



Distribution publique d'électricité et fourniture d'électricité aux tarifs régulés de vente

Mission de contrôle 2015

Rapport de contrôle

Concessionnaires Enedis et EDF

SOMMAIRE

1	LES USAGERS	5
1.1	LES DONNÉES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ	5
1.1.1	Le nombre de points de livraison (PDL) et consommations	5
1.1.2	Le nombre d'usagers par segmentation de puissance	6
1.1.3	La consommation en GWh par segmentation de puissance	6
1.1.4	L'accueil téléphonique du distributeur	7
1.1.5	Le catalogue des prestations	7
1.1.6	Le suivi des indemnisations	9
1.1.7	Les réclamations	9
1.2	LES USAGERS AUX TARIFS REGULÉS	10
1.2.1	Les usagers aux tarifs réglementés de vente	10
1.2.2	La consommation en GWh par segmentation de puissance	11
1.2.3	L'accueil téléphonique du fournisseur	11
1.2.4	La solidarité	12
1.2.5	La facturation	12
1.2.6	Les réclamations	13
1.2.7	Les données financières	13
1.3	LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS	14
2	LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'ENVIRONNEMENT	15
2.1	LA RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS (mis en service) PAR MAÎTRE D'OUVRAGE	15
2.1.1	Les travaux réalisés par Enedis	15
2.1.2	L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE	19
2.2	LES PRÉVISIONS DE TRAVAUX	20
2.3	L'ENVIRONNEMENT	20
2.3.1	Le respect des zones du cahier des charges de concession	20
2.3.2	Les transformateurs PCB traités	21
2.3.3	Les postes « tour »	21
2.3.4	Les poteaux bétons déposés	22
2.3.5	Les poteaux résinés	22
2.4	LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT	23
3	LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	24
3.1	LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	24
3.2	LES RÉSEAUX FRAGILES	26
3.2.1	Les technologies fragiles	26
3.2.2	La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2014	27
3.2.3	La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2014	27
3.3	L'ÂGE DES RÉSEAUX HTA ET BT	28
3.3.1	L'âge moyen du réseau BT	28
3.3.2	Le linéaire de réseau BT par année de pose	28
3.3.3	L'âge moyen du réseau HTA	28
3.3.4	Le linéaire de réseau HTA par année de pose	29
3.4	LES POSTES DE TRANSFORMATION	29
3.5	LES TRANSFORMATEURS	30
3.6	LES COMPTEURS	30

3.7	LA COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES : LE calcul du taux d'incohérence	31
3.7.1	Les écarts de quantité d'ouvrages à la maille de la concession	31
3.7.2	Les écarts « Année de mise en service / nature du bien (code ETI) / commune »	31
3.8	LES PRODUCTEURS	32
3.9	LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION	33
4	LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ	34
4.1	Évaluation règlementaire de la tenue et de la continuité de la tension électrique sur le réseau.....	34
4.2	Évaluