseau BT sont les plus nombreux et durent en moyenne 5 h, soit près d'une heure de plus qu'en 2013 (336 min, contre 287 min). Pour les postes de transformation HTA/BT et le réseau aérien BT, leur durée moyenne de coupure est comparable à celle des exercices passés, (respectivement 109 et 175 min en 2014, contre 118 et 176 min en 2013).

La cause de l'incident

Le graphique 11 et le tableau "causes des incidents BT", en annexe, font apparaître, avec 58 %, la défaillance matérielle comme principale cause, soit une hausse de 21 % par rapport à 2013. Viennent ensuite le dépassement (14 %) de la capacité de transit (surcharge) et, dans la continuité des exercices précédents, les travaux de tiers (13 %).

La cause "usure naturelle", employée depuis peu par le concessionnaire, génère quant à elle, comme en 2013, 140 incidents. Bien que l'usure naturelle soit une détérioration progressive par l'utilisation de l'ouvrage, générant un affaiblissement de ce dernier et une altération de

la qualité, nous invitons cependant le concessionnaire à renforcer son programme de maintenance.

La récurrence des incidents

Le Syndicat a analysé les incidents, sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur "Nombre d'incidents BT aux 100 km" a été le plus élevé, le type d'ouvrage concerné (aérien, souterrain ou autre), la date et la localisation de l'incident, via le poste HTA/BT concerné, le siège et la cause des coupures.

> À Vaucresson, un tiers des incidents sont situés autour du poste de transformation HTA/BT VC Fond Huguenots 28. La cause est systématiquement un dépassement de capacité. Le poste VC Jardy a, lui aussi, subi trois interruptions, principalement dues à une défaillance du matériel. Le NiTiTotal⁽¹⁾ autour de ces deux postes est de 26 070 min pour 204 clients cumulés.

> Sur la commune de Versailles, les principales causes des incidents BT sont la défaillance du matériel (30 sur 55) et le dépassement de la capacité de transit électrique (16 sur 55).

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

Le réseau souterrain, dont la moyenne d'âge figure parmi les plus élevées de la concession (voir carte "Âge moyen du réseau BT" page 42), est le siège de plus d'un tiers des coupures.

Enfin, huit incidents ont chacun provoqué plus de six heures d'interruption continue de la fourniture. Avec un total de 350 clients impactés, cela conduit à un NiTiTotal de 192 416 min.

> Pour Vaujours, des travaux de tiers à proximité de câbles souterrains ont provoqué près de seize heures de coupure entre le 14 et le 16 novembre. Les sept incidents BT recensés se situent sur les postes de trans-

formation HTA/BT "93074R0078 Diane" et "93074R0313 Molière".

Le NiTiTotal autour de ces deux postes est de 98 719 min pour 406 clients cumulés.

> Sur la commune de Marcoussis, l'usure "naturelle" d'un câble souterrain de technologie ancienne (câble à isolation papier imprégné), a, le 26 juillet 2014, occasionné une interruption de la fourniture d'électricité de près de quinze heures. Des précisions sur cette durée, jugée élevée par l'autorité concédante, ont été demandées au concessionnaire. Enfin, treize autres incidents ont également eu pour cause une défaillance de matériel.

Le NiTiTotal est de 93 856 min pour 449 clients cumulés.

> À Viroflay, le principal incident a eu lieu le 11 août 2014 et a engendré onze heures de coupures pour 70 clients. La cause serait l'usure "naturelle" au niveau d'une boîte de jonction BT, la durée de l'interruption, considéré comme "standard" par le concessionnaire, est jugée élevée par l'autorité concédante.

Le NiTiTotal est de 180 164 min pour 682 clients cumulés.

Tableau 16b. Causes des incidents sur le réseau BT

	Défaillance de matériel et de protection			Dépassement de capacité électrique		Élagage, branches, fils emmêlés		Usure naturelle		Travaux de tiers		Autres causes		Cause inconnue	
	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	13	2	15	-	-	-	-	6	46	2	15	1	8	2	15
Yvelines	138	26	19	27	20	1	1	50	36	21	15	12	9	1	1
Essonne	67	20	30	6	9	4	6	25	37	5	7	7	10	-	-
Hauts-de-Seine	75	41	55	15	20	-	-	11	15	6	8	2	3	-	-
Seine-Saint-Denis	103	7	7	7	7	4	4	43	42	13	13	22	21	7	7
Val-de-Marne	21	3	14	2	10	1	5	5	24	4	19	3	14	3	14
Val-d'Oise	1	-	-	1	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	418	99	24	58	14	10	2	140	33	51	12	47	11	13	3

■ Contribution du réseau HTA

Caractéristiques électriques des départs HTA

Variation de la tension HTA

Le cahier des charges de la concession dispose que, pour les valeurs normalisées de la tension (10, 13,2, 15 et 20 kV), la chute de tension ne devra pas dépasser 5 % en régime normal d'exploitation (2^e alinéa de l'article 11.1 de l'annexe 1).

Onze départs HTA présents sur la concession du Sigeif nécessitent une surveillance (2 % contre 3,5 % pour l'exercice précédent) et, pour deux d'entre eux, une intervention du distributeur (voir tableau 17a). Il s'agit des départs "Royal" à Versailles et "F096" à Margency, déjà connus lors de l'exercice précédent. Interrogé par l'autorité concédante sur la suite à donner aux travaux à réaliser, le concessionnaire a apporté la réponse suivante :

> "La chute de tension observée sur le départ "F096" issu du PS Fanaudes est, d'ores et déjà, prise en compte dans nos travaux programmés à court et moyen terme. La création d'un nouveau départ "Fanny", ainsi que de nombreux renouvellements de câbles et restructurations de départs HTA,

débuteront dès 2016 et dureront près de quatre ans. Parallèlement, sur cette même période, un programme de changement de tension HTA (passage de 15 à 20 kV) est également prévu dans la zone (commune de Margency et adjacentes).

> La chute de tension sur le départ "Royal" issu du PS Saules devrait être supprimée fin 2015".

Puissance et intensité maximales atteintes

(Voir tableau 17b)

À fin décembre 2014, trois départs HTA sont en dépassement de capacité de transit (ils étaient au nombre de cinq et de sept lors des contrôles 2013 et 2012).

Le délai annoncé par le concessionnaire, visant à renforcer un maillon faible "dans le cadre de ses travaux prévus sur le réseau à moyen terme (dix ans)", ne nous semble pas répondre à l'exigence de robustesse naturellement attendue sur le réseau. Sa position se doit, en conséquence, d'être revue.

Incidents sur le réseau HTA

Nombre d'incidents aux 100 km (Voir graphiques 11 et 12)

Avec satisfaction, le Sigeif constate que le résultat de l'exercice 2014, avec 4,6 incidents aux 100 km, s'avère comme le meilleur de ces quinze dernières années et tend à s'inscrire durablement dans la démarche d'amélioration de la qualité. Il est le fruit des investissements demandés par le Syndicat et consentis ces dernières années par ERDF. Espérons que cet excellent résultat ne sera pas éphémère et que le plan de renouvellement des accessoires fragiles et des câbles obsolètes sera maintenu. Un incident sur trois (166) a pour origine les accessoires (boîtes) du réseau et, plus d'un incident sur quatre, a pour origine les câbles CPI⁽¹⁾.

Sièges et causes des incidents HTA

La plupart des incidents, répartis sur 135 départs HTA, sont isolés et ont des causes diverses. Aucune récurrence importante avec les départs décelés ces dernières années n'a été relevée.

4 des 135 départs HTA répertoriés comptabilisent plus de trois défauts. Il y en avait 18 et 29 (pour 191 et 193 départs HTA) lors des deux derniers contrôles.

(1) Câbles à isolation papier imprégné.

Tableau 17a. **Caractéristiques électriques des départs HTA**

Départ HTA	Poste source	Commune	Tension de service (kV)	Chute de tension (en %)	Départ classé à surveiller en 2013	Départ classé à surveiller en 2012 et 2011
Royal	Saules	Versailles	15	5,14	X	-
F 096	Fanaudes	Margency	15	5,07	X	-
St-Pie	Neuilly-sur-Marne	Gagny	15	4,78	X	X
Bison I	Châtillon	Chaville	10	4,65	X	X
St-Cyr	Saules	Fontenay-le-Fleury	15	4,50	X	X
Vaires	Villevaude	Vaires-sur-Marne	15	4,36	X	-
Grandu	Buzenval	Sèvres	10	4,34	X	X
Bouvre	Les Alouettes	Le Raincy	15	4,32	X	X
Vieill	Galères	Chelles	15	4,31	X	X
Wissou	Rungis	Wissous	20	4,12	X	X
Virofl	Châtillon	Viroflay	15	4,06	X	X

Tableau 17b. **Départs HTA en limite de capacité**

Départ HTA	Poste source	Tension de service (kV)	I _{max}	Travaux programmés	Départ classé à surveiller	Observations
Bison I	Châtillon	10	114 %	Horizon 10 ans	X	Travaux non débutés (contrainte décelée en 2013)
Tigre 2	Châtillon	10	122 %	Horizon 10 ans		Passage programmé du départ en double dérivation vers coupure d'artère
Ib23	Buzenval	10	107 %	2015-2016		Travaux programmés (restructuration liée au PS Boule)

Graphique 12. **Nombre d'incidents aux 100 km**

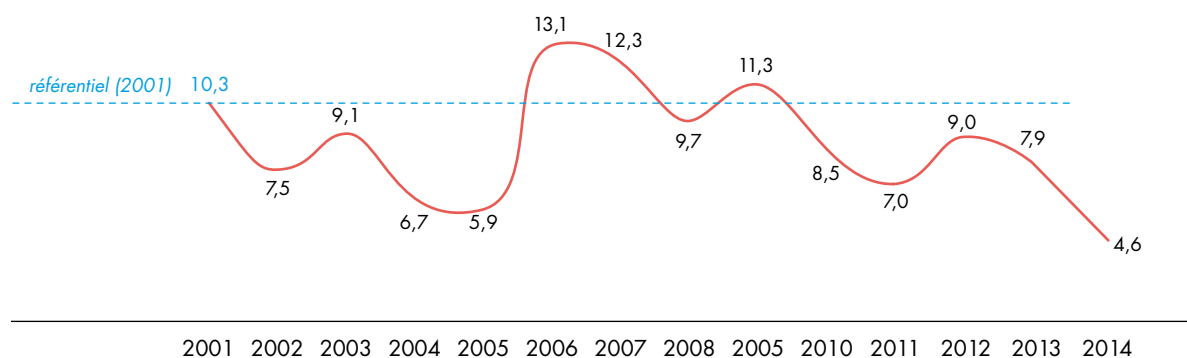


Tableau 18a. Causes des incidents HTA

Départs HTA	Défaillance de matériel	Travaux de tiers	Usure naturelle	Climatique	Causes non recherchées	Total	Nombre de clients coupés	Nombre d'incidents 2013	Nombre d'incidents 2012
2c27 au PS Rueil	-	-	4	-	-	4	4 832	-	-
Rochpo au PS Epinay	1	2	1	-	-	4	5 969	-	-
Id45 au PS Billancourt	-		2	1	-	3	2 725	2	2
2c19 au PS Rueil	-	1	2	-	-	3	7 510	1	4
Total	1	3	9	1	-	14	21 036	3	6
	7 %	22 %	64 %	7 %	-	100 %			

Tableau 18b. Sièges des incidents HTA

Départs HTA	Boîte de jonction	Câble	Éliminé avec manœuvre	Poste HTA/BT	Aérien	Total
2c27 au PS Rueil	1	3	-	-	-	4
Rochpo au PS Epinay	1	3	-	-	-	4
Id45 au PS Billancourt	-	1	-	1	1	3
2c19 au PS Rueil	1	2	-	-	-	3
Total	3	9	-	1	1	14
	22 %	64 %	-	7 %	7 %	100 %

Tableau 18c. Liste des départs HTA coupés plus de dix heures

Nom du poste source	Nom des départs HTA	Durée maximale (min)	Ni Ti Tot de la concession	Nombre de clients BT coupés	Siège	Cause
Louveciennes	Villej	7 251	220	4	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
Louveciennes	Amelot	1 713	2 128	38	Plein câble synthétique	Autres travaux de tiers (arrachages...)
Richardet	Yvr 122	973	21 653	387	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales
Richardet	Yvr 122	916	15 080	455	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
Massy	Richel	819	13 542	366	Plein câble synthétique	Usure naturelle
Massy	Richel	711	27 357	2 991	Plein câble papier	Usure naturelle

Pour l'efficacité du contrôle, l'analyse a porté sur ces départs HTA (voir tableaux 18a et 18b). Près des deux tiers sont dus à une "usure naturelle" de l'ouvrage. Les travaux de tiers sont, quant à eux, à l'origine de 22% des coupures et, enfin, les incidents plein câble, touchant en grande majorité les technologies les plus anciennes, constituent, dans la continuité des exercices passés, le maillon faible du réseau (64%), suivi, dans une moindre mesure pour cet exercice (22%), par les boîtes de jonction.

Le Sigeif tient à souligner l'usure naturelle d'un câble CPI, le long du départ HTA Richel au PS Massy. L'incident a touché 2 991 clients pendant près de dix heures. Six autres incidents ont également dépassé les dix heures de coupures. Le tableau 18c liste les départs concernés, pour lesquels il est attendu un éclaircissement de la part du concessionnaire.

Indicateurs locaux de la continuité de fourniture

Sur la zone considérée (ensemble des communes adhérentes), les éléments transmis par le concessionnaire ont permis de mesurer l'impact des coupures dites longues (d'une durée supérieure ou égale à 3 min) sur les usagers.

Après une dégradation, lors de l'exercice précédent, du nombre d'usagers affectés par une coupure longue (plus d'un usager sur deux), on constate, en 2014, une amélioration plaçant ce résultat légèrement en dessous de la moyenne des années précédentes.

TCIA : taux de clients affectés par une coupure longue

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

Avec 280 426 clients coupés, toutes causes confondues⁽¹⁾, le résultat 2014 se révèle le plus bas de ces cinq dernières années. Il enregistre une baisse voisine de 24 % par rapport à l'exercice précédent (369 046 clients concernés) et de 40 % par rapport à 2012 (467 114 clients concernés).

	2011	2012	2013	2014
TCIA (en %)	57	47	56	42

Source CF-001.

Tcl : taux de coupures longues (≥ 3 min)

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

Durant l'exercice 2014, il a été enregistré 881 coupures longues sur le réseau concédé, toutes causes confondues, c'est-à-dire les interruptions de l'alimentation électrique générées soit par des travaux (297), soit par des incidents (584).

	2011	2012	2013	2014
Tcl (en %)	a0,10	0,15	0,15	0,13

Source CF-007 et CF-008.

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

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

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

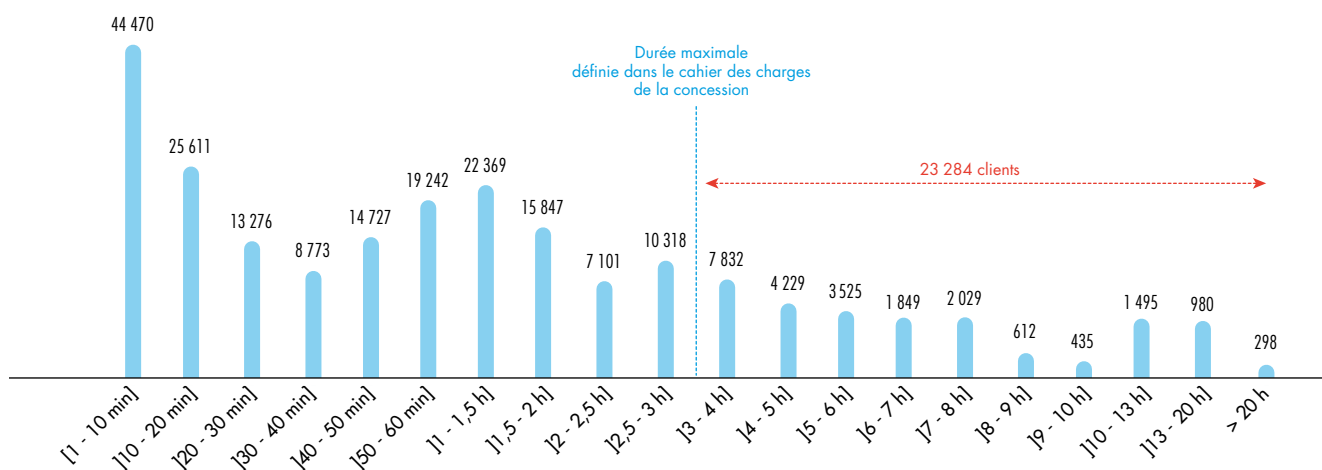
De par sa composition, le réseau de la concession, majoritairement souterrain, est quasiment "insensibilisé" aux perturbations génératrices de coupures brèves.

	2011	2012	2013	2014
Coupures brèves	192	294	283	263
Tcb (en %)	0,030	0,045	0,043	0,040

Source : Crac 2014.

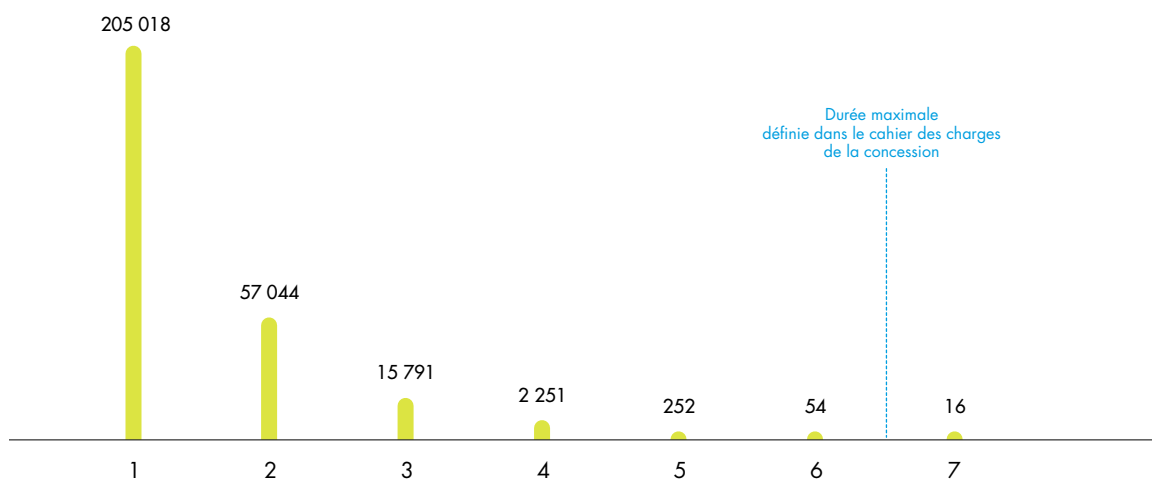
(1) Interruption de la fourniture due aux réseaux de transport, aux postes sources, aux réseaux HTA et basse tension.

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

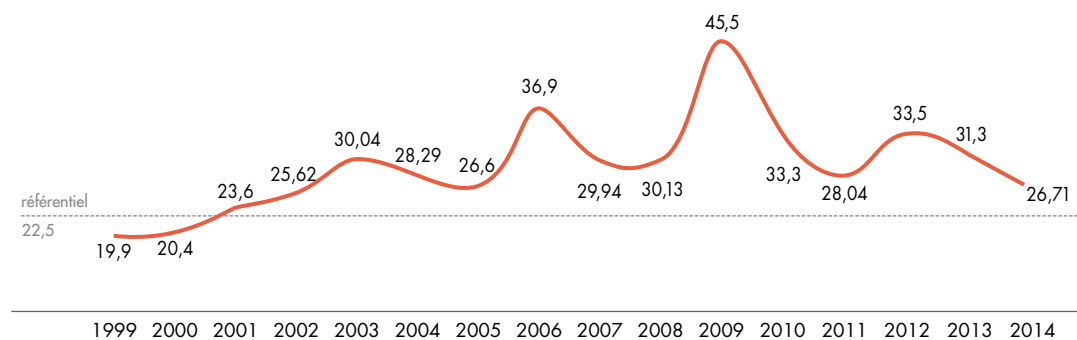


* Toutes causes confondues.

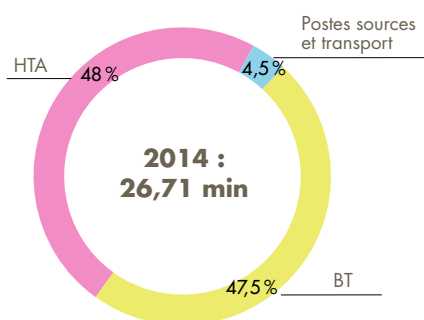
Graphique 14. Nombre de clients coupés en fonction du nombre d'interruptions



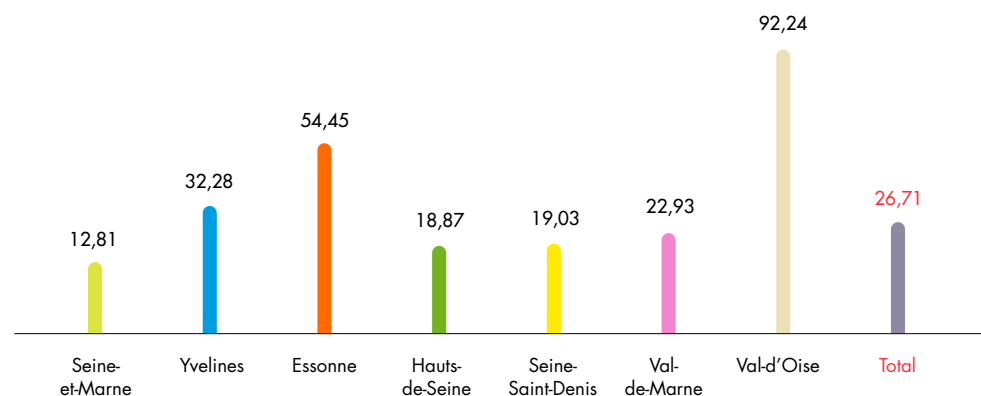
Graphique 15. **Évolution du critère B** (en min)



Graphique 16. **Origine des coupures**



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



Enquête annuelle de satisfaction

Le Sigeif mesure annuellement sur sa concession la perception des coupures constatées par ses usagers.

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 %	2011	2012	2013	2014
Jamais	66	68	69	66
Rarement	32	31	29	32
Souvent	1	1	2	2

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 %	2011	2012	2013	2014
Une ou deux fois	19	35	48	31
Trois à cinq fois	34	36	29	19
Plus de cinq fois	47	29	23	45
Ne sait pas	-	-	-	5

À la question : *“Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des coupures très brèves (moins de trois minutes) ?”*, il a été obtenu :

En %	2011	2012	2013	2014
Jamais	56	54	56	61
Rarement	39	43	41	36
Souvent	5	3	3	3

Conclusion

Le résultat des différentes enquêtes 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.

Indicateurs retenus à l'article 12 de l'annexe I du cahier des charges

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

Le résultat de l'exercice 2014 (voir graphique 13 et tableau 18d) est, avec 23 284 usagers concernés (contre 22 471 en 2013), toujours jugé élevé, d'autant plus que, pour un seuil d'alerte de plus de trois heures de coupure, 298 usagers (669 en 2013) ont été, quant à eux, coupés plus de 20 heures.

Le résultat critique de l'exercice 2009 (37 939 usagers) et les améliorations constatées depuis 2010 militent pour qu'un seuil d'alerte et un plan d'actions soient définis, d'autant qu'aucun éclaircissement n'a pu être apporté par le concessionnaire sur les clients coupés plus de 20 heures.

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

L'exercice 2014 (voir graphique 14 et tableau 18e) enregistre seize clients coupés plus de six fois ; c'est un bon résultat, qu'il convient cependant de minimiser au regard de la valeur de référence, qui est de zéro.

Les interruptions se sont situées, comme lors de l'exercice précédent, sur le département de l'Essonne. La localisation des clients coupés et des ouvrages concernés nécessaires à l'appréciation de la récurrence des différents incidents ont été demandés au concessionnaire (*étude toujours en cours*).

Tableau 18d. Nombre de clients coupés plus de trois heures ou plus de six fois

	Plus de 3 heures			Plus de 6 fois		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Seine-et-Marne	1 584	1 328	678	-	-	-
Yvelines	7 480	7 928	7 555	-	-	-
Essonne	2 999	3 907	3 212	-	40	16
Hauts-de-Seine	5 581	3 224	4 324	-	-	-
Seine-Saint-Denis	4 782	5 623	6 193	-	-	-
Val-de-Marne	2 050	454	1 080	-	-	-
Val-d'Oise	-	7	242	-	-	-
Total concession	24 476	22 471	23 284	-	40	16

Source CF-001.

Tableau 18e. Nombre de clients coupés plus de six fois dans l'année toutes causes confondues

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Clients coupés	-	3080	974	52	114	-	40	16

Source CF-001.

Tableau 18f. Origine des coupures.

	Nombre de clients BT*	Réseau BT		Réseau HTA		Transport + poste source	Total
		Incidents	Travaux	Incidents	Travaux		
Seine-et-Marne	51 530	0,84	2,34	9,40	0,23	-	12,81
Yvelines	176 694	9,97	5,44	14,40	0,74	1,73	32,28
Essonne	81 272	6,45	7,02	20,66	16,49	3,25	53,88
Hauts-de-Seine	124 189	7,92	6,30	4,22	-	0,43	18,87
Seine-Saint-Denis	202 452	6,83	4,17	8,00	0,02	0,01	19,03
Val-de-Marne	23 073	4,36	12,80	5,77	-	-	22,93
Val-d'Oise	1 314	4,53	-	-	-	87,71	92,24
B Sigeif 2014	660 524	7,27	5,41	10,58	2,25	1,12	26,71
		12,68		12,83			
<i>B Sigeif 2013</i>	<i>655 520</i>	<i>8,38</i>	<i>5,11</i>	<i>15,17</i>	<i>1,24</i>	<i>1,36</i>	<i>31,26</i>
		<i>13,49</i>		<i>16,41</i>			
<i>B Sigeif 2012</i>	<i>649 529</i>	<i>5,98</i>	<i>4,2</i>	<i>18,77</i>	<i>0,48</i>	<i>4,1</i>	<i>33,51</i>
		<i>10,18</i>		<i>19,25</i>			

* Valeur Crac 2014.

■ 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 37) est, pour chaque commune membre, 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 de l'exercice précédent, semble se confirmer. Sur la concession du Sigeif, la durée moyenne de coupure vu par un client basse tension présente, avec 26,7 min, le meilleur résultat de ces dix dernières années sans, toutefois, atteindre la valeur référence, qui est, rappelons-le, une durée oscillant sensiblement et durablement autour de 22,5 min.

Le niveau national – qui, avec 67,4 min, enregistre une diminution de plus de 30 min par rapport à 2013 – et celui de l'Île-de-France (28,4 min, – 20 min par rapport à 2013), légèrement supérieur à celui de notre concession, peuvent se féliciter également de leur bon résultat.

Origine des coupures

L'analyse des incidents par origine des coupures (voir graphique 16 et tableau 18f) permet de déterminer le rôle joué, sur la continuité de la desserte électrique, 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 2014, la part prédominante dans la composition du temps de coupure est, comme pour les années passées, les ouvrages relevant de la concession. Le poids entre le réseau HTA (plus de 12,8 min ; 48 %) et le réseau basse tension (12,7 min ; 48 %) tend à s'équilibrer et contribue à un résultat du critère B qui tarde à entrer dans la trajectoire attendue.

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 ERDF 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 vieux câbles à ceinture, ouvrages antérieurs à 1960.

Pour les ouvrages basse tension, la durée des interruptions liées aux travaux est de nouveau en augmentation par rapport à l'exercice passé et est jugée élevée (20% du temps global moyen de coupure). Ce résultat confirme les "inquiétudes" de l'autorité concédante, déjà exprimées lors des exercices précédents, de voir son concessionnaire ne pas généraliser les travaux sous tension, comme l'y invite le cahier des charges, et d'aggraver par ses interventions délibérées une situation déjà perturbée. Interrogé à ce sujet, le concessionnaire a rappelé que *"les travaux sont réalisés autant que possible sous tension et, sinon, sont étudiés en amont pour minimiser autant que possible la gêne occasionnée"*. Cependant, l'absence de réponse concernant le nombre de groupes électrogènes et/ou de cabines mobiles mis en place pour minimiser le temps de coupure laisse supposer, comme le pressentait l'autorité concédante, un nombre d'installations de réalimentation quasi nul.

Le critère B de trois départements sur sept (voir graphique 17) se situe au-dessus de la valeur moyenne du Sigeif (26,7 min) :

> Les Yvelines (32,3 min contre 39,6 en 2013). La composante "ouvrage en concession" (HTA + BT) totalise 95 % du temps de coupure :

- 47 % (15,1 min) pour le réseau HTA générés principalement par les accessoires et des défauts plein câble;
- 48 % (15,4 min) pour le réseau BT, générés principalement par une

défaillance de matériel (43 %), des travaux de tiers (9,6 %) et par le concessionnaire lui-même lors de coupures pour travaux (34 %).

La composante hors concession "poste source + réseau de transport" totalise 5 % du temps moyen d'interruption.

> L'Essonne (53,88 min, contre 38,18 en 2013). Sa composante HTA représente 69 % du temps de coupure, dont 30 % sont induits par des interruptions pour travaux générées prin-

cipalement par l'incident au poste source de Massy (suite à l'incendie du 15 janvier 2014).

> Le Val-d'Oise (92,2 min), dont 95 % est à mettre à l'actif d'une coupure de plusieurs heures sur le réseau de transport.



■ Programmes d'investissement 2014 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 le Syndicat devrait disposer, de la part de son concessionnaire, d'engagements fermes et précis, donc vérifiables.

Le programme des investissements prévisionnels inscrits pour 2014 sur le réseau public de distribution électricité de la concession du Sigeif, s'élève à 5,6 millions d'euros pour le réseau HTA et à 2,5 millions d'euros pour le réseau BT soit 12,2 euros/client (12,6 euros/client et 8,3 euros/client pour les prévisions 2013 et 2012).

Investissements sur les postes sources et orientations ultérieures (2013-2014-2015)

(Voir graphique 18a)

Croissance

La construction d'un nouveau poste source ("Boule"), situé sur la commune de Nanterre, se poursuit et devrait s'achever en 2015. Indispensable pour accompagner la croissance des besoins en électricité dans cette zone, il permettra également de restructurer et de moderniser le réseau HTA desservant l'ouest de la concession du Sigeif.

En cours de concertation, nous trouvons deux autres postes sources, au nord-ouest de l'Essonne, sur la zone de Saclay, et à Aubervilliers.

Le renforcement de certains postes existants a été retenu, 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 2014, 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

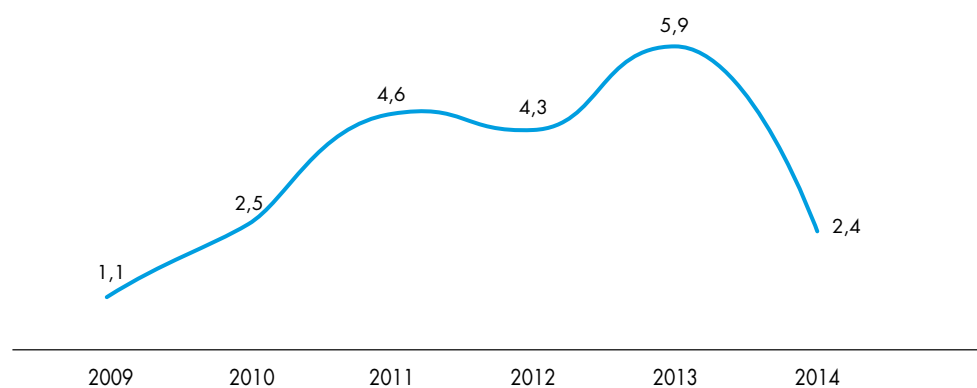
Sont concernés les remplacements d'ouvrages tels que les jeux de barres HTB, les transformateurs HTB/HTA, les appareils de coupure HTB (disjoncteurs, sectionneurs), les rames HTA (disjoncteurs...).

Le total des dépenses prévues pour 2014 a été estimé à 18 M€ (- 2 M€ par rapport à 2013).

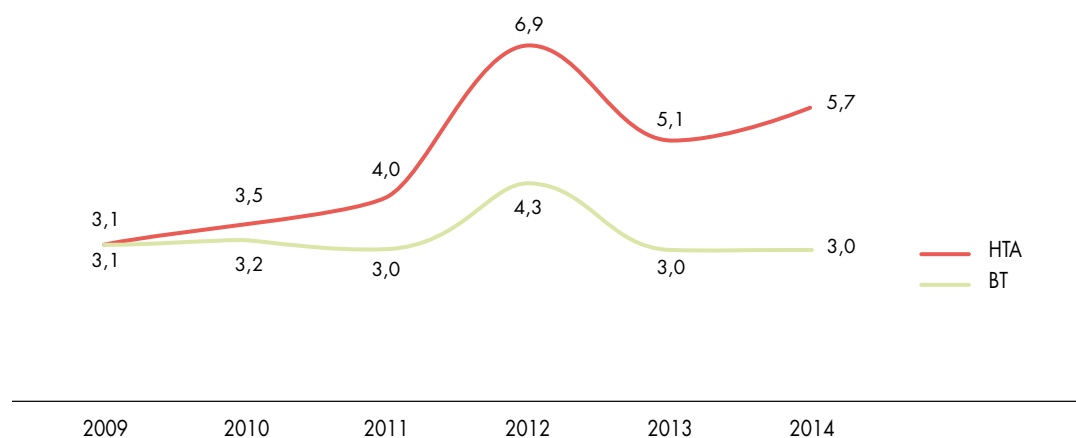
Les investissements ⁽¹⁾ bruts réalisés se sont élevés à 2,442 M€ (3,69 €/client), - 58,3% par rapport à 2013 (5,859 M€) et - 86,4% par rapport à la prévision.

(1) Dépenses d'investissement sur les postes sources implantés sur la concession (données issues du CRAC 2014).

Graphique 18a. Investissements sur les postes sources implantés sur la concession (en M€)



Graphique 18b. Investissements sur la “performance du réseau” (en M€)



Investissement 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 technico-économique, 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.

Le total des dépenses prévues a été estimé à :

> HTA : 5,6 M€, – 6,6 % par rapport à 2013 (6 M€).

> BT : 2,5 M€, + 8,7 % par rapport à 2013 (2,3 M€).

Les investissements⁽¹⁾ bruts réalisés se sont, quant à eux, élevés à (voir graphique 18b) :

> HTA : 5,7 M€, soit + 11,7 % par rapport à 2013 (5,1 M€) et + 1,8 % par rapport à la prévision.

> BT⁽²⁾ : 3 M€, soit le même montant qu'en 2013 et + 20 % par rapport à la prévision, soit 12,1 euros/client (– 0,8 % par rapport à la prévision).

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

(2) Non compris la participation d'ERDF 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.

■ Déclaration des projets à l'autorité concédante

Entré en vigueur le 1^{er} janvier 2012, le décret 2011-1697, abrogeant celui du 29 juillet 1927, a fait l'objet en mai 2014 d'une simplification. Dorénavant, les procédures applicables à l'établissement des ouvrages des réseaux publics d'électricité relèveront de l'article 2 du décret 2014-541.

Les ouvrages électriques de distribution publique sont exécutés sous la responsabilité du maître d'ouvrage⁽¹⁾ dans le respect de la réglementation 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 2014 (voir tableau 19a) le Sigeif a reçu 184 projets de construction d'ouvrages électriques de distribution publique. Ces derniers ont été, pour plus des trois quarts (137 dossiers), en relation avec les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage ERDF et, pour les 47 restants, sous maîtrise d'ouvrage du Syndicat.

Les nouveaux réseaux (extension) ont été, sans exception, construits en souterrain. Concernant la construction d'ouvrage aérien, elle se limite au cas particulier de travaux de renouvellement ou de renforcement d'ouvrage (travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage ERDF), qui consiste à remplacer uniquement les conducteurs nus par un câble torsadé isolé. Toutes opérations confondues, le taux de construction en souterrain des projets présentés en 2013 (voir tableau 19c) a été de 100% pour le réseau HTA et de 98,9% 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 2014, elles comptabilisent (voir graphique 19) un peu moins de 26 km (contre 40 km en 2013), soit 63,2% du linéaire projeté (40 894 m, contre 60 476 m en 2013). Les projets de constructions nouvelles, enregistrent une diminution de près d'un tiers par rapport à 2013 et près de 54% par rapport 2012. Les projets délibérés du concessionnaire (voir tableau 19c), relatifs aux travaux de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession, sont en nette diminution par rapport à 2013. Ils totalisent 15,1 km (- 27%).

(1) Le concessionnaire ou l'AODE.

Tableau 19a. Nombre de projets de construction d'ouvrages reçus

	2011	2012	2013	Proforma 2013	2014
Seine-et-Marne	12	26	18	20	7
Yvelines	69	55	50	53	64
Essonne	21	35	37	38	21
Hauts-de-Seine	25	46	30	30	29
Seine-Saint-Denis	27	64	72	73	51
Val-de-Marne	3	6	9	9	11
Val-d'Oise	1	-	2	2	1
Total concession	158	232	218	225	184
MO ⁽¹⁾ Sigeif	50	60	64	64	47
MO ERDF	108	172	154	161	137

(1) MO : maîtrise d'ouvrage.

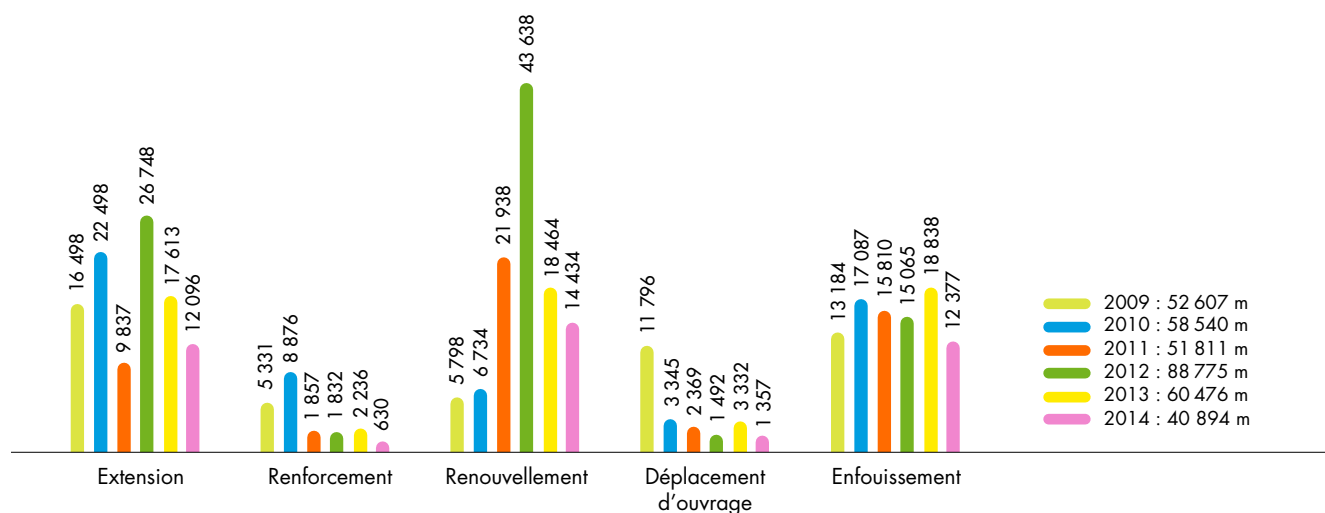
Tableau 19b. Information sur les travaux

	Nombre de DCT ⁽²⁾ reçus par le Sigeif						Nombre de CDC ⁽³⁾ reçus par le Sigeif					
	2013	%	Proforma 2013	%	2014	%	2013	%	Proforma 2013	%	2014	%
Seine-et-Marne	4	22,2	4	20	-	-	4	22,2	5	25	1	14,3
Yvelines	17	34	19	35,8	13	20,3	16	32	20	37,7	18	28,1
Essonne	7	18,9	7	18,4	1	4,8	14	37,8	18	47,4	5	23,8
Hauts-de-Seine	21	70	21	70	15	51,7	15	50	20	66,7	10	34,5
Seine-Saint-Denis	4	5,6	4	5,5	3	5,9	4	5,6	5	6,8	1	2
Val-de-Marne	3	33,3	4	44,4	3	27,3	2	22,2	2	22,2	1	9,1
Val-d'Oise	1	50	1	50	1	100,0	-	-	-	-	-	-
Total	57	26,1	60	26,7	36	19,6	55	25,2	70	31,1	36	19,6
MO Sigeif	56	87,5	57	89,1	35	74,5	36	56,3	49	76,6	21	44,7
MO ERDF	1	0,6	3	1,9	1	0,7	19	12,3	21	13	15	10,9

(2) Déclaration de commencement de travaux.

(3) CDC : certificat de conformité.

Graphique 19. Linéaire de construction HTA et BT, par nature des travaux (en m)



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

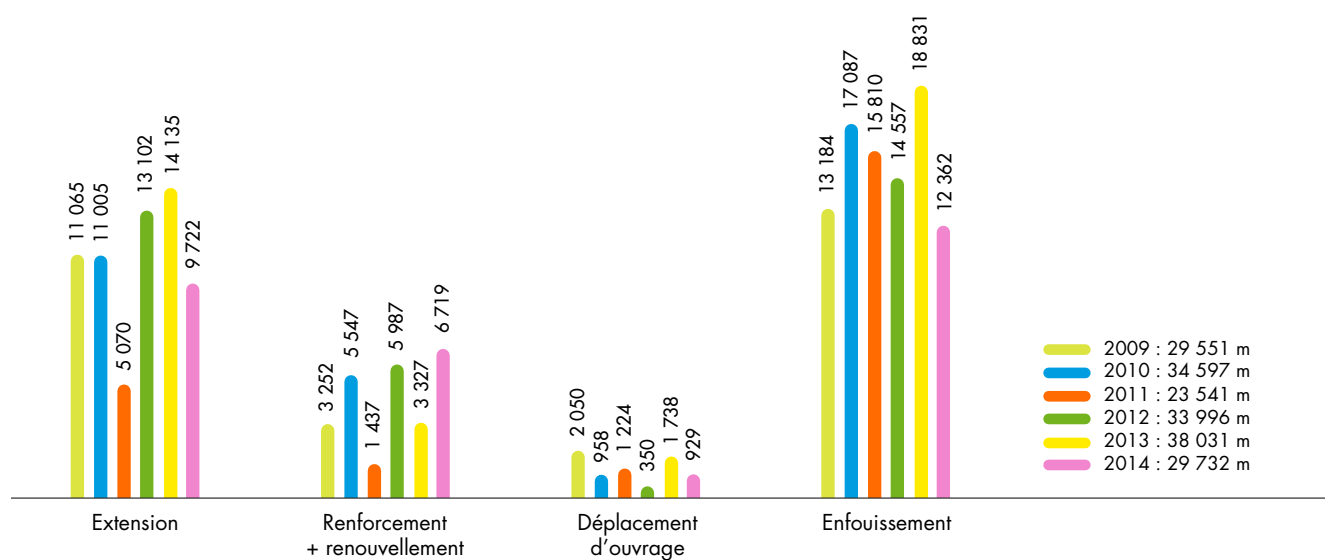
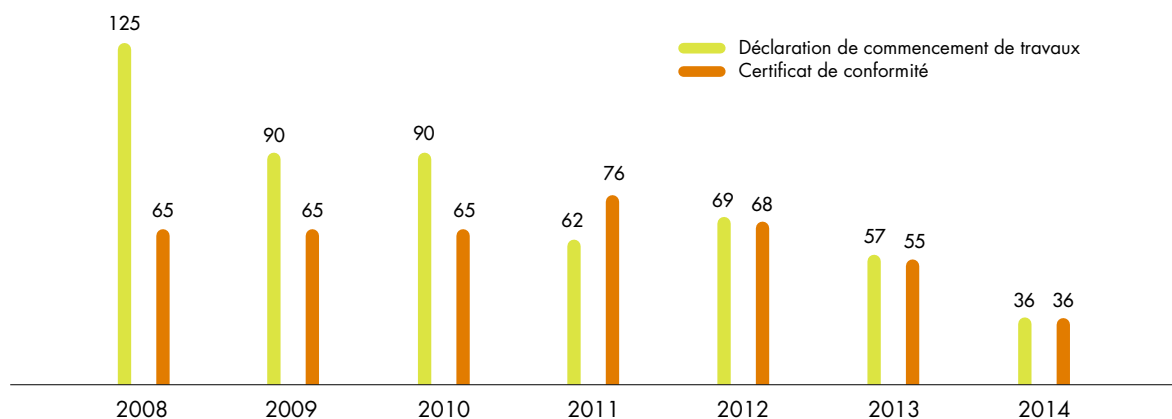


Tableau 19c. Projets de construction d'ouvrages, par nature de travaux (en m)

Nature	Nombre de dossiers	HTA					BT				
		Construction		Dépose ou abandon		% en souterrain	Construction		Dépose ou abandon		% en souterrain
		Souterrain	Aérien	Souterrain	Aérien		Souterrain	Aérien	Souterrain	Aérien	
Extension	113	3 478	-	1 533	-	100,0	14 135	-	531	80	100,0
Renforcement	7	-	-	-	-	100,0	2 093	143	1 080	257	93,6
Renouvellement	12	17 373	-	11 838	-	100,0	1 091	-	479	68	100,0
Déplacement d'ouvrage	15	1 594	-	1 601	-	100,0	1 416	322	1 540	447	81,5
Enfouissement	64	-	-	-	-	100,0	17 169	-	-	20 857	100,0
Divers	7	-	-	-	-	100,0	1 662	-	-	1 742	100,0
Total 2013	218	22 445	-	14 972	-	100,0	37 566	465	3 630	23 451	98,8
Proforma 2013											
Extension	118	3 525	-	1 533	-	100,0	14 529	-	531	80	100,0
Renforcement	7	-	-	-	-	100,0	2 093	143	1 080	257	93,6
Renouvellement	13	17 946	-	11 838	-	100,0	1 091	-	479	68	100,0
Déplacement d'ouvrage	15	1 594	-	1 601	-	100,0	1 416	322	1 540	447	81,5
Enfouissement	64	-	-	-	-	100,0	17 185	-	-	20 857	100,0
Divers	8	-	-	-	-	100,0	1 662	-	-	1 824	100,0
Total 2013	225	23 065	-	14 972	-	100,0	38 001	465	3 630	23 533	98,8
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

Graphique 21. Déclarations de commencement de travaux et certificats de conformité



Situés principalement sur les communes d'Aulnay-sous-Bois, d'Epinay-sous-Sénart, de Vélizy-Villacoublay et de Versailles, les principaux travaux (7 715 km) ont pour finalité le renouvellement des départs HTA. Ceux qui concernent le réseau BT ont été localisés sur les communes de Chatou, de Chaville, d'Epinay-sous-Sénart, de Rueil-Malmaison et de Versailles. D'une longueur de 6 499 km, ils permettent, entre autres, de moderniser et d'accroître la capacité d'accueil de ces ouvrages et également de supprimer certains tronçons devenus aujourd'hui obsolètes.

Les postes de transformations HTA/BT

L'information due par le concessionnaire à l'autorité concédante est toujours jugée insuffisante. Comme pour les années passées, le nombre de postes de transformation déclarés "en création" est de plus du double de celui des "déclaratifs de travaux" adressé au Syndicat. La validation de ce patrimoine technique s'avère donc impossible.

Les constructions BT nouvelles

Le graphique 20 montre, pour les ouvrages BT de la concession, le volume des réalisations dites "délibérées" (renforcement et/ou renouvellement), et celui des réalisations dites "imposées" (extension, déplacement d'ouvrage et enfouissement). Les réalisations dites "délibérées" – 6,7 km, soit 22 % des constructions BT envisagées (29,7 km) – atteignent le niveau le plus élevé de ces cinq dernières années. Toutefois, au regard de l'inventaire des ouvrages BT de plus de 50 ans (1 988 km), représentant 0,3 % de ce patrimoine, elles font apparaître une volonté délibérée du concessionnaire de limiter au strict minimum les travaux sur ces ouvrages. De plus, l'absence d'engagement dans le temps de sa part conduit à ce que, d'un exercice à l'autre, il n'y ait aucune dynamique d'accroissement des investissements. Quant aux travaux d'enfouissement des lignes aériennes basse tension entrepris par le Syndicat, ils représentent, de loin, comme pour les années antérieures, la part la plus importante (12,3 km, soit 41,6 %) du linéaire total BT projeté (voir graphique 20).

Les réalisations aériennes BT ont fait l'objet de deux dossiers.

> Chatou. Remplacement pour un renouvellement de 238 m de cuivre nu par 220 m de câble T70. L'autorité concédante a émis un avis défavorable à ce projet, justifié par sa situation (zone de protection d'un périmètre classé de la commune) et par l'article 3 de la convention particulière Sigeif/concessionnaire.

> Fontenay-le-Fleury. Création d'une ligne aérienne (121 m) pour l'alimentation électrique d'un client (C5) dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. L'autorité concédante a émis un avis défavorable à ce projet, justifié par la convention particulière Sigeif/concessionnaire.

Déclarations de postes de transformation au cours de l'année 2014

	Données Crac	Mise en service SIG	Mise hors service SIG	Déclaratifs reçus
DR Île-de-France Est	21	22	4	6
DR Île-de-France Ouest	19	20	5	10
Total	40	42	9	16

Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité

(Voir tableau 19b et graphique 21)

Les informations relatives au commencement et à l'achèvement des travaux, informations transmises par ERDF, sont complémentaires et indispensables à l'examen des projets émis. Dans la continuité des exercices passés, elles sont jugées insuffisantes. À ce stade, la récurrence de ce constat nous amène à conclure sur une situation qui n'arrive pas à s'améliorer, malgré les efforts annoncés du concessionnaire.

Les avis sur les dossiers émis par le Sigeif

Avis favorables

Neuf dossiers reçus sur dix ont fait l'objet, de la part du Syndicat, d'un avis favorable sans observation.

Avis favorables avec observation

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

- > Elle constate l'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'autorisation de l'autorité concédante (propriétaire de l'ouvrage) se doit d'être recherchée (5 avis sur 12).
- > Le projet nécessite plus de détails, notamment lorsque plusieurs communes sont concernées (1 avis sur 12).
- > La sélectivité des protections n'est pas démontrée (3 avis sur 12).
- > La finalité des travaux n'apparaît pas clairement (2 avis sur 12).
- > Les limites de propriété semblent confuses (1 avis sur 12).

> Avis défavorables

Deux projets ont fait l'objet d'un avis défavorable.

> Avis en attente

Les avis "en attente" ont été signifiés à ERDF par l'autorité concédante lorsque :

- > Elle n'est pas en mesure de forger son avis (qualité des supports du dossier dégradée) (1 avis sur 3).
- > Le projet nécessite plus de détails, notamment quand plusieurs communes sont intéressées (1 avis sur 3).
- > Un certificat de conformité (fin de travaux) est adressé, alors qu'aucun projet n'a été réceptionné (1 avis sur 3).

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.

La nouveauté pour cet exercice réside dans l'accord signé entre la FNCCR et ERDF le 27 mars 2014, accord repris par ailleurs dans l'arrêté du 16 septembre 2014. Ces derniers prévoient une communication, au 30 avril de l'année suivant l'exercice annuel, des éléments nécessaires à l'évaluation des facteurs d'influence de l'analyse locale et les résultats de l'évaluation statistique de la tenue de la tension sur la zone de desserte d'ERDF.

■ 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 ERDF. Cet indice local sert, pour le volet "tenue de la tension" à déterminer les départements éligibles à un programme d'amélioration de la qualité.

Le département qui présente un indice supérieur à 8 est en conséquence éligible à un tel programme.

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, prévus par 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 20),

à partir duquel l'autorité concédante conclue, ce n'est pas une surprise, par un indice local départemental nettement inférieur à "l'indice supérieur" précédemment défini.

Les résultats ci-dessus seraient-ils de nature à "absorber", et donc à faire "disparaître", ceux de la concession du Sigeif ?

Le nombre de clients mal alimentés (374), conjugué aux 660 524 points de livraison de la concession (voir tableau 21), nous amène à conclure, pour la concession du Sigeif, 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 0,06%, pour un seuil critique fixé à 3%** (cinquante fois plus).

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

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

Tableau 20. Valorisation des facteurs d'influence et évaluation statistique

Maille départementale						
	CMA	Uhta	Prise transformateur	Résidence secondaire	Réclamation	Indice local
Seine-et-Marne	1 048	522	71	0,27	nc	3,22
Yvelines	1 004	277	47	0,10	nc	2,83
Essonne	788	9	20	0,03	nc	1,69
Hauts-de-Seine	44	16	8	0,15	75	0,64
Seine-Saint-Denis	617	-	9	0,01	nc	1,10
Val-de-Marne	476	-	8	0,03	nc	0,90
Val-d'Oise	1 021	199	48	0,01	nc	3,70
Total	4 998	1 023	211			

Tableau 21. Tenue globale de la tension du réseau BT

Concession Sigeif				Maille départementale		
	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat
Seine-et-Marne	51 530	-	-	641 327	1 048	0,4 %
Yvelines	176 694	101	0,1 %	674 660	1 004	0,3 %
Essonne	81 272	78	0,1 %	575 609	788	0,3 %
Hauts-de-Seine	124 189	-	-	870 615	44	0,0 %
Seine-Saint-Denis	202 452	183	0,1 %	702 161	617	0,2 %
Val-de-Marne	23 073	12	0,1 %	661 698	476	0,1 %
Val-d'Oise	1 314	-	-	523 180	1 021	0,3 %
Résultat 2014	660 524	374	0,06 %	4 649 250	4 998	0,11 %
Résultat 2013	655 520	400	0,06 %			
Résultat 2012	647 693	629	0,10 %			
Résultat 2011	640 298	778	0,12 %			

Tableau 22a. Continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau

Concession Sigeif					Résultat maille départementale
	Nombre de clients	CL > 6	Cb > 35	Durée cumulée > 13 h	Résultat Sigeif (en %)
Seine-et-Marne	51 530		nc		nc
Yvelines	176 694		nc		nc
Essonne	81 272		nc		nc
Hauts-de-Seine	124 189		nc		nc
Seine-Saint-Denis	202 452		nc		nc
Val-de-Marne	23 073		nc		nc
Val-d'Oise	1 314		nc		nc
Total	660 524		nc		nc

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 ⁽¹⁾ est supérieur à 2 %.

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

Quatre sources HTA/BT (Gare, SC Parc B29, FF Arsonval, connues en 2013, et Coudreaux, situées respectivement sur les communes de Sevran, de Saint-Cloud, de Fontenay-le-Fleury et de Chelles), pour lesquelles le gradient de tension maximal est supérieur à 1,5 %, font l'objet, dans la continuité des contrôles réalisés, de notre attention.

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 globale du réseau :

> Le nombre de coupures longues (interruption supérieure ou égale à

3 min) subies dans l'année.

> Le nombre de coupures brèves (moins de 3 min) subies dans l'année.

> La durée, cumulée dans l'année, des coupures longues.

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

La modification réglementaire apportée le 7 janvier 2013, consistant à étendre les valeurs limites, conduit à une réduction du niveau d'exigence réglementaire.

> 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).

Au sens réglementaire, la qualité est respectée, le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés de la concession étant quasiment nul, pour un seuil fixé à 5 % par le décret (voir tableau 22b).

Le résultat obtenu à partir de la restitution "CF-001 histogrammes durée et nombre d'incidents TCC⁽²⁾" (voir tableau 22b) permet également de conclure au respect de la réglementation (0,19 %).

Enfin, compte tenu de la hausse du seuil considéré, nous ne comptabilisons 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.

Le nombre maximal de coupures longues, relevé sur les seules communes de l'Essonne, a été de sept en 2014. Ces ruptures d'alimentation ont concerné 16 clients (voir tableau 22b).

Pour ce critère, le niveau de qualité est donc respecté. Toutefois, le cahier des charges de la concession, pointe comme extrêmes les situations rencontrant plus de six coupures longues (16 en 2014), toutes causes confondues.

En conséquence et, en fonction du document de référence, une situation quasi parfaite peut s'avérer médiocre, voire insuffisante, et faire l'objet d'une attention particulière.

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

(2) Toutes causes confondues.

Tableau 22b. Continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau (détermination Sigeif)

	Concession Sigeif				Résultat Sigeif (en %)
	Nombre de clients	CL > 6	Cb > 35	Durée cumulée > 13 h	
Seine-et-Marne	51 530	0	-	-	-
Yvelines	176 694	0	-	591	0,33
Essonne	81 272	16	-	187	0,23
Hauts-de-Seine	124 189	0	-	354	0,29
Seine-Saint-Senis	202 452	0	-	146	0,07
Val-de-Marne	23 073	0	-	0	-
Val-d'Oise	1 314	0	-	0	-
Total:	660 524	16	0*	1 278	0,19

* Valeur indiquée dans le CRAC (nombre de clients affectés par plus de 30 coupures brèves).

Disposition concernant le réseau public de transport d'électricité

Le dernier indicateur, hors du champ de la concession, est le nombre de coupures longues de la tension HTB délivrée par le réseau de transport d'électricité 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.

Une coupure sur le réseau de transport a été enregistrée le 10 octobre 2014. **L'interruption a duré plus de six heures et a touché plus de 68 775 clients.**

Au sens réglementaire, la qualité a été respectée.

Conclusion

Loin de stimuler l'amélioration de la qualité, le décret et ses arrêtés autorisent sa détérioration, balayant 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 0,06 % ? L'agréer équivaldrait 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'ERDF, 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 1Ω . Si tel est le cas, seules la continuité des conduc-

teurs de protection et les liaisons équipotentielles sont vérifiées, 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 réglementaire).

De la responsabilité du concessionnaire, les résultats de ces mesures et de ces vérifications sont consignés sur un registre, tenu à la disposition des services du contrôle électrique, dont celui du Syndicat.

La visualisation du registre des terres et le rappel de la méthodologie (procédure de contrôle) du concessionnaire ont concerné six communes, dont deux désignées le jour même du contrôle : Versailles et Boissy-Saint-Léger.

> Bois-d'Arcy, DR Ouest Île-de-France, le 1^{er} juin 2015.

> Versailles⁽¹⁾, DR Ouest Île-de-France, le 1^{er} juin 2015.

> Saint-Cloud, DR Ouest Île-de-France, le 6 juin 2015.

> Villebon-Sur-Yvette, DR Est Île-de-France, le 23 juin 2015.

> Périgny-sur-Yerres, DR Est Île-de-France, le 29 juin 2015.

> Boissy-Saint-Léger⁽²⁾, DR Est Île-de-France, le 29 juin 2015.

Visualisation du registre

Le registre de terre est consigné dans l'application "GMAO-R" (gestion de la maintenance assistée par ordinateur-réseau). Il est mis à jour tous les deux mois par déversement d'informations issues du SIG (Système d'informations géographiques 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.

(1) (2) Communes ajoutées le jour d'audit.

Tableau 23. Résultat visualisation du registre de terre

DR Ouest Île-de-France	Bois-d'Arcy (78)		Saint-Cloud (92)		Versailles (78)	
	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)	
Postes de transformation HTA/BT	45		97		276	
Terre des masses < 1 ohm	38		92		273	
Terre des masses > 1 ohm		7		5		
Terre du neutre < 5 ohms	41		97		273	
Terre du neutre > 5 ohms		4		-		
Délai de 10 ans respecté	41				272	
Terre des masses < 30 ohms						
Coefficient de couplage < 15 %						
Date prévue pour mise à jour	Fin septembre 2015		05/06/2015		Fin septembre 2015	
Date de réception de la mise à jour	19/11/2015		05/06/2015		19/11/2015	
Valeur non présente	4		1		3	
Date de l'audit	01/06/2015		05/06/2015		01/06/2015	

DR Est Île-de-France	Villebon-sur-Yvette (91)*		Périgny-sur-Yerres (94)		Boissy-Saint-Léger (94)		
	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	75		13		46		
Terre des masses < 1 ohm	74		13		46		97,1
Terre des masses > 1 ohm		1		-		-	2,90
Terre du neutre < 5 ohms	73		13		46		98,37
Terre du neutre > 5 ohms		2		-		-	1,63
Délai de 10 ans respecté	75		13		46		98,55
Terre des masses < 30 ohms							
Coefficient de couplage < 15 %		3					
Date prévue pour mise à jour	Fin septembre 2015						
Date de réception de la mise à jour	20/11/2015						
Valeur non présente	1						
Date de l'audit	23/06/2015		29/06/2015		29/06/2015		1,45

(*) Les résultats tiennent compte des terres des postes avec terres séparées.

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 23) comprend 552 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, respecti-

vement, pour un peu plus de 97 % et 98 % 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 Bois-d'Arcy, il a été relevé :

- L'absence de valeur consignée pour 4 postes de transformation HTA/BT. La date de mise à jour de l'outil GMAO-R, antérieure à la dernière mise à jour du SIG, justifie ce manquement.

- Cinq valeurs anormales ont nécessité une intervention du concessionnaire (intervention programmée fin septembre 2015).

> Sur la commune de Versailles, ajoutée le jour du contrôle, l'autorité concédante a relevé des valeurs absentes pour trois nouveaux postes de transformation HTA/BT.

Pour ces deux communes, la mise à jour du registre des terres a été adressée à l'autorité concédante le 19 novembre 2015.

> Sur la commune de Saint-Cloud, les valeurs consignées le jour du contrôle (2Ω , 3Ω et 6Ω) correspondent, selon le concessionnaire, aux valeurs mesurées et enregistrées lors de la création du poste de transformation HTA/BT, avant l'interconnexion des terres. Les anomalies ont été corrigées le jour même du contrôle.

> Sur la commune de Villebon-sur-Yvette, il a été relevé l'importance d'une terre du neutre supérieure à 5Ω ($9,75\Omega$), et des coefficients de couplage supérieurs à 15 % (39 %, 71 % et 55 %).

Les valeurs des terres devront faire l'objet d'une vérification de la part du concessionnaire et, en fonction du résultat, de travaux relatifs à leur amélioration. L'information quant à son intervention, prévue pour fin septembre 2015, a été adressée à l'autorité concédante le 19 novembre 2015.

> Sur les communes de Périgny-sur-Yerres et de Boissy-Saint-Léger (cette dernière commune ajoutée le jour du contrôle), le registre, à jour, ne présente aucune anomalie.

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

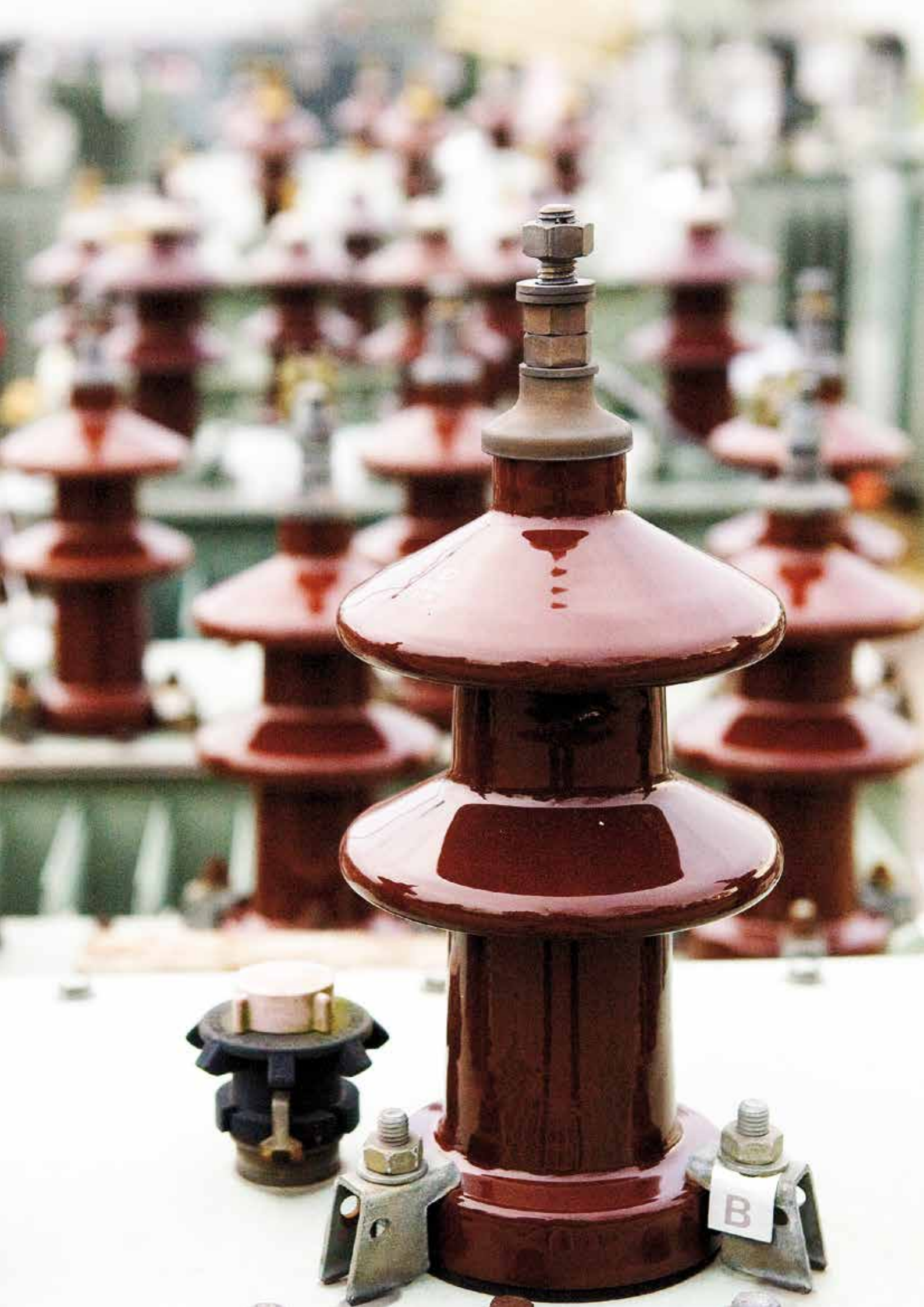


Tableau 24. Qualité et fiabilité des raccordements

	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	Joseph Le Brix	8	Zonndus	8	100	8	100	-	-
	Le Blanc-Mesnil	Santos Dumont	9	Zonndus	8	89	8	89	1	11
	Le Blanc-Mesnil	Santos Dumont	5	Yer Aven	4	80	2	40	3	60
	Le Blanc-Mesnil	Rue Madon	2	Yer Aven	2	100	2	100	-	-
	Chelles	Alexandre-Bickart	44	Soulane	44	100	44	100	-	-
	Livry-Gargan	Avenue Louis-Blanc	48	Physiocrate (B)	48	100	35	73	13	27
	Noisy-le-Grand	Quai de la Rive Charmante	15	Suzanne	8	100	8	53	7	47
	Margency	Rue Louis-Muret	14	Coudert	14	100	6	43	8	57
	Margency	Rue Coudert	1	Coudert	1	100	1	100	-	-
	Meudon	Av. Paul Bert	33	Aug Rodin 19	33	100	33	100	-	-
	Viroflay	Rue Joseph-Chaleil	11	Minolta	11	100	11	100	-	-
	Viroflay	Rue Joseph-Chaleil	26	Jussieu	25	96	23	88	3	12
	Versailles	Allée des Matelots	7	Marine	7	100	7	100	-	-
	Total		223		213	96	188	84%	35	16

■ 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 raccordement des clients, comprenant sa puissance souscrite, sa situation géographique et ses consommations, soit dépourvu d'erreurs.

Raccordement

(Voir tableau 24)

Les audits réalisés le 8 avril 2015 à la DR Île-de-France Est et le 21 avril 2015 à la DR Île-de-France Ouest ont concerné le raccordement physique des usagers sur le réseau BT. À partir d'un échantillon de 223 usagers situés sur huit communes, il a été obtenu :

> La quasi-totalité des usagers (96%) sont présents, sur le tronçon (dipôle) considéré.

> Près d'un usager sur six est en situation de "mal raccordé", c'est-à-dire hors de la tolérance fixée arbitrairement à 30 min.

Les erreurs de raccordement, corrigées le jour même de l'audit par ERDF, ont concernées 35 points de livraison (19% de l'échantillon).

En conclusion, comme pour l'exercice précédent, le contrôle 2015 met en évidence un taux important (16%) d'usagers mal raccordés. Cependant, aucune contrainte (U,I,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'autant 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/ERDF

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 ERDF à engager une réflexion qui s'est conclue par la signature, d'un protocole d'accord prorogé pour une durée de trois ans à compter du 1^{er} septembre 2011.

Ce protocole invite le concessionnaire à se rapprocher "systématiquement" de l'autorité concédante lorsque la valorisation s'écarte du coût exposé.

Trois seuils d'alerte ont été définis :

> 1 000 euros pour une opération inférieure ou égale à 10 000 euros.

> $\pm 8\%$ pour une opération comprise entre 10 000 et 80 000 euros.

> $\pm 5\%$ pour une opération supérieure ou égale à 80 000 euros.

Audit sur les opérations soldées en 2014

(Voir tableaux 25 et 26)

Soixante-six opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du Sigeif ont donné lieu, durant l'année 2014, à l'établissement d'un bilan général des dépenses et des recettes. Ce dernier retrace l'ensemble des dépenses réelles et arête respectivement la participation d'ERDF et l'assiette du financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2) (voir liste des opérations en annexe).

Plus des deux tiers (71%) des dossiers entrent dans la tolérance définie par l'accord précité. Il en résulte cependant, pour la valeur vénale du bien remis, par l'autorité concédante, à ERDF, une décote par rapport à la valeur entrée en patrimoine. Cette dernière, conséquente, représente 5,1% de la valeur du financement du concédant.

La décote enregistrée sur l'exercice atteignait 130 231,87 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. Réalisée le 8 octobre 2015 et complétée ensuite par 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 ERDF – s'est conclue par une réduction des écarts pour certaines opérations et une augmentation pour d'autres sans pour cela tendre vers le coût réel constaté par l'autorité concédante. La décote, initialement observée de 130 231,87 euros, s'est soldée par une surcote de 49 675,68 euros soit respectivement $-5,1\%$ et $+1,9\%$ du financement du concédant.

Ce constat, récurrent depuis la mise en œuvre par ERDF de l'application VRG, conduit le Sigeif à rejeter l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire.

Corrections apportées sur les opérations soldées en 2012 et 2013

(Voir tableau 27)

Les corrections apportées par le concessionnaire sur les valorisations de 2012 (13 317 euros) et de 2013 (44 285,95 euros) se sont faites au bénéfice du concédant pour plus de 57 602,95 euros.

Ainsi, cumulée sur quatre exercices successifs, la décote enregistrée est de 338 485,23 euros soit 4,9% par rapport au financement du concédant.

Tableau 25. Résultat de l'audit valorisation de la remise gratuite (VRG - 66 opérations)

En euros	Correction après l'audit	
Coût réel des opérations (HT)	4 698 266,59	4 698 266,59
Coût valorisé (ERDF) HT	4 568 034,72	4 747 942,27
Écart (VRG – Sigeif)	- 130 231,87 (- 2,8%)	49 675,68 (+ 1,06%)
Coût réel (HT) résultant du concédant	2 574 910,88	2 574 910,88
Résultat par rapport au financement du concédant	- 5,1%	+ 1,9 %

Tableau 26. Situation des opérations VRG par rapport à la tolérance

Avant correction		
Inférieure (décote)	Comprise	Supérieure (surcote)
13	47	6
Après correction		
Inférieure (décote)	Comprise	Supérieure (surcote)
3	55	8

Tableau 27. Corrections apportées par ERDF à la valorisation 2013

Commune	Libellé des travaux	Valorisation suivant le protocole FNCCR/ERDF				Coût réel (Sigeif) des travaux (en €)	Participation ERDF (en €)	Montant résultant concédant (en €)
		Valorisation ERDF (en €)	Valeur Écart VRG-Sigeif	Écart taux (%)	Seuil d'alerte			
Fontenay-le-Fleury	Enf. BT rue René-Dorme	45 412,00	6 396,47	16,39	Haut	39 015,53	19 507,77	19 507,76
La Celle-Saint-Cloud	Enf. BT avenue Pigault-Lebrun	81 405,95	2 919,21	3,72	-	78 486,74	39 243,37	39 243,37
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Michelet	30 765,00	- 6 577,87	- 17,61	Bas	37 342,87	14 937,15	22 405,72
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Carrey-de-Bellemare (Plantés - Buzenval) (2)	43 019,00	- 3 709,45	- 7,94	-	46 728,45	18 691,38	28 037,07
Sevran	Enf. BT allée du Pré-Deguin	26 940,00	3 557,85	15,22	Haut	23 382,15	9 352,86	14 029,29
Versailles	Enf. BT rue des Condamines (Champ Lagarde-Rond Point)	42 160,00	- 3 424,17	- 7,51	-	45 584,17	22 792,09	22 792,08
Viroflay	Enf BT rue des Fleurs (Parc - Leclerc)	21 377,00	- 3 023,72	- 12,39	Bas	24 400,72	12 200,36	12 200,36
Viroflay	Enf BT rue Joseph-Bertrand (Prés aux Bois - n° 36)	7 691,00	- 2 585,91	- 25,16	Bas	10 276,91	5 138,46	5 138,45
Total des affaires non corrigées		2 737 386,00	- 269 096,08	- 8,95		3 006 482,08	1 360 842,12	1 645 639,96
Valorisation 2013 corrigée de la remise gratuite par ERDF		3 036 155,95	- 275 543,67	- 8,3		3 311 699,62	1 502 705,56	1 808 994,06
Valorisation 2013 de la remise gratuite par ERDF		2 991 870,00	-319 829,62	- 9,7		3 311 699,62	1 502 705,56	1 808 994,06



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 des 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 apporter 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 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 par le concessionnaire, la date à laquelle les requêtes techniques ont été adressées (fin juin et mi-septembre) est jugée trop tardive et pénalise considérablement l'exercice, par le concédant, de son devoir de contrôle. De plus, certaines informations essentielles demeurent encore manquantes ou insuffisantes, notamment :

- > Les mouvements notables du patrimoine ayant pour origine l'assainissement du SIG.
- > L'inventaire des biens non-localisés.
- > La typologie du réseau basse tension et les OMT installés, dans les postes de transformation HTA/BT.
- > La relation investissement-opération-finalité qu'il conviendra de faire évoluer avec les conférences départementales sur la distribution électrique.

> 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 2014, soixante-trois communes (pas d'adhésion nouvelle sur cet exercice) représentant une population totale de 1 389 048 habitants (+ 0,4%).

Le réseau de la concession du Sigeif dessert 661 835 clients. Il regroupe trois types d'ouvrages : le réseau HTA (moyenne tension) (3 610 km), les postes de transformation HTA/BT de distribution publique (4 367 km) et le réseau BT (4 969 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 paliers technologiques datant des années 1920 à 1960 et 1946 à 1960, les câbles papiers imprégnés, cuivre 71 km (2 %) et aluminium 68 km (2 %) constituent, avec les accessoires de dérivation et de jonction, les principales zones de fragilité HTA de la concession. Le volume financier de leur renouvellement peut être estimé à 16 M€. Pour les ouvrages souterrains BT, le renouvellement des câbles à ceinture et gaine alu est évalué à 200 M€. Enfin, l'enfouissement des lignes aériennes en conducteurs nus nécessiterait, quant à lui, 142 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 continuité 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), le remplacement des seuls conducteurs nus par un câble torsadé isolé a été accepté sous réserve que l'ouvrage considéré soit situé en dehors d'une zone protégée ou classée.

Deux dossiers ont, en 2014, 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 continue de diminuer (- 27 % du linéaire HTA et BT projeté par rapport à 2013) alors qu'il est attendu du distributeur le maintien, voire l'accroissement de la dynamique d'investissement constatée ces dernières années, faute de quoi, les moyens mis en œuvre ne permettront pas de lever l'ensemble des contraintes (U, I, T), d'une part, et de traiter l'obsolescence de certaines canalisations souterraines et lignes aériennes, d'autre part.

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

Qualité de la fourniture

En gommant la tendance haussière des années 2011 et 2012, le résultat 2014, relatif à la durée moyenne de coupure d'un client basse tension peut être considéré, avec 26,7 min très satisfaisant notamment au regard de ceux obtenus au niveau du national (67,4 min), de Île-de-France (28,4 min) et des AODE voisines. Résultant des efforts du concessionnaire et également des conditions météorologiques plutôt favorables, ce résultat doit toutefois être encore amélioré, notamment par le traitement de plusieurs motifs d'insatisfaction.

C'est le cas des coupures longues survenues dans le domaine basse tension, au sujet desquelles le concessionnaire juge que "la durée standard pour réparation suite à incident se situe entre 10h00 et 12h00". Ces propos ne sont pas en adéquation avec l'attendu de l'autorité concédante. En effet, les coupures longues sont bien souvent causées par une "usure naturelle" d'un accessoire de réseau, signe qu'une part non négligeable de ce dernier peut-être considéré comme obsolète notamment face à l'absence de tronçonnement laissant espérer un délai d'intervention plus court. Les moyens de réalimentation par l'installation de groupes électrogènes ou de cabines provisoires, lors de travaux programmés dans le domaine HTA et/ou de postes de transformation HTA/BT, sont également, au regard de l'augmentation du temps de coupure, jugés insuffisants voire inexistantes.

L'autorité concédante regrette que le plan de renouvellement des câbles papier HTA, sur lesquels se trouvent les accessoires de jonction de transition – sensibles à l'élévation de la température –, ne lui soit toujours pas présenté et accompagné d'un programme suffisant de modernisation des ouvrages, aujourd'hui désuets. Il en est de même pour les interventions sur le réseau basse tension, pour lequel l'exercice 2014 montre, au regard des incidents et des coupures pour travaux, une insuffisance de moyens.

En ce qui concerne les incidents aux 100 km sur les réseaux HTA et BT (respectivement 4,6 et 8,4 incidents), les résultats 2014 sont, par rapport aux seuils de 2001 pris en référence, satisfaisants pour les deux composantes.

Sur le territoire de la concession, la tenue de la tension est uniformément répartie. Statistiquement, la quasi-totalité des usagers (99,94%) entrent dans la tolérance (une variation de $\pm 10\%$ de la valeur nominale de la tension). Il apparaît, néanmoins, plus de 374 points de livraison, répartis sur 18 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 (I_{max}) et de transformation (T_{max}). 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 distributeur.

Enfin, lors du baromètre 2014, 66% 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, on a 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 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 4% de clients mal rattachés peut être jugé admissible, il n'en est pas de même de l'exactitude (16% hors de la tolérance). Les corrections réalisées par le concessionnaire n'ont pas eu d'impact sur les résultats liés

à la détermination des contraintes (U,I,T) et confortent la nécessité de maintenir la veille réalisée par l'autorité concédante.

En ce qui concerne les opérations d'enfouissement pour lesquelles un bilan général des dépenses a été adressé en 2014 au concessionnaire, huit dossiers sur dix entrent, après correction, dans la tolérance définie par l'accord national FNCCR/ERDF. Sur la concession du Sigeif, il en résulte, pour la valeur vénale du bien remis à titre gratuit à ERDF, une "majoration" de 49 675,68 euros. Cette dernière représente 1,9% de la valeur du financement du concédant. Cumulée sur cinq exercices, la valorisation d'ERDF minimise de 288 809,55 euros le montant des travaux réalisés par le Sigeif.

Les opérations, pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint, ont donné lieu à un rapprochement demandé par l'autorité concédante. Son résultat conforte sa position à savoir, qu'il ne peut pas y avoir, concomitamment, deux valeurs de marché pour un même actif et que seul le coût réel engagé doit être pris en compte.

En effet, pour l'autorité concédante (cf. article 123-18 alinéa I du Code de commerce), 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 pratiquer une "décote" ou une "surcote" de la valeur des ouvrages sans autorisation préalable du maître d'ouvrage c'est-à-dire de l'autorité concédante.

La clientèle de la concession

Le nombre de clients raccordés aux réseaux HTA et BT a enregistré en 2014 une légère hausse (4 996 clients, soit + 0,8%). Pour sa part, le nombre de clients en offres de marché poursuit sa croissance.

Sous l'effet de températures clémentes, l'énergie acheminée enregistre une forte diminution (- 9,3%). Les résultats du baromètre annuel réalisé par l'autorité concédante marquent une nette amélioration de la satisfaction des clients-usagers à l'égard des interventions du concessionnaire sur tous les items. Les plus fortes progressions sont à mettre à l'actif des informations fournies (+30%) et de la ponctualité au rendez-vous qui, par rapport à 2013, enregistre un bon de 19 points la ramenant au meilleur niveau connu depuis 2009.

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. Ces indicateurs, communiqués pour la quasi-totalité à l'échelle du territoire du Sigeif, permettront un suivi des différents items, à compter de l'exercice 2014.

Enfin, le nombre de bénéficiaires du TPN continue sa progression (38 074) tandis que, pour les dossiers traités dans le cadre du Fonds de solidarité pour le logement (FSL) il demeure constant (3 911).

Les audits des principaux fournisseurs (EDF, Engie, Direct Énergie) sont programmés dans le courant du mois de décembre 2015. Ils donneront lieu à un compte rendu qui sera intégré dans le prochain rapport de contrôle.

CONTRÔLE
COMPTABLE
ET FINANCIER



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.

Ainsi, pour mieux répondre au besoin de suivi des services publics par l'autorité concédante, la loi du 8 février 1995 a instauré une obligation générale de remise d'un rapport annuel destiné à l'information de la collectivité intéressée et du public (article 1411-3 du CGCT).

Ce texte a été conçu par le législateur comme un moyen d'améliorer la transparence des délégations de service public et notamment des comptes du délégataire. Cependant, le concessionnaire considère que, en vertu de l'article 1411-12 du Code général des collectivités territoriales, il n'est pas tenu par les dispositions du texte précité et que seules les dispositions de l'article 32 du contrat de concession lui sont applicables.

En pratique, ces dispositions prévoient 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'obtenir 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.

Il apparaît également essentiel de s'assurer que l'origine du financement des biens en concession soit retracée de façon satisfaisante dans les comptes concessifs, et ce afin d'anticiper les risques de litiges ou d'insuffisance d'information lors du renouvellement de la concession ou en cas de rupture anticipée du contrat.



Travaux réalisés

Un contrôle sur les flux financiers par le biais d'expertises comptables.

■ Analyse des procédures, méthodes et principes comptables

Changements d'estimation réalisés

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€ (page 101 du Crac 2012) 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, une diminution de la provision relative aux biens non localisés⁽¹⁾ avait été observée à la suite d'un changement comptable relatif au matériel de comptage (impact : 5,8 M€). Le montant de la minoration des dotations ultérieures n'a pas été communiqué à l'autorité concédante.

Ces changements comptables continuent à produire leurs effets depuis lors, puisque les dotations qui sont pratiquées dorénavant sont mino-
rées :

- 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 I.

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

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⁽²⁾ 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.

(2) Position évoquée depuis l'abandon, au 1^{er} janvier 2005, de l'amortissement de caducité.

Tableau 1. Effets des changements comptables

(en k€)	2008	2011	2012	2013	2014	2023	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 d'erreurs sur les biens non localisés opérée en 2012

(en €)	Valeur brute	Amortissements	Valeur nette comptable	Provision pour renouvellement
Branchements/CM	14 100 844,56	6 064 793,39	8 036 051,17	2 895 990,92
Comptages	3 822 375,64	2 465 502,73	1 356 872,91	
Total	17 923 220,20	8 530 296,11	9 392 924,08	2 895 990,92

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.

Changements de méthode réalisés

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 1^{er} janvier 2005.

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 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 financements 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 remarque qui précède ne fait pas obstacle à ce que le financement du concessionnaire soit récupéré via d'autres mécanismes que l'amortissement pour dépréciation et notamment au travers des amortissements de caducité constatés jusqu'au 31/12/2004 ou des provisions prélevées sur l'exploitation puis devenues sans objet.

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. En effet, il n'est pas prévu de traitement équivalent de réévaluation pour la "dette en espèce vis-à-vis du concédant" (cf. infra).

(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 la part financée par le concessionnaire

L'autorité concédante ne peut se satisfaire de ce déséquilibre car il est de nature à remettre en cause l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994. Pour remédier à cette anomalie, une mise à jour du cahier des charges, tenant compte des conséquences de la loi du 9 août 2004, s'avère nécessaire.

Au-delà de ce problème, l'autorité 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, 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.

Correction d'erreurs sur les biens non localisés opérée en 2012

Au cours des contrôles précédents, ERDF 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⁽²⁾ relative aux communes ayant adhéré au Sigeif 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 de l'absence de localisation d'une partie significative de celui-ci.

Éléments communiqués au cours du contrôle

Au cours des travaux de contrôle relatifs à l'exercice 2012, le concessionnaire a transmis à l'autorité concédante un diaporama intitulé "modalités d'affectation des droits du concédant sur les biens non localisés". Il s'agit d'un document pédagogique qui ne peut être considéré comme constituant un extrait de manuel des procédures au sens de l'article R 123-172 du Code du commerce.

Un document équivalent a été transmis et présenté à l'autorité concédante au titre de l'exercice 2014.

(2) Il est rappelé ici 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.

Impact comptable de la localisation des transformateurs HTA-BT

Au cours des travaux de contrôle relatifs à l'exercice 2014, le concessionnaire a transmis à l'autorité concédante un diaporama intitulé "Impact comptable de la localisation des transformateurs HTA/BT".

Il s'agit d'un document qui chiffre les impacts attendus de la mise en place de la localisation qui sera appliquée au 31/07/2015 (et donc apparente dans le prochain Crac). Il a cependant été indiqué aux représentants du Sigeif, lors des travaux de contrôle, que la valorisation des transformateurs a été réalisée sur la base des quantités inventoriées sur le territoire du Sigeif.

Le Sigeif émet toutefois une réserve portant sur l'opportunité d'inscrire à l'inventaire des biens non affectés et qui constituent, de fait, un stock nécessaire, par ailleurs, à l'exploitation.

■ Documentation relative aux procédures appliquées communiquée à l'autorité concédante

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 missions de contrôle des derniers exercices, ils n'ont pas pu donner lieu systématiquement à des tests d'application. Après la présentation en 2010 de la procédure d'immobilisation d'un bien – suivie des réponses concrètes apportées lors du contrôle 2013 durant lequel les procédures appliquées ont fait l'objet de présentations à l'autorité concédante – et, le 21 novembre 2014, l'examen de huit affaires, il subsiste encore 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, droit du concédant, provision pour renouvellement et rentabilité du domaine concédé).

Pour ce qui concerne les changements comptables opérés, l'autorité concédante réitère sa demande de disposer – pour chaque changement

ayant un impact sur les comptes de la concession – d'une analyse étayée de la justification des changements opérés et de l'ensemble des impacts actuels et prospectifs préalablement à leur mise en œuvre.

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. **Elle rappelle la motion votée par son conseil d'administration, le 16 décembre 2013, qui fait demande, entre autres, de la production d'un état "dettes et créances réciproques" permettant de tracer l'impact du changement jusqu'au terme du contrat.**

■ Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application 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.

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'ERDF. 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 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

Le concessionnaire a 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 le Crac pour 2014 et les chiffres présentés au titre des investissements du concessionnaire dans la tableau de justification de la variation de la valeur du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession.

En effet, le Crac présente une valeur d'investissements du concessionnaire de 31,6 M€ dont 2,4 M€ au titre des postes source, soit 29,2 M€ au titre de la concession. Dans le même temps, les investissements du concessionnaire communiqués pour justifier la variation de la valeur brute du patrimoine en concession s'élèvent à 25,8 M€ (voir tableau 10). Le concessionnaire a indiqué que les travaux de réconciliation entre les deux montants (29,2 et 25,8 M€) seraient trop lourds à réaliser et a proposé de les mettre en œuvre sur un segment réduit du patrimoine : les renforcements du réseau BT, pour

leur part "canalisation souterraine". Le travail présenté par ses représentants pour récoiler un segment très réduit, soit 344 k€, semble avoir nécessité des moyens importants. Ce travail spécifique a permis de démontrer concrètement la correspondance entre les investissements annoncés et les ouvrages mis en service dans l'année étudiée (2013).

Il s'avère donc qu'il existe une déconnection entre le système de suivi des chantiers/affaires et l'application de suivi des immobilisations (IRIS). Cette situation est difficilement compréhensible dans la mesure où le concessionnaire a indiqué avoir déployé un progiciel de gestion intégré en 2007 : la caractéristique de base d'une telle solution informatique est, en théorie, de permettre de maintenir 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 réalisés au cours des contrôles précédents avaient mis en évidence 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 rentrées en inventaire par le concessionnaire ne correspondent pas aux coûts réels engagés, mais à des estimations⁽¹⁾. L'ensemble des opérations 2014 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 ERDF, il a été prévu une procédure de rapprochement lorsque des écarts significatifs apparaissent.

Cette procédure, **imposée à l'autorité concédante**, doit en principe permettre, d'une part, d'identifier les causes à l'origine de la distor-

sion 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.

Traçabilité du patrimoine non localisé⁽²⁾

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

Sortie de l'inventaire d'éléments d'actif encore en usage

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, contradictoire avec les règles comptables en vigueur⁽³⁾, aboutit 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 dérogation aux principes comptables en vigueur attire l'atten-

tion du concessionnaire sur la nécessité de remédier à cette anomalie.

Enfin, cette situation particulière milite en faveur de la localisation des branchements. Pour la période transitoire, l'autorité concédante préconise le maintien de la "valeur brute" et de la "provision pour renouvellement".

Modalités de mise en œuvre du préfinancement des biens remplaçants et affectation au droit du concédant

Le mécanisme mis en œuvre pour assurer le préfinancement des biens remplaçants prévu par l'article 10 du cahier des charges ne semble pas aboutir à une comptabilisation adéquate des droits du concédant.

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 :

- > Les provisions sont calculées statiquement sur la base d'un coefficient de revalorisation qui s'applique à la valeur historique des biens en concession et qui est commun à chaque grande famille d'ouvrages, sans prise en compte des caractéristiques unitaires spécifiques de l'ouvrage que sont la date probable de renouvellement et la valeur estimée du coût de renouvellement de l'ouvrage concerné.
- > Lors du renouvellement, seule la

(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.

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

(3) 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.

Tableau 3. Préfinancement des biens remplaçants et affectation au droit du concédant

(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 96,2 %	4 826 280 87,8 %
Financement revendiqué par le concessionnaire	785 039	473 667
Écart avec le besoin de financement réel	273 513	667 881

Tableau 4. Recettes de raccordement

(en M€)	2010	2011	2012	2013	2014	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

Tableau 5. Corrections après localisation des transformateurs HTA/BT

(en €)	Crac 2014	Corrections	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'ERDF	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 %

provision calculée statistiquement sur la ligne de l'ouvrage concerné et l'amortissement du financement du concédant sont retenus par le concessionnaire pour être affectés en financement du concédant sur le bien remplaçant.

> Dans le cas où la provision est excédentaire par rapport au besoin réel, elle est reprise par le concessionnaire en produits au compte de résultat.

Le montant ainsi repris n'est pas inscrit en financement du concédant. Ponctuellement, il apparaît que, lorsqu'une portion de réseau est abandonnée et que les travaux nécessaires aboutissent à la réduction du circuit, ils ne font pas l'objet d'une affectation de la provision pour renouvellement disponible qui est intégralement reprise au compte de résultat de la concession.

D'une manière générale, il apparaît que la méthode statistique de calcul retenue ne couvre que la part de la valeur de renouvellement estimée qui excède la valeur historique des ouvrages. Elle aboutit en pratique à des valeurs de renouvellement estimées qui s'écartent sensiblement des valeurs réelles sur la base des cas

observés⁽¹⁾. L'analyse du processus d'affectation des droits du concédant portant sur l'affectation de la provision afférente aux branchements 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 3).

Le mécanisme soutenu par le concessionnaire est susceptible de lui générer, d'ici 2024, plusieurs millions d'euros (évalué pour illustration à 6,5 M€) de financements non justifié.

Le Sigeif rappelle l'article 10 de son cahier des charges, annexé à la convention de concession du service public de distribution d'énergie électrique :

"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 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) Le faible nombre d'observations réalisées ne permet pas, à ce stade, de tirer une conclusion statistique.

À sa lecture, 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 sous-dotation 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 ERDF 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 ERDF aboutissent à la disparition de l'inscription au passif d'un droit du concédant issu de la remise gratuite. 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.

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 considérées comme des financements du concessionnaire. Elles constituent et demeurent des droits du concédant.

Localisation des transformateurs HTA/BT de distribution publique, impact comptable

Présenté en novembre 2014 par le concessionnaire, le principe de localisation, sur le territoire de la concession, des transformateurs HTA/BT s'est conclu par une légère diminution de la valeur brute (– 6 %) et une augmentation significative, plus de 43 % (2,2 M€), de la provision pour renouvellement. Les impacts sur les autres lignes comptables sont donnés sur le tableau 5.

Conclusion sur les contrôles sur pièces

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.**

(1) Cf. infra.

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 pas ainsi 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.

(2) Investissements antérieurs à 2007.



Analyse des données financières présentées dans le rapport 2014 du concessionnaire

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

■ Informations relatives au patrimoine et aux droits du concédant (bilan de la concession)

Patrimoine en concession (Tableau 6)

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 7)

Le territoire de la concession s'étend sur 63 communes en 2014, sans évolution du périmètre par rapport à 2013. Au titre de l'exercice 2012, le concessionnaire avait indiqué que l'impact d'une correction d'erreur relative à la répartition statistique du patrimoine non localisé expliquait pour 17,9 M€ la hausse de la valeur des ouvrages en concession. Le concessionnaire n'a pas indiqué qu'un tel phénomène ou une anomalie analogue nécessiterait une correction en 2014.

Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages (Tableau 8)

Le tableau 8 met en évidence que l'intégralité des branchements est inscrite en immobilisations non localisées. 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.

Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées (Tableau 9)

Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées est stable sur les trois dernières années. Il convient de rappeler que la valeur des immobilisations non localisées rattachées à la concession est déterminée statistiquement, au prorata du nombre de clients, sans qu'il soit possible d'évaluer la cohérence économique de la méthode retenue. La méthode statistique retenue pour déterminer le montant des immobilisations non localisées est, selon l'autorité concédante, insatisfaisante, 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, soit près de 40% du patrimoine concédé.**

Tableau 6. Patrimoine en concession

En k€	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Immobilisations brutes (a)	782 041	756 162	734 285	691 194	666 833	642 154
Amortissements (b)	375 885	361 362	347 439	326 255	310 861	295 231
Valeur nette (a) – (b)	406 156	394 800	386 846	364 940	355 972	346 923
Taux d'amortissement (b) / (a)	48,06 %	47,79 %	47,32 %	47,2 %	46,6 %	46,0 %

Tableau 7. Variation de la valeur des ouvrages en concession

En k€	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Immobilisations brutes	782 041	756 162	734 285	691 194	666 833	642 154
Variations	3,4 %	9,4 %	6,2 %	3,7 %	3,8 %	5,8 %
Impact adhésions	-	-	-	0,8 %	1,2 %	1,4 %
Variation hors adhésions	3,4 %	9,4 %	6,2 %	2,9 %	2,6 %	4,4 %

Tableau 8. Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

Immobilisations brutes (en k€)	31/12/14	31/12/13	31/12/12	31/12/11
Canalisations HTA	197 576	190 676	185 283	179 326
- Dont aérien	275	279	281	325
- Dont souterrain	197 301	190 387	185 002	179 001
Canalisations BT	194 388	186 584	179 396	171 967
- Dont aérien	21 637	21 804	21 912	22 005
- Dont souterrain	172 751	164 780	157 484	149 962
Autres biens localisés	12 223	12 183	12 366	12 588
Postes HTA/BT	68 882	67 476	65 918	64 318
Total I – Localisé	473 069	456 919	442 963	428 199
Transformateurs	23 976	23 427	23 063	22 505
Branchements	232 757	223 810	216 348	193 035
Comptages	49 245	49 184	49 332	45 262
Autres ouvrages	2 994	2 821	2 578	2 192
Total II – Non localisé	308 972	299 242	291 332	262 995
Total général	782 041	756 161	734 285	691 194

Tableau 9. Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées

En k€	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Immobilisations en concession	782 041	756 161	734 285	666 833	642 154	606 707
Dont non localisées	308 972	299 242	291 322	254 689	247 541	233 588
Part non localisée	39,51 %	39,57 %	38,05 %	38,20 %	38,50 %	38,50 %

Lors des précédents rapports, l'autorité concédante avait souhaité 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. **Force est de constater, à regret, les difficultés du concessionnaire de localisation d'une part importante du patrimoine, en particulier pour ce qui concerne les branchements individuels et collectifs (colonnes montantes) qui sont, sans aucune ambiguïté technique ni géographique, des biens localisables.**

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 moins de 6% aujourd'hui⁽¹⁾. Ce ratio comptable étant basé sur la valeur historique des canalisations et du fait du différentiel de coût existant entre un ouvrage aérien et un ouvrage enfoui, il ne peut bien évidemment pas être considéré comme représentatif de la part des ouvrages aérien dans le patrimoine exprimée en linéaire.

(1) Moins de 3% de la valeur brute du patrimoine en concession.

Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

(Tableau 10)

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.** (cf. infra).

Le concessionnaire indique que les branchements sortis en 2014 sont ceux mis en service en 1974 et que leur valeur brute représentait 2 742 487,39 euros.

Les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2014 représentent au total 31,9 M€ – dont 6,1 M€ de remises gratuites et de participations – soit 4,2% de la valeur brute du réseau en début de période. Ils sont en augmentation par rapport à l'exercice 2013 qui avait enregistré des investissements sur le réseau à hauteur de 28,3 M€. Pour la partie localisée, ces investissements peuvent être décomposés entre renouvellement et extensions (voir tableau 11).

Les investissements présentés au titre du patrimoine non localisés (13,7 M€) ne sont pas décomposés pour identifier la part correspondant aux extensions de réseau de celle relative aux renouvellements.

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 pourtant un des enjeux les plus cruciaux du contrôle concessif.

Nota bene. Au cours du contrôle, un tableau identifiant pour chaque ligne de l'état "Investissements du concessionnaire sur la concession" figurant dans le Crac la part correspondant à des investissements de renouvellement a été transmis à l'autorité concédante. Malheureusement, ce tableau représentant les investissements revendiqués par le concessionnaire et non ceux inscrits à l'inventaire comptable de la concession tels qu'ils sont retracés dans le tableau 11 ci-après, il ne peut pas être exploité pour répondre aux questions que se pose l'autorité concédante.

En tout état de cause, la décomposition par finalité de l'état "Investissements du concessionnaire sur la concession" plutôt que par nature d'ouvrages limite l'intérêt du nouveau document communiqué sur un plan analytique.

Sous la réserve énoncée précédemment – donc hors renouvellement du patrimoine non localisé –, les investissements de renouvellement présentés correspondent à 1,6 % de la valeur brute du réseau en début d'exercice et 1 % de la valeur de remplacement du réseau.⁽¹⁾

Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession

(Tableau 12)

Il est à noter que pour la première année, la colonne dotation aux amortissements coïncide avec les montants présentés dans le compte d'exploitation de la concession.

Droits du concédant

(Tableau 13)

L'autorité concédante ne dispose d'aucun élément lui permettant d'assurer la traçabilité entre les éléments de la comptabilité d'ERDF⁽²⁾ et les valeurs des agrégats figurant dans le tableau 13. Ce dernier s'inspire de celui présenté par ERDF dans ses comptes annuels⁽³⁾ pour justifier la valeur de l'agrégat "Comptes spécifiques des concessions" figurant au passif de son bilan.

Eu égard aux limites posées à l'analyse qui tiennent aussi bien à l'absence de traçabilité des agrégats commu-

niqués qu'aux incertitudes sur l'analogie des agrégats avec ceux figurant au bilan d'ERDF ou au caractère non exhaustif des droits du concédant retracés (cf. infra), ce tableau est présenté sous toutes réserves et à titre essentiellement illustratif.

Traçabilité des chiffres présentés

L'autorité concédante regrette également que les données relatives aux droits du concédant ne lui soient pas transmises selon le même détail que les données relatives à l'inventaire du patrimoine localisé. Ainsi, il ne lui est pas possible de procéder à la reconstitution des financements réciproques (concédant/concessionnaire) sur la base des documents transmis et donc d'évaluer les conséquences potentielles des dispositions contractuelles liées à la fin de concession.

Signification des agrégats présentés

Les compléments d'informations obtenus au cours des contrôles précédents ont permis d'améliorer la compréhension des données transmises au titre de l'information sur les droits du concédant qui était jugée insuffisante, particulièrement depuis le changement de méthode survenu au 1^{er} janvier 2005.

Le droit en nature correspond à la valeur nette comptable 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'ERDF. 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 récupérée 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'ERDF sous l'intitulé "Financement du concessionnaire non amorti". L'agrégat "Dettes 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'ERDF. En pratique, il correspondrait aux prélèvements réalisés par le concessionnaire sur l'exploitation, au travers des dotations aux amortissements, pour reconstituer le financement du concédant. Le concessionnaire indique que cette pratique résulte des dispositions de l'article 10 du cahier des charges annexé à la convention de concession du service public de distribution d'énergie électrique.

(1) Soit 1 145 M€, voir infra.

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

(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'ils transmet dans le cadre du contrôle de la concession.

Tableau 10. Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

En M€	Valeur d'origine 2014	Corrections d'erreurs	Investissements ERDF	Remises gratuites ⁽¹⁾	Incidence de l'inventaire physique	Sorties-retraits	Valeur finale 2014
Immobilisations brutes	756,2	-	25,8	6,10	NC ⁽²⁾	6,0	782,0

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

(2) NC : non communiqué.

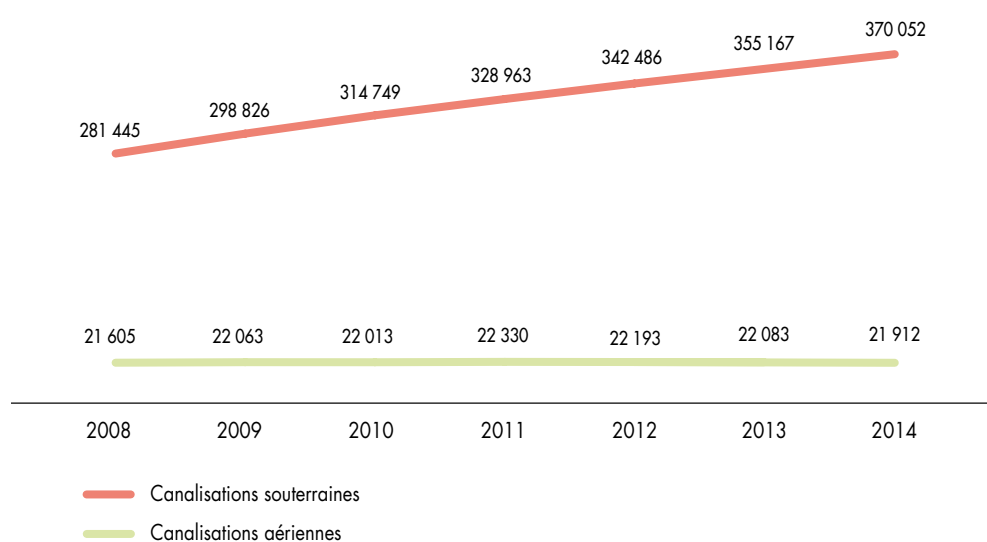
Tableau 11. Décomposition entre renouvellement et extension des investissements

En M€	Extensions	Renouvellements	Total
Immobilisations localisées	6,3	11,9	18,2
Immobilisations non localisées	NC	NC	13,7
Ensemble patrimoine			31,9

Tableau 12. Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession, variation 2013-2014

En M€	Valeur d'origine 2014	Variation de périmètre	Investissements	Retraits nets	Dotation aux amortissements	Valeur finale 2014
Immobilisations nettes	394,8	-	31,9	0,6	19,9	406,2

Graphique 1. Canalisations aériennes et souterraines dans le patrimoine



Au total, le droit du concédant correspondrait ainsi 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.

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.

> Le montant des provisions prélevé sur les recettes issues de l'exploitation du domaine concédé pour faire face à l'obligation issue des termes de l'article 10 du cahier des charges de la concession et reprises en produits au compte de résultat de la concession.

De plus, l'analyse de 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.

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 206 M€ (voir tableau 14), 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.

Le contrôle subit une limitation forte sur le sujet des droits du concédant.

Provision pour renouvellement

(Tableau 14)

En 2007, une diminution de la provision relative aux biens non localisés avait été observée suite à un changement comptable relatif au matériel de comptage (impact -5,8 M€). Depuis lors, la baisse des provisions concernant ces mêmes biens, se poursuit, sans que de nouveaux changements comptables soient évoqués par le concessionnaire.

En 2011, et pour la première fois, la provision globale a subi une décroissance en euros courants. La baisse constatée est consécutive au changement comptable pratiqué par le concessionnaire.

Tableau 13. Revue analytique des droits du concédant

En k€	Sens	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Immobilisations brutes hors réévaluations	+	782 041	755 468	715 315	671 188	645 913	620 451
Réévaluation de 1959 nette	+	2	7,2	5	5	5	5
Réévaluation de 1976 nette	+	- 180	687	99	198	344	557
Dépréciations des immobilisations hors réévaluations	-	375 885	361 362	328 573	306 452	290 291	274 089
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	405 978	394 800	386 846	364 940	355 972	346 924
Financement théorique du concessionnaire restant à récupérer	(b)	201 421	197 658	196 821	187 708	184 668	180 314
Dette du concessionnaire vis à vis du concédant	(c)	155 844	148 589	141 869	130 571	121 915	115 628
Droit du concédant net	(a - b + c)	360 400	345 731	331 694	307 602	293 219	282 238
Financement net théorique du concessionnaire	(b-c)	45 578	49 069	55 152	57 138	62 753	64 686

Tableau 14. Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession, variation 2013-2014

En k€	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Biens localisés	171 837	172 418	173 230	179 246	178 158	171 171
Biens non localisés	34 997	39 992	44 920	48 241	50 479	52 839
Total	206 833	212 411	218 150	227 487	228 637	224 010
Evolution en %	- 5,19 %	- 6,63 %	- 4,10 %	- 0,50 %	2,07 %	5,29 %
Valeur de remplacement	1 144 775	1 129 097	1 108 870	1 050 243	1 012 954	988 484
Taux de couverture	18,1 %	18,8 %	19,7 %	21,7 %	22,6 %	22,7 %
Valeur brute	782 041	756 162	734 285	691 192	666 833	642 154
Taux de couverture	26,4 %	28,1 %	29,7 %	32,9 %	34,3 %	34,9 %

Tableau 15. Reconstitution de la variation 2012-2013 de la provision pour renouvellement

Solde 2013	Impact correction d'erreurs	Dotations	Affectation de la provision au renouvellement	Reprises de provisions devenues sans objet	Reprises exceptionnelles (changements comptables)	Solde 2014
212,4	N/A	4,0	[.....9,6.....]		N/A	206,8

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	-	-	(84,7)	(383,6)	9 573,4

Source : comptes annuels 2014 d'ERDF.

Le report de la date de renouvellement théorique des canalisations aériennes torsadées basse tension – par l’allongement de leur durée de vie comptable de quarante à cinquante ans – au-delà de l’échéance du contrat de concession (2024) a entraîné⁽¹⁾ :

> Une reprise mécanique (page 92 du Crac 2011) de la provision existante pour 3,9 M€, non comptabilisée dans le résultat de la concession car considérée comme exceptionnelle.

> Une moindre dotation à la provision au titre de l’exercice 2012 évaluée à – 0,5 M€.

Ainsi, au total, le changement comptable opéré en 2011 aboutirait, dès l’exercice 2012, à une diminution de 4,4 M€ de la provision disponible.

En 2012, un nouveau changement de méthode a été pratiqué par le concessionnaire. L’annexe aux comptes annuels de la société ERDF indiquait alors :

“Dans la continuité des travaux conduits de 2005 à 2007, un projet pluriannuel de réexamen des durées de vie a été lancé en 2011. (...) Les études ont porté (...) en 2012 sur les transformateurs HTA-BT; elles ont conduit à réestimer la durée de vie (...) des transformateurs HTA-BT de trente ans à quarante ans.”

Le concessionnaire a indiqué que ce changement comptable aurait eu les impacts suivants :

> Une reprise de la provision existante pour 2,3 M€, non comptabilisée dans le résultat de la concession car considérée comme exceptionnelle.

> Une moindre dotation à la provision au titre de l’exercice 2012 évaluée à – 0,2 M€.

Ainsi, au total, le changement comptable opéré en 2012 aurait abouti à une diminution complémentaire de 2,5 M€ de la provision disponible.

Il convient de noter que les effets des changements comptables opérés sont cumulatifs et qu’en conséquence ce sont donc 0,7 M€⁽²⁾ de minoration de la dotation aux provisions pour renouvellement pratiquée en 2014 qui résultent des deux changements qui ont été successivement opérés.

Nota bene : les effets pluriannuels de ces changements comptables ont fait l’objet d’une tentative d’évaluation figurant au tableau I de ce rapport.

En ce qui concerne l’exercice contrôlé, le Crac (page 64) indique : “Les travaux se sont poursuivis en 2013 et 2014 sur les canalisations basse tension souterraines et ont conduit au maintien, à ce stade, de la durée de vie de quarante ans (...)” et ne fait donc

pas apparaître de nouveaux changements comptables susceptibles de conduire à une minoration de la provision pour renouvellement ni en 2013, ni sur 2014.

Pourtant, cette provision poursuit sa décroissance puisque ce sont 21,8 M€ qui ont disparu en quatre ans, et ce alors qu’une correction d’erreur de + 2,9 M€ avait été enregistrée par le concessionnaire en 2012. La baisse réelle sur quatre ans est donc proche de 25 M€.

Il apparaît donc, au-delà des reprises exceptionnelles de provisions liées aux changements comptables opérés en 2008, 2011 et 2012, que 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 près de 35 % à 26 %.

Reconstitution de la variation de la provision pour renouvellement

(Tableau 15)

La tendance à la baisse évoquée dans ce tableau est manifeste : en l’absence de tout changement comptable en 2014, la dotation est inférieure de plus de la moitié aux diminutions de provisions.

(2) 0,5 M€ au titre du changement opéré en 2012 plus 0,2 M€ au titre du changement opéré en 2013. L’effet du changement comptable réalisé pour les compteurs n’a pas été évalué et vient donc s’additionner à ces effets.

(1) Aucun justificatif n’a été présenté à l’autorité concédante à l’appui de ces chiffres.

Enfin, il apparaît de nouveau que le concessionnaire n'a pas souhaité communiquer les informations sous la forme demandée, c'est-à-dire en dissociant les reprises de provisions sans objet des affectations aux droits du concédant. Pourtant, cette distinction apparaît dans les comptes nationaux du concessionnaire (voir note 22, page 103).

Il apparaît donc que le système d'information du concessionnaire est en capacité de produire cette information et qu'il n'y a aucune raison que l'autorité concédante en soit privée.

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.

Pour la première année, la colonne dotation aux provisions coïncide avec le montant présenté dans le compte d'exploitation de la concession. Par contre, le rapprochement entre les reprises imputées en produits dans le compte d'exploitation et le montant des diminutions de provision, présenté ci-dessus, reste impossible.

Il est également rappelé que les demandes d'explications formulées depuis le rapport 2012 pour justifier la baisse des dotations de 9 M€ en 2011 à 5,1 M€ en 2012 sont restées sans réponse à ce stade. En effet, l'impact des changements comptables opérés pratiqués tel qu'il a été présenté ci-dessus représente seulement 0,7 M€.

Le concessionnaire est donc invité à expliciter plus complètement les changements comptables opérés et à justifier cet écart.

De plus, 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. Aucun plan de renouvellement n'a été transmis ni présenté à l'autorité concédante, la provision étant manifestement calculée sur la base d'une date statistique de renouvellement définie à partir de la durée de vie théorique de chaque catégorie d'ouvrage.

En conclusion, il est constaté que les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation) ainsi que le détail des informations permettant de justifier sa variation ne lui ont pas été transmis. Ces limitations relatives à l'information transmise ne permettent à l'autorité concédante de se forger une conviction ni sur le caractère suffisant de la provision ni sur sa correcte utilisation pour alimenter les droits du concédant. En tout état de cause, les constatations réalisées dans le cadre des contrôles sur pièces tendent à montrer que les principes retenus sont de nature à minorer les droits du concédant.

En effet, il est notamment apparu, lors de ses contrôles sur pièces, que lorsque la provision statistiquement constituée au titre d'un élément d'inventaire pris isolément n'est pas suffisante pour financer le bien remplaçant, alors seule la valeur de la provision statistique figurant sur la ligne concernée est affectée au renouvellement et donc considérée comme un financement du concédant. Ce principe semble contradictoire avec la notion de provision statistique. Comme cela a été évoqué précédemment, les provisions statistiques **constituent une entorse aux principes comptables** qui supposeraient qu'une évaluation individuelle soit réalisée.

Si l'on peut comprendre que la méthode statistique simplifie la tâche du concessionnaire, il ne peut être admis que cette simplification se fasse au détriment des intérêts du concédant. En l'occurrence, toute approche statistique augmente le risque d'erreur sur le calcul de la provision nécessaire, et ce dans les deux sens (survalorisation ou sous-valorisation). En conséquence, lorsque la provision constituée de façon unitaire apparaît insuffisante, il convient soit de constater ponctuellement une dotation complémentaire, soit d'aller prélever le complément dans le stock global de provision, les écarts négatifs étant compensés par les écarts positifs.

En l'occurrence, et eu égard au caractère très peu affiné de l'évaluation des valeurs probables de renouvellement (peu de catégories d'ouvrage) et à la très faible corrélation entre les montants disponibles et les montants réellement nécessaires qui apparaît lors des travaux de contrôle sur pièces, 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 réels.

Dès lors, le concessionnaire est invité à :

> Pratiquer des dotations complémentaires en cas d'insuffisance, sachant que la charge correspondante se compense 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.

L'autorité concédante juge que les termes du contrat de concession et les montants de provisions disponibles l'autorisent à considérer que l'ensemble des besoins de financement liés aux renouvellements qui ont été réalisés depuis l'origine du contrat ont été de fait financés grâce à la provision pour renouvellement disponible et qu'il n'est donc pas envisageable de considérer qu'en cas de provision unitaire insuffisante l'écart puisse constituer un financement du concessionnaire.

Les sommes disponibles au bilan de la concession au 31/12/2014 au titre de la provision pour renouvellement représentent dorénavant 206 M€, soit plus de 20 M€ à consommer pour chacune des dix années restant à courir d'ici le terme de la concession.

On constate donc 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⁾.

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. 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, justification des montants repris car considérés comme sans objet.

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

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. Elle insiste sur le fait que parmi ces origines de financement, les apports et/ou les contributions versées par des tiers doivent être identifiés, y compris lorsqu'il s'agit de contributions inscrites en recettes d'exploitation de la concession par le concessionnaire.

■ Compte de résultat de la concession de distribution d'électricité

Principes d'élaboration et résultats d'exploitation

(Tableau 16)

La présentation du compte d'exploitation a été modifiée en 2005 pour tenir compte de la dissociation des activités d'acheminement et de fourniture d'électricité.

Dans le cadre de cette dissociation, il n'existe plus de recettes de vente d'énergie au niveau de la concession, mais uniquement des recettes d'acheminement. En contrepartie, il n'y a plus d'achat d'énergie, mais un coût d'accès au réseau.

Un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune). Il s'agit :

- > Des recettes d'acheminement.
- > Des prestations et des facturations de raccordement.
- > De la production stockée et immobilisée.
- > Des redevances de concession.
- > Des impôts fonciers (TF, CFE).
- > Des dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

Pour le reste, le concessionnaire ne réalise pas l'affectation directe des charges et des produits sur le périmètre de la concession. Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille régionale et également nationale.

En conséquence, la présentation d'un compte d'exploitation à la maille de la concession est donc en grande partie obtenue sur la base d'une répartition des charges enregistrées sur ces deux niveaux. Cette répartition 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 kilowattheures facturés et pour la contribution au CAS Facé au prorata des kilowattheures acheminés en BT.

Le compte d'exploitation produit au titre de 2014 fait apparaître pour la quatrième année consécutive la notion de "charges centrales" à hauteur de 8 M€. Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. Il convient de préciser l'agrégat "charges centrales". Il ne correspond pas à une notion comptable normalisée ce qui rend impossible de définir la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

Il est ainsi 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. Il convient également de rappeler l'absence 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).

Principales évolutions du compte d'exploitation

On constate sur l'exercice 2014 une baisse du résultat (20 M€ en 2014 contre 26 M€ en 2013) liée principalement à une baisse de la marge d'acheminement qui décroît de 3 M€. Il apparaît que la diminution de 10% des volumes acheminés, liée au contexte climatique, ne se retrouve que partiellement dans la marge, dont la diminution est limitée à -1,8%.

Le concessionnaire a donc bénéficié d'effets prix et coûts favorables :

> Baisse limitée à 5,8% du chiffre d'affaires pour 10% de volumes acheminés en moins.

> Baisse de 14% des coûts d'accès au réseau amont.

> Baisse de 25% des achats de pertes⁽¹⁾.

Malgré son recul, la marge sur acheminement reste cependant supérieure à celle observée en 2012.

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

> Une diminution de 2 M€ de la production stockée et immobilisée. Le concessionnaire indique que celle-ci est liée à la diminution des investissements sur les postes sources.

(1) Le concessionnaire indique avoir bénéficié d'un taux de perte réduit et de l'accès au tarif Arenh.

> Une stagnation globale des charges hors acheminement et pertes. Cette stagnation recouvre plusieurs phénomènes concurrents à :

- Une baisse de 2,5 M€ des consommations externes.

- Une hausse de 0,7 M€ des charges de personnel.

- Une hausse de 1,2 M€ de charges centrales (+17%), liées aux fonctions assumées par le siège.

- Une hausse de 1,5 M€ des dotations, dont 0,7 M€ au titre des autres dotations d'exploitation que le concessionnaire justifie par la hausse des amortissements sur les biens propres, en particulier ceux relatifs aux postes sources.

Points particuliers

Depuis l'exercice 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 facturé 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.

Sur ce 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.**

Il apparaît que la croissance constante des recettes de production immobilisée⁽²⁾ observée depuis 2009 subit un coup d'arrêt. Leur niveau reste cependant équivalent à celui observé en 2011 et est nettement supérieur à celui enregistré de 2008 à 2010. Ces charges immobilisées représentent 45% des sommes investies par le concessionnaire : 11,7 M€ pour 25,8 M€. Ce phénomène a pour conséquence d'accroître la valeur des immobilisations entrant en concession au titre des financements du concessionnaire et donc susceptibles de donner droit à une récupération via l'amortissement ou via le versement d'une éventuelle indemnité.

Même en recul, la part de la production immobilisée reste très élevée dans le financement du concessionnaire et devra donner lieu à des explications complémentaires lors des prochains contrôles.

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

Tableau 16. Comparaison des résultats d'exploitation du réseau concédé

En k€		2014	2013	2012	2011	2010
Recettes d'acheminement	a	226 374	239 404	228 069	214 637	214 248
Coût accès au réseau amont	b	43 130	49 083	46 768	44 256	45 494
Achats énergie couverture pertes	c	15 965	19 961	20 415	19 456	21 017
Marge acheminement	(a-b-c)	167 279	170 360	160 886	150 925	147 737
Recettes de raccordement et prestations	d	6 675	6 561	5 365	3 859	2 579
Recettes de prestations	e	3 687	3 531	3 349	3 266	3 362
Autres recettes	f	6 347	7 002	6 640	6 705	6 528
Production stockée et immobilisée	g	11 694	13 579	12 609	11 510	9 829
Reprises sur amortissements et provisions	h	9 500	10 639	8 606	10 624	5 753
Autres produits	i	1 495	954	1 190	1 282	993
Total des produits	(d+e+f+g+h+i)	265 772	281 670	265 828	251 883	243 292
Autres consommations externes		37 006	39 514	39 386	36 480	39 706
Redevance de concession (R1+R2)		3 474	3 758	3 158	3 394	3 216
Contribution au Facé		8 076	8 174	8 136	7 887	7 185
Impôts, taxes versements assimilés		6 676	6 336	5 973	5 682	5 449
Charges de personnel		36 079	35 318	33 634	31 126	32 957
Autres charges		8 150	9 391	5 839	5 819	6 721
Charges centrales		8 026	6 841	6 940	6 876	
Dotation aux amortissements		19 947	19 150	17 863	18 290	16 349
Dotation aux provisions		4 038	4 292	4 775	4 948	9 967
Autres dotations d'exploitation		19 573	18 815	12 867	13 068	10 734
Total des charges		210 140	220 633	205 754	197 282	198 795
Contribution à l'équilibre	l	35 668	35 210	35 273	38 988	40 226
Résultat	2	19 964	25 827	25 312	15 613	4 271

Tableau 17. Analyse de la contribution du domaine concédé au résultat d'ERDF

En k€		2014	2013	2012	2011	2010
Résultat	2	19 964	25 827	25 312	15 613	4 271
Contribution au résultat d'ERDF	l+2	55 632	61 037	60 585	54 601	44 497
% recettes d'acheminement		24,6 %	25,5 %	26,6 %	25,4 %	20,8 %

Enfin, il est à noter que – pour la première fois – les chiffres relatifs aux dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement du domaine concédé, soit respectivement 19,9 M€ et 4 M€, coïncident avec ceux présentés au titre de la justification de la variation du montant total des deux agrégats concernés. Par contre, le rapprochement entre les reprises sur amortissements et les provisions demeure impossible. De plus, il apparaît que le mécanisme de dotation/reprise sur provision a opéré une inversion depuis 2011 : les comptes 2010 subissaient une dotation nette de 4,2 M€, alors que ceux de 2014 enregistrent une reprise nette de 5,4 M€.

Ce calcul confirme le mouvement tendanciel d'assèchement des provisions constaté sur le stock de provision pour renouvellement figurant au bilan de la concession.

Analyse de la contribution du domaine concédé au résultat d'ERDF

(Tableau 17)

On constate que la contribution totale de la concession au résultat d'ERDF, qui représente toujours près du quart des recettes d'acheminement, diminue par rapport à 2013.

Par ailleurs, il convient de rappeler que le domaine concédé contribue également au résultat de la maison-mère EDF au travers des facturations de prestations de services qui sont supportées par ERDF puis réparties sur les concessions, notamment au travers de l'agrégat "charges centrales", qui a augmenté de 17% en 2014.

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, soit un flux disponible avant investissements, en hausse continue sur cinq ans, qui approche le taux de 40% des recettes d'acheminement. Sur ces 90 M€, 36 sont consacrés à la péréquation et 26 à la part des investissements financée par le concessionnaire. Il apparaît donc, quel que soit le niveau de lecture, que l'exploitation 2014 a permis de dégager un flux de trésorerie disponible significatif à destination du concessionnaire.

En outre, il convient de noter que les chiffres présentés ci-dessus 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 la concession.

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 ci-dessus, ont représenté respectivement 3,9 M€ puis 2,3 M€.

Charges d'entretien et de maintenance

Dans la mesure où les éléments figurant au tableau 19 ne sont pas justifiés par la production d'état de réconciliation avec la comptabilité d'ERDF, notamment au regard du compte de résultat précédemment présenté, il est difficile d'exprimer un avis sur leur significativité.

Tableau 18. Analyse de la capacité d'autofinancement dégagée par l'exploitation du domaine concédé

En M€	2014	2013	2012	2011	2010
Résultat apparent (produits-charges)	19,9	25,8	25,3	15,6	4,3
Péréquation prélevée	35,7	35,2	35,3	39,0	40,2
Résultat avant péréquation	55,6	61,0	60,6	54,6	44,5
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	43,6	42,3	35,5	36,3	37,1
Produits non encaissés (reprises de provisions)	9,5	10,6	8,6	10,6	5,8
Capacité d'autofinancement théorique	89,7	92,7	87,5	80,3	75,8
% recettes acheminement	39,6 %	38,7 %	38,4 %	37,4 %	35,4 %

Tableau 19. Charges d'exploitation et de maintenance

En k€	2014	2013	2012	2011	2010
Postes sources	1 239	968	879	880	826
Réseau HTA	653	416	423	424	308
Postes DP	572	527	531	532	471
Réseau BT	458	264	246	247	218
Total	2 922	2 175	2 079	2 083	1 823



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

L'amélioration, année après année, de la précision des éléments financiers – notamment des recettes de raccordement communiquées à compter de 2014 sur la base de la réalité des factures établies à la maille de la concession (et non plus à celle d'une clef de répartition) –, laisse toutefois subsister une grande majorité des charges toujours réparties dans le compte d'exploitation de la concession sur la base de règles purement statistiques plutôt que sur la base d'une affectation directe ou d'une imputation analytique affinée. L'autorité concédante le regrette.

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'ERDF et 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 concer-

nés. Ce progrès doit être 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.

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 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.

> L'absence de distinction entre biens de premier établissement et biens renouvelants dans l'inventaire des biens en concession.

> La justification du montant des amortissements reconstitués en contrepartie des financements du concédant.

> 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 de provisions pour renouvellement et des éventuelles reprises d'amortissements au compte de résultat en lien avec l'évolution des postes de bilan associé (provision pour renouvellement, amortissement 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.

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. Toutefois, 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 de la concession du contrôle :

> La valorisation des éléments de patrimoine relatifs aux opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du Sigeif doit être conforme aux coûts réels engagés.

> Les participations aux coûts de raccordement versées par les tiers 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 apports de tiers (ex remise gratuite) et 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 ERDF ne garantissent pas que les immobilisations remplaçantes soient intégralement imputées 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.

Enfin, l'autorité concédante rappelle également qu'elle se considère insuffisamment informée quant aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1^{er} 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.

ANNEXES

Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2014 (en m)

	Réseau HTA (en m)			Nombre de postes DP + mixtes	Réseau BT (en m)				Total (HTA-BT)	Réseau BT souterrain (%)
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total		
Aulnay-sous-Bois	-	181 708	181 708	203	47 889	45 957	141 578	235 424	417 132	60,14
Ballainvilliers	196	25 644	25 840	25	964	3 598	24 143	28 705	54 545	84,11
Le Blanc-Mesnil	-	87 722	87 722	108	26 684	29 847	95 229	151 760	239 482	62,75
Bois-d'Arcy	-	27 659	27 659	45	2 463	7 524	42 677	52 664	80 323	81,04
Boissy-Saint-Léger	-	26 372	26 372	47	4 799	6 587	49 125	60 511	86 883	81,18
Brou-sur-Chantereine	-	7 031	7 031	13	3 192	2 481	10 672	16 345	23 376	65,29
Carrières-sur-Seine	-	46 484	46 484	47	11 265	7 526	47 109	65 900	112 384	71,49
La Celle-Saint-Cloud	-	44 092	44 092	61	5 441	7 739	70 617	83 797	127 889	84,27
Champlan	-	25 962	25 962	25	1 558	7 278	14 109	22 945	48 907	61,49
Chatou	-	66 974	66 974	85	21 684	9 449	80 633	111 766	178 740	72,14
Chaville	-	29 082	29 082	45	1 425	1 622	51 232	54 279	83 361	94,39
Chelles	-	139 563	139 563	167	24 670	48 946	127 701	201 317	340 880	63,43
Le Chesnay	-	44 410	44 410	86	6 584	8 011	67 062	81 657	126 067	82,13
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	6 044	2 764	47 429	56 237	79 058	84,34
Épinay-sous-Sénart	-	30 626	30 626	32	-	381	30 096	30 477	61 103	98,75
Fontenay-le-Fleury	1 359	22 173	23 532	36	961	1 339	34 487	36 787	60 319	93,75
Gagny	-	48 362	48 362	102	28 315	42 397	59 794	130 506	178 868	45,82
Garches	-	54 339	54 339	63	6 652	4 918	43 028	54 598	108 937	78,81
Jouy-en-Josas	804	29 566	30 370	42	3 837	10 169	27 542	41 548	71 918	66,29
Limeil-Brévannes	157	61 157	61 314	69	7 649	10 065	63 546	81 260	142 574	78,20
Livry-Gargan	-	69 029	69 029	101	29 232	38 763	69 867	137 862	206 891	50,68
Longjumeau	-	45 314	45 314	69	3 721	4 303	71 159	79 183	124 497	89,87
Maisons-Laffitte	-	39 541	39 541	81	2 853	31 516	72 077	106 446	145 987	67,71
Mandres-les-Roses	-	16 384	16 384	22	753	5 776	27 405	33 934	50 318	80,76
Marcoussis	4 303	38 683	42 986	55	3 808	18 227	39 894	61 929	104 915	64,42
Margency	-	4 812	4 812	12	684	1 806	10 429	12 919	17 731	80,73
Marne-la-Coquette	-	8 948	8 948	9	-	-	10 757	10 757	19 705	100,00
Marolles-en-Brie	-	20 173	20 173	30	-	-	38 819	38 819	58 992	100,00
Massy	103	190 481	190 584	147	9 611	6 931	117 219	133 761	324 345	87,63
Meudon	-	115 776	115 776	117	4 419	9 467	100 117	114 003	229 779	87,82
Mitry-Mory	4 024	78 495	82 519	56	3 112	5 860	38 252	47 224	129 743	81,00
Montesson	-	35 706	35 706	53	5 817	6 168	60 913	72 898	108 604	83,56
Montfermeil	-	43 566	43 566	73	21 742	26 647	46 685	95 074	138 640	49,10
Morangis	-	34 973	34 973	55	26 309	5 258	44 186	75 753	110 726	58,33
Neuilly-Plaisance	-	59 186	59 186	69	10 277	21 084	40 987	72 348	131 534	56,65
Noisy-le-Grand	-	191 926	191 926	200	20 246	42 931	137 016	200 193	392 119	68,44
Nozay	268	14 716	14 984	24	237	2 516	23 497	26 250	41 234	89,51
Orsay	-	60 332	60 332	65	16 836	17 071	52 907	86 814	147 146	60,94
Périgny-sur-Yerres	-	10 619	10 619	13	131	990	17 608	18 729	29 348	94,01
Le Raincy	-	20 797	20 797	51	9 082	13 439	32 485	55 006	75 803	59,06
Rocquencourt	-	18 279	18 279	13	-	780	12 374	13 154	31 433	94,07
Rueil-Malmaison	-	221 723	221 723	222	18 805	28 074	211 295	258 174	479 897	81,84
Saint-Cloud	-	87 619	87 619	97	-	-	85 172	85 172	172 791	100,00
Saint-Cyr-l'École	229	55 594	55 823	53	8 960	4 228	45 144	58 332	114 155	77,39
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 023	20 348	37	4 059	10 220	17 419	31 698	52 046	54,95

Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2014 (en m)

	Réseau HTA (en m)			Nombre de postes DP + mixtes	Réseau BT (en m)				Total (HTA-BT)	Réseau BT souterrain (%)
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total		
Servon	588	24 971	25 559	18	1 847	2 976	23 123	27 946	53 505	82,74
Sevran	-	78 991	78 991	98	17 979	21 565	87 186	126 730	205 721	68,80
Sèvres	-	42 479	42 479	66	3 301	2 949	60 619	66 869	109 348	90,65
Tremblay-en-France	-	198 968	198 968	137	28 815	33 816	88 656	151 287	350 255	58,60
Vaires-sur-Mame	-	19 922	19 922	37	9 032	9 721	31 368	50 121	70 043	62,58
Vaucresson	-	28 880	28 880	31	3 773	1 998	38 510	44 281	73 161	86,97
Vaujours	-	21 069	21 069	21	4 047	7 700	16 562	28 309	49 378	58,50
Vélizy-Villacoublay	-	101 906	101 906	89	-	-	72 362	72 362	174 268	100,00
Verrières-le-Buisson	-	33 108	33 108	58	13 541	11 104	58 919	83 564	116 672	70,51
Versailles	-	195 637	195 637	276	10 090	10 063	226 768	246 921	442 558	91,84
Le Vésinet	-	32 484	32 484	50	19 676	6 826	66 652	93 154	125 638	71,55
Ville d'Avray	-	18 403	18 403	33	878	1 159	30 569	32 606	51 009	93,75
Villebon-sur-Yvette	-	49 211	49 211	76	4 496	7 784	59 504	71 784	120 995	82,89
Villeparisis	-	48 776	48 776	89	10 231	29 569	51 239	91 039	139 815	56,28
Villepinte	-	104 516	104 516	110	10 810	21 806	89 473	122 089	226 605	73,29
Viroflay	-	22 852	22 852	46	8 750	4 647	38 313	51 710	74 562	74,09
Wissous	-	32 774	32 774	44	6 378	5 046	35 640	47 064	79 838	75,73
Total	13 356	3 597 141	3 610 497	4 367	566 977	750 588	3 651 282	4 968 847	8 579 344	73,48

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	24 335	13 421	27 941	4 216	2 088	163 423	53
Ballainvilliers	4 489	8 900	5 914	734	-	8 668	33
Le Blanc-Mesnil	15 977	18 421	26 046	8 628	41 462	41 226	36
Bois-d'Arcy	14 019	3 738	9 182	1 065	516	24 144	40
Boissy-Saint-Léger	6 928	15 159	9 361	3 840	29	25 194	40
Brou-sur-Chantereine	3 202	887	5 733	-	163	6 360	37
Carrières-sur-Seine	5 671	12 260	25 925	3 136	68	18 840	35
La Celle-Saint-Cloud	13 618	13 116	34 181	2 762	109	20 011	32
Champlan	2 218	6 145	4 704	1 059	712	8 107	38
Chatou	8 890	16 182	29 976	7 910	1 033	47 775	42
Chaville	15 803	11 543	6 298	225	401	20 009	33
Chelles	23 521	25 549	150 068	372	477	1 330	21
Le Chesnay	6 194	7 566	7 432	437	28	60 000	55
Courtry	2 827	1 845	12 466	-	380	18 578	45
Croissy-sur-Seine	6 307	8 918	24 413	3 651	105	12 843	32
Épinay-sous-Sénart	3 787	3 159	1 909	934	13 717	6 971	42
Fontenay-le-Fleury	4 496	5 086	2 700	16	75	24 414	50
Gagny	11 219	12 423	39 885	10 084	42 369	14 526	33
Garches	6 399	5 911	6 623	930	682	34 053	49
Jouy-en-Josas	3 031	3 878	5 717	184	230	28 508	53
Limeil-Brévannes	15 970	13 294	14 333	1 709	-	35 954	39
Livry-Gargan	10 060	12 351	20 095	1 139	-	94 217	53
Longjumeau	7 797	5 459	16 974	7 640	3 854	37 459	45
Maisons-Laffitte	9 030	8 405	9 614	871	559	77 967	55
Mandres-les-Roses	1 654	4 767	16 016	720	-	10 777	37
Marcoussis	7 335	11 254	20 551	6 377	7 769	8 643	31
Margency	601	2 987	2 211	383	961	5 776	43
Marnes-la-Coquette	938	2 331	4 695	-	-	2 793	32
Marolles-en-Brie	693	2 980	17 443	2 745	-	14 958	42
Massy	22 363	12 283	33 017	2 996	4 478	58 624	41
Meudon	17 990	15 394	18 636	6 622	18 405	36 956	38
Mitry-Mory	11 819	10 378	14 602	-	-	10 425	27
Montesson	11 153	8 517	39 205	2 287	-	11 736	29
Montfermeil	8 508	20 812	16 291	15 895	20 025	13 543	31
Morangis	6 721	8 719	9 484	2 385	4 113	44 331	49
Neuilly-Plaisance	6 001	7 728	12 659	19 439	20 233	6 288	34
Noisy-le-Grand	17 518	25 315	83 355	42 279	22 385	9 341	28
Nozay	3 206	8 913	7 613	2 476	2 666	1 376	25
Orsay	7 885	16 969	16 369	3 167	4 807	37 617	42
Périgny-sur-Yerres	3 378	3 222	3 820	31	-	8 278	40
Le Raincy	3 854	6 813	5 100	1 422	31 669	6 148	38
Rocquencourt	530	1 073	880	-	417	10 254	58
Rueil-Malmaison	30 806	40 564	104 112	14 887	1 093	66 712	33
Saint-Cloud	15 254	18 485	9 892	1 202	1 593	38 746	40
Saint-Cyr-l'École	9 046	4 103	8 658	1 057	246	35 222	48
Saulx-les-Chartreux	3 675	5 497	8 959	1 853	613	11 101	38
Servon	4 120	7 772	7 656	6 492	1 729	177	24
Sevran	12 862	9 997	22 600	2 272	631	78 368	50
Sèvres	11 661	10 083	12 661	306	495	31 663	41
Tremblay-en-France	11 228	17 115	34 467	2 949	-	85 528	47
Vaires-sur-Marne	6 132	4 976	16 518	17	-	22 478	41
Vaucresson	13 706	5 269	5 760	375	201	18 970	36
Vaujours	3 462	2 513	5 639	-	-	16 695	48
Vélizy-Villacoublay	8 933	6 978	21 120	180	62	35 089	42
Verrières-le-Buisson	5 118	6 022	18 940	9 017	846	43 621	48
Versailles	27 382	20 115	20 465	454	1 456	177 049	54
Le Vésinet	8 070	13 346	29 496	8 167	1 167	32 908	38
Ville-d'Avray	3 659	2 831	13 707	104	1 307	10 998	37
Villebon-sur-Yvette	12 613	14 355	23 115	5 707	5 023	10 971	29
Villeparisis	6 993	11 541	39 576	741	49	32 139	37
Villepinte	12 022	12 826	33 594	1 919	869	60 859	44
Viroflay	8 126	5 848	8 742	105	-	28 889	45
Wissous	6 718	3 840	13 726	1 255	329	21 196	42
Total	579 521	628 147	1 278 840	229 825	264 694	1 987 820	40,3

Données issues de la base comptable Iris

Communes	< 10 ans	< 20 ans	< 30 ans	< 40 ans	< 50 ans	≥ 50 ans	Total général	Âge moyen
Aulnay-sous-Bois	21 808	21 054	30 757	46 863	74 940	39 017	234 439	35
Ballainvilliers	3 160	8 994	8 825	5 773	796	376	27 924	21
Le Blanc-Mesnil	15 058	19 020	18 919	9 491	45 311	44 496	152 295	37
Bois-d'Arcy	14 471	4 257	6 775	13 838	8 657	5 554	53 552	28
Boissy-Saint-Léger	6 187	12 905	12 828	12 523	11 717	3 225	59 385	27
Brou-sur-Chantereine	2 981	1 698	4 744	2 349	4 717	296	16 785	26
Carrières-sur-Seine	5 246	9 841	22 136	8 014	18 074	1 336	64 647	29
La Celle-Saint-Cloud	12 152	20 563	18 104	8 606	18 889	5 109	83 423	26
Champlan	1 586	5 220	5 999	3 266	5 576	903	22 550	28
Chatou	8 655	15 290	23 990	20 034	31 151	11 409	110 529	33
Chaville	15 684	10 991	8 000	6 769	7 232	3 172	51 848	22
Chelles	18 259	24 838	35 951	44 260	43 106	34 364	200 778	33
Le Chesnay	5 797	8 809	12 613	13 175	38 682	5 751	84 827	35
Courtry	2 323	3 448	13 010	16 231	637	-	35 649	27
Croissy-sur-Seine	7 405	4 974	21 193	7 374	11 370	3 267	55 583	28
Épinay-sous-Sénart	3 469	5 754	4 583	1 905	14 297	-	30 008	31
Fontenay-le-Fleury	4 507	4 509	8 322	2 580	7 131	9 496	36 545	33
Gagny	11 754	8 962	20 474	24 604	39 769	23 503	129 066	35
Garches	5 532	7 974	11 079	8 677	12 341	6 313	51 916	31
Jouy-en-Josas	2 994	3 422	12 609	8 569	11 446	4 726	43 766	32
Liméil-Brévannes	3 877	5 318	8 390	7 578	27 212	3 261	55 636	35
Livry-Gargan	15 057	10 920	18 320	9 159	21 558	4 897	79 911	27
Longjumeau	9 834	11 564	20 284	27 670	46 118	22 827	138 297	36
Maisons-Laffitte	6 211	9 522	11 560	14 241	31 807	5 177	78 518	34
Mandres-les-Roses	8 555	11 043	21 631	21 630	37 763	6 851	107 473	33
Marcoussis	936	6 872	18 492	4 874	3 200	20	34 394	25
Margency	5 642	8 683	22 814	9 653	12 167	150	59 109	27
Marnes-la-Coquette	546	4 830	1 829	3 805	3 218	784	15 012	29
Marolles-en-Brie	753	3 252	4 104	976	742	1 338	11 165	28
Massy	667	3 998	18 764	11 194	5 452	-	40 075	29
Meudon	20 902	17 320	18 587	22 308	28 920	27 991	136 028	32
Mitry-Mory	15 682	18 762	18 447	17 565	23 686	19 237	113 379	31
Montesson	10 123	13 411	22 041	1 662	101	-	47 338	18
Montfermeil	6 407	9 250	26 635	15 498	10 856	2 186	70 832	28
Morangis	8 185	12 679	23 515	15 596	24 715	12 122	96 812	32
Neuilly-Plaisance	5 415	9 162	13 933	14 833	26 231	8 310	77 884	34
Noisy-le-Grand	4 649	6 344	12 373	12 660	25 055	11 753	72 834	35
Nozay	16 899	25 669	47 192	67 946	31 307	11 793	200 806	30
Orsay	3 202	8 576	9 215	1 909	3 737	-	26 639	22
Périgny-sur-Yerres	5 471	16 093	18 612	16 026	24 490	7 855	88 547	31
Le Raincy	3 306	1 775	5 478	4 356	4 188	-	19 103	27
Rocquencourt	390	1 562	590	4 976	4 817	390	12 725	36
Rueil-Malmaison	27 643	45 402	70 467	47 489	49 106	22 331	262 438	29
Saint-Cloud	11 800	24 543	9 956	13 121	15 218	10 522	85 160	28
Saint-Cyr-l'École	8 389	5 962	9 273	7 713	15 618	10 910	57 865	33
Saulx-les-Chartreux	2 929	5 252	10 089	5 225	7 623	-	31 118	27
Servon	3 960	6 745	10 354	7 055	-	-	28 114	22
Sevran	11 271	13 287	20 846	37 835	27 554	16 181	126 974	33
Sèvres	10 830	12 461	17 476	7 560	10 469	9 080	67 876	28
Tremblay-en-France	12 104	20 377	34 464	22 176	51 392	9 726	150 239	32
Vaires-sur-Marne	5 711	5 974	18 306	12 624	4 508	4 474	51 597	28
Vaucresson	12 208	7 418	8 253	7 272	8 067	3 095	46 313	25
Vaujours	2 843	1 971	6 353	8 142	5 649	2 971	27 929	32
Vélizy-Villacoublay	9 410	9 073	28 528	3 559	19 697	122	70 389	26
Verrières-le-Buisson	4 226	10 780	13 015	22 746	22 488	9 031	82 286	33
Versailles	27 910	28 233	32 640	29 665	59 530	69 354	247 332	35
Le Vésinet	7 254	12 387	18 516	6 309	28 517	20 070	93 053	34
Ville-d'Avray	3 360	3 215	8 480	4 116	7 312	5 347	31 830	34
Villebon-sur-Yvette	9 964	15 755	23 673	6 708	12 878	-	68 978	24
Villeparisis	5 362	12 863	30 962	22 146	10 699	7 645	89 677	29
Villepinte	10 820	13 379	27 773	40 368	22 881	6 452	121 673	30
Viroflay	7 702	7 267	14 685	4 665	5 788	11 710	51 817	30
Wisous	6 315	5 217	9 989	8 536	15 620	1 801	47 478	30
Total	523 748	686 689	1 087 815	896 046	1 203 793	570 077	4 968 168	31

Valorisation 2014 de la remise gratuite par ERDF

Commune	Libellé des travaux	Valorisation (€)	VRG*			Coût réel des travaux (€)	Participation ERDF (€)	Montant résultant concédant (€)
			Écart VRG-Sigeif (€)	Écart (%)	Seuil d'alerte			
Aulnay-sous-Bois	Rue Aristide-Briand (report 2009)	128 821,00	4 216,58	3,4	-	124604,42	62 302,21	62 302,21
Ballainvilliers	Rue Saint-Sauveur (Église-Normandie)	96 248,00	- 624,71	- 0,64	-	96 872,71	38 749,08	58 123,63
Le Blanc-Mesnil	Rue Adolphe Devaux**	12 463,17	- 7 260,70	- 36,81	Bas	19 723,87	9 861,94	9 861,93
Bois-d'Arcy	Enf. BT avenue Paul Vaillant Couturier et rue du Parc	80 875,00	4 398,52	5,75	Haut	76 476,48	30 590,59	45 885,89
Boissy-Saint-Léger	Avenue de Grosbois	108 711,00	- 3 112,05	- 2,78	-	111 823,05	44 729,22	67 093,83
Boissy-Saint-Léger	Rue de Maison Blanche (Marolles-Grosbois)**	122 619,01	16 858,96	15,94	Haut	105 760,05	42 304,02	63 456,03
Boissy-Saint-Léger	Rue Georges-Picot (n°27 au 54)**	87 475,41	20 209,97	30,05	Haut	67 265,44	33 632,72	33 632,72
Boissy-Saint-Léger	Enf. BT avenue Closeau et rue Royale (CPACVM)**	175 939,00	46 157,05	35,57	Haut	129 781,95	51 912,78	77 869,17
Brou-sur-Chantereine	Avenues Jean-Jaurès et Victor-Thiebaut	222 668,00	- 7 989,88	- 3,46	-	230 657,88	92 263,15	138 394,73
Carrières-sur-Seine	Enf. BT Rue Rouget-de-l'Isle	121 372,00	1 848,54	1,55	-	119 523,46	47 809,38	71 714,08
Carrières-sur-Seine	Avenue Jean-Jacques-Rousseau (Berteaux - Gal-Leclerc)	156 528,00	- 1 121,40	- 0,71	-	157 649,40	63 059,76	94 589,64
Carrières-sur-Seine	Enf. BT rue Gabriel-Péri (Bezons - Général-Leclerc)	65 534,00	- 4 398,71	- 6,29	-	69 932,71	34 966,36	34 966,35
Carrières-sur-Seine	Rue de Bezons (Port Bertrand - Gabriel-Péri)	46 321,00	- 3 199,85	- 6,46	-	49 520,85	24 760,43	24 760,42
La Celle-Saint-Cloud	Avenue de l'Abreuvoir	90 780,00	1 734,19	1,95	-	89 045,81	44 522,91	44 522,90
Chatou	Enf. BT rues Borreau et des Écoles (Borreau-Asile)**	39 811,00	- 1 522,68	- 3,68	-	41 333,68	20 666,84	20 666,84
Chatou	Enf. BT rue Jean-Moulin (Landes - Cormiers)**	54 694,07	3 148,58	6,11	-	51 545,49	20 618,20	30 927,29
Chatou	Enf. BT rue du Général-Leclerc (n°1 au 26)	37 015,00	- 1 870,14	- 4,81	-	38 885,14	19 442,57	19 442,57
Chatou	Enf. BT Paul-Doumer (Péireire - Tilleuls)	52 259,00	564,12	1,09	-	51 694,88	20 677,95	31 016,93
Chaville	Avenues Curie et Berthelot et rue Carnot	146 484,00	- 793,76	- 0,54	-	147 277,76	73 638,88	73 638,88
Chaville	Enf. BT rues Guilleminot, Boudet, Glycines, Vincent, France	347 450,00	16 426,68	4,96	-	331 023,32	132 409,33	198 613,99
Chaville	Rues de la Brise et de la Chalandie	57 201,00	201,68	0,35	-	56 999,32	22 799,73	34 199,59
Chaville	Rues du Professeur-Roux, Guynemer et Jonquilles	66 195,00	- 3 702,71	- 5,30	-	69 897,71	27 959,08	41 938,63
Chaville	Enf. BT quartier Jean-Jaurès	75 507,00	- 1 388,32	- 1,81	-	76 895,32	38 447,66	38 447,66
Chaville	Enf. BT quartier Pasteur**	112 459,86	5 902,20	5,54	Haut	106 557,66	53 278,83	53 278,83
Chaville	Enf. BT sente des Châtres-Sacs	36 779,00	731,67	2,03	-	36 047,33	18 023,67	18 023,66
Le Chesnay	Rues Hyppolite-Deslandes et Séméraire	83 530,00	1 354,33	1,65	-	82 175,67	41 087,84	41 087,83
Le Chesnay	Rue Julien-Poupinet (St A. de Padoue - Simart)	62 631,00	- 2 660,65	- 4,08	-	65 291,65	32 645,83	32 645,82
Courtry	Rue du Général-de-Gaulle (Wyngène - Cavo)	34 058,00	- 16 596,82	- 32,76	Bas	50 654,82	25 327,41	25 327,41
Courtry	Enf. BT Rue du Général-de-Gaulle (Cavo - Métiers)	21 545,00	- 21,23	- 0,10	-	21 566,23	10 783,12	10 783,11
Courtry	Rue du Général-de-Gaulle (Métiers - Goulet)	40 225,00	- 790,42	- 1,93	-	41 015,42	16 406,17	24 609,25
Fontenay-le-Fleury	Rue Jean-de-La-Fontaine (Molière-La Bruyère)	21 491,00	- 53,40	- 0,25	-	21 544,40	10 772,20	10 772,20
Fontenay-le-Fleury	Rue des Sables (Tilleuls-Ponts des Roches)**	54 033,79	- 2 006,71	- 3,58	-	56 040,50	28 020,25	28 020,25
Fontenay-le-Fleury	Enf. BT rue Santos-Dumont	67 255,00	3 502,49	5,49	-	63 752,51	31 876,26	31 876,25
Jouy-en-Josas	Rue de la Butte au Beurre (Mal-Joffre - R.-Allavoine)**	27 466,00	- 0,18	0,00	-	27 466,18	13 733,09	13 733,09
Jouy-en-Josas	Rue Charles-de-Gaulle (carrefour Petit-Jouy - n°205)	21 516,00	868,62	4,21	-	20 647,38	10 323,69	10 323,69

Valorisation 2014 de la remise gratuite par ERDF

Commune	Libellé des travaux	Valorisation (€)	VRG*			Coût réel des travaux (€)	Participation ERDF (€)	Montant résultant concédant (€)
			Écart VRG-Sigeif (€)	Écart (%)	Seuil d'alerte			
Limeil-Brévannes	Rue Émile-Zola	83 655,00	974,72	1,18	-	82 680,28	33 072,11	49 608,17
Limeil-Brévannes	Avenue du Président-Wilson (Tertre - Sablière)	135 913,00	- 78,08	- 0,06	-	135 991,08	54 396,43	81 594,65
Marcoussis	Rue Jean-Montaigu	18 028,00	187,48	1,05	-	17 840,52	7 136,21	10 704,31
Meudon	Rue des Vertugadins (Arthelon - Alembert)	13 892,00	- 1 035,50	- 6,94	-	14 927,50	7 463,75	7 463,75
Meudon	Rue Hédouin (Guilman - Anatole France)	50 761,00	- 2 430,04	- 4,57	-	53 191,04	26 595,52	26 595,52
Meudon	Rue Léonie- Rouzade (Rabelais - Louvois)	66 563,00	- 4 196,28	- 5,93	-	70 759,28	35 379,64	35 379,64
Meudon	Boulevard Anatole-France**	32 592,33	558,05	1,74	-	32 034,28	16 017,14	16 017,14
Meudon	Enf. BT sentier de la Belgique et rue des Marais (n°13)**	26 282,00	3 889,14	17,37	Haut	22 392,86	11 196,43	11 196,43
Mitry-Mory	Route Neuve (coordination avec HTA)	41 839,00	1 548,91	3,84	-	40 290,09	16 116,04	24 174,05
Nozay	Enf. BT rue du Ruisseau Blanc	62 335,00	1 096,84	1,79	-	61 238,16	24 495,26	36 742,90
Rueil-Malmaison	Rue du Fort**	38 187,65	- 6 721,30	- 14,97	Bas	44 908,95	22 454,48	22 454,47
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Chateaubriand (Houtraits - Escudier)	146 645,00	- 6 804,08	- 4,43	-	153 449,08	76 724,54	76 724,54
Rueil-Malmaison	Rue Danton**	75 768,59	- 1 755,51	- 2,26	-	77 524,10	38 762,05	38 762,05
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Lavoisier	129 644,00	- 4 224,16	- 3,16	-	133 868,16	53 547,26	80 320,90
Rueil-Malmaison	Rue des Mazurières	49 183,00	- 158,17	- 0,32	-	49 341,17	24 670,59	24 670,58
Servon	Rue et place du Pied de Coq	30 334,00	1 299,54	4,48	-	29 034,46	11 613,78	17 420,68
Sèvres	Enf. BT rue Riocreux	23 639,00	746,03	3,26	-	22 892,97	11 446,49	11 446,48
Sèvres	Enf. BT escalier du Parc	31 828,00	- 1 018,81	- 3,10	-	32 846,81	16 423,41	16 423,40
Sèvres	Enf. BT rue Nungesser-et-Coli	72 100,00	4 641,71	6,88	-	67 458,29	33 729,15	33 729,14
Sèvres	Enf. BT rue Blaise-Pascal	33 650,00	- 1 757,99	- 4,96	-	35 407,99	17 704,00	17 703,99
Tremblay-en-France	Rue Jules-Guesde (Roissy-Cimetière)**	68 667,39	16 404,55	31,39	Haut	52 262,84	20 905,14	31 357,70
Tremblay-en-France	Rue du Cimetière (Roissy-Jules Guesde)**	25 858,45	1 563,23	6,43	-	24 295,22	9 718,09	14 577,13
Tremblay-en-France	Rue Gosse**	11 590,62	935,25	8,78	Haut	10 655,37	5 327,69	5 327,68
Vaucresson	Avenue Clarisse	108 645,00	- 4 164,69	- 3,69	-	112 809,69	56 404,85	56 404,84
Vaucresson	Avenue Foch (Villepreux - Leclerc)	87 839,00	- 3 400,03	- 3,73	-	91 239,03	45 619,52	45 619,51
Vaucresson	Enf. BT du Clos-Toutain (Villepreux-Thery)	113 486,00	- 35,27	- 0,03	-	113 521,27	56 760,64	56 760,63
Verrières-le-Buisson	Place Poulinat	13 832,00	251,17	1,85	-	13 580,83	6 790,42	6 790,41
Versailles	Rue du Mal-de-Lattre-de-Tassigny (RD173)**	77 503,93	- 5 269,20	- 6,37	-	82 773,13	41 386,57	41 386,56
Le Vésinet	Avenue Horace-Vernet (Grâce de Dieu - Gallieni) CDT-HTA	62 198,00	- 1 076,46	- 1,70	-	63 274,46	31 637,23	31 637,23
Ville-d'Avray	Rues de la Côte d'Argent et de la Sablière	60 978,00	- 5 135,67	- 7,77	-	66 113,67	33 056,84	33 056,83
Villepinte	Rues du Manège et des Lys	47 637,00	- 1 917,90	- 3,87	-	49 554,90	19 821,96	29 732,94
Wissous	Rue des Acacias	59 728,00	1 964,92	3,40	-	57 763,08	28 881,54	28 881,54

Valorisation 2014 de la remise gratuite par ERDF	4 747 942,27	49 675,68	1,06	4 698 266,59	2 123 355,71	2 574 910,88
Valorisation 2013 corrigée 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
Valorisation 2012 corrigée 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 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 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

* VRG: Valorisation par ERDF de la remise gratuite.

** 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 en cours plus anciens	Cause inconnue	Élagage, branches, fils emmêlés	Défaillance de matériel et de protection	Dépassement de capacités électriques
Aulnay-sous-Bois	2	3	-	1	-
Ballainvilliers	-	-	-	-	1
Le Blanc-Mesnil	3	1	1	1	2
Bois-d'Arcy	-	-	-	-	-
Boissy-Saint-Léger	-	1	1	-	-
Brou-sur-Chantereine	-	-	-	-	-
La Celle-Saint-Cloud	3	-	-	2	-
Carrières-sur-Seine	1	-	-	1	-
Champlan	-	-	-	1	-
Chatou	2	-	-	3	-
Chaville	-	-	-	2	3
Chelles	-	-	-	2	-
Le Chesnay	-	-	-	2	2
Courtry	1	2	-	-	-
Croissy-sur-Seine	-	-	-	1	-
Épinay-sous-Sénart	-	-	-	1	-
Fontenay-le-Fleury	-	-	-	1	1
Gagny	-	-	-	1	-
Garches	2	-	-	-	-
Jouy-en-Josas	1	-	1	1	3
Limeil-Brévannes	4	2	-	1	1
Livry-Gargan	-	1	1	-	-
Longjumeau	1	-	-	3	-
Maisons-Laffitte	1	-	-	4	1
Mandres-les-Roses	-	-	-	2	1
Marcoussis	1	-	-	2	1
Margency	-	-	-	-	1
Marnes-la-Coquette	-	-	-	-	-
Marolles-en-Brie	-	-	-	-	-
Massy	1	-	-	6	-
Meudon	1	-	-	9	4
Mitry-Mory	-	-	-	-	-
Montesson	1	-	-	-	-
Montfermeil	1	-	-	-	-
Morangis	1	-	-	1	-
Neuilly-Plaisance	-	-	-	-	-
Noisy-le-Grand	1	-	1	-	-
Nozay	-	-	-	-	-
Orsay	-	-	1	1	2
Périgny-sur-Yerres	-	-	-	-	-
Le Raincy	-	-	1	1	-
Rocquencourt	-	-	-	-	-
Rueil-Malmaison	1	-	-	11	1
Saint-Cloud	1	-	-	6	-
Saint-Cyr-l'École	1	-	-	1	1
Saulx-les-Chartreux	-	-	-	-	1
Servon	-	-	-	-	-
Sevran	2	-	-	-	1
Sèvres	-	-	-	7	2
Tremblay-en-France	2	-	-	-	4
Vaires-sur-Marne	1	-	-	-	-
Vaucresson	1	-	-	2	4
Vaujours	2	2	-	-	-
Vélizy -Villacoublay	2	-	-	-	1
Verrières-le-Buisson	-	-	2	2	-
Versailles	6	1	-	9	16
Le Vésinet	-	-	-	1	-
Ville-d'Avray	-	-	-	4	1
Villebon-sur-Yvette	-	-	-	-	-
Villeparisis	-	-	-	-	-
Villepinte	-	-	-	3	-
Viroflay	3	-	-	-	2
Wissous	1	-	1	3	1
Total	51	13	10	99	58

	Usure naturelle	Autres causes	Nombre de clients coupés	NiTiTot (min)	Nombre d'incidents	Nombre d'incidents aux 100 km
	7	5	1 129	252 180	18	8
	1	-	30	6 134	2	7
	7	2	1 233	378 132	17	11
	2	-	88	44 308	2	4
	1	1	144	19 276	4	7
	-	-	-	-	-	-
	-	1	277	69 458	6	7
	1	-	99	9 834	3	5
	1	-	78	6 855	2	9
	5	1	636	151 543	11	10
	-	-	387	124 180	5	9
	5	1	426	30 979	8	4
	3	-	690	138 403	7	9
	-	-	53	4 660	3	8
	-	-	19	4 389	1	2
	1	-	48	11 528	2	7
	2	2	542	142 965	6	16
	3	-	252	35 638	4	3
	-	-	41	4 590	2	4
	1	1	493	120 421	8	19
	1	1	377	41 997	10	12
	2	2	335	68 757	6	4
	2	1	188	50 414	7	9
	5	1	817	166 010	12	11
	-	-	133	27 652	3	9
	10	-	449	93 856	14	23
	-	-	20	5 300	1	8
	-	-	-	-	-	-
	1	1	76	7 790	2	5
	-	3	254	26 814	10	7
	3	1	1 310	261 735	18	16
	1	-	50	7 500	1	2
	-	-	48	14 160	1	1
	-	1	106	14 268	2	2
	-	-	43	2 850	2	3
	2	2	267	29 966	4	6
	4	1	274	50 295	7	3
	-	1	17	561	1	4
	4	2	442	64 411	10	12
	2	-	25	3 350	2	11
	2	1	442	127 623	5	9
	-	-	-	-	-	-
	2	-	540	81 544	15	6
	2	-	422	73 470	9	11
	-	-	69	25 425	3	5
	1	-	41	3 193	2	6
	-	-	-	-	-	-
	7	4	856	240 482	14	11
	3	-	639	152 083	12	18
	4	2	656	89 031	12	8
	-	-	14	210	1	2
	1	1	301	34 530	9	20
	2	1	406	98 719	7	25
	4	1	278	101 290	8	11
	3	-	387	152 060	7	8
	21	2	3 153	578 724	55	22
	-	1	34	4 850	2	2
	-	-	328	246 378	5	15
	2	-	63	13 926	2	3
	-	-	-	-	-	-
	3	1	361	39 678	7	6
	6	2	682	180 164	13	25
	-	-	136	34 794	6	13
	140	47	21 704	4 771 333	418	8

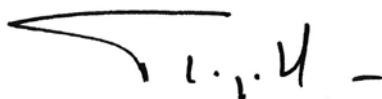
Étude de la variation des réseaux aérien et souterrain (échantillon de huit communes)

	2013	2014	Écart 2013-2014	Justificatifs		
				Assainissement des bases de données	Travaux	Linéaire non justifié
Aérien BT nu (en m)						
Aulnay-sous-Bois	47 986	47 889	– 97		– 97	
Bois-d'Arcy	2 463	2 463	-	-	-	-
Boissy-Saint-Léger	5 040	4 799	– 241		– 241	-
Épinay-sous-Sénart	11	-	– 11	-	– 11	-
Gagny	28 461	28 315	– 146		– 126	– 20
Neuilly-Plaisance	10 277	10 277	-	-	-	-
Rueil-Malmaison	19 312	18 805	– 507	-	– 507	-
Versailles	11 490	10 090	– 1 400	-	– 1400	-
Total	125 040	122 638	– 2 402	-	– 2 382	– 20
Aérien BT torsadé (en m)						
Aulnay-sous-Bois	46 198	45 957	– 241	-	– 241	-
Bois-d'Arcy	7 609	7 524	– 85	-	– 85	-
Boissy-Saint-Léger	7 762	6 587	– 1 175	– 48	– 1 127	
Épinay-sous-Sénart	418	381	– 37	-	– 24	– 13
Gagny	42 397	42 397	-	-	-	-
Neuilly-Plaisance	21 074	21 084	10	-	10	-
Rueil-Malmaison	29 337	28 074	– 1 263	-	– 1263	-
Versailles	10 888	10 063	– 825	-	– 825	-
Total	165 683	162 067	– 3 616	– 48	– 3 555	– 13
Souterrain BT (en m)						
Aulnay-sous-Bois	137 370	141 578	4 208	30	4 136	42
Bois-d'Arcy	41 556	42 677	1 121	-	1 121	-
Boissy-Saint-Léger	47 643	49 125	1 482		1 481	1
Épinay-sous-Sénart	30 299	30 096	– 203	-	203	-
Gagny	58 222	59 794	1 572	-	1 572	-
Neuilly-Plaisance	41 127	40 987	-140	-	– 147	7
Rueil-Malmaison	209 448	212 295	2 847	-	1 847	-
Versailles	222 750	226 768	4 018	-	4 014	4
Total	788 415	803 320	14 905	30	14 521	54
Total*	1 079 138	1 088 025	20 923	78	20 458	87
				0,4 %	99,2 %	0,4 %

* En valeur absolue.

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif
du 10 décembre 2015 et au Comité du 8 février 2016.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,



Christophe Tampon-Lajarriette
Directeur général du Sigeif

Conception graphique, réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos (Médiathèque ERDF) :

Page 8 : Sylvie Legoupi - Page 12 : François Chevreau - Page 30 : Perre Troyanowsky - Page 55 : Cédric Helsly
Pages 59, 74 et 84 : William Beaucardet - Page 60 : Matthieu Colin - Pages 78, 96 et 111 : Jean-Lionel Dias
Page 86 : Guillaume Murat

Couverture : Sigeif/DR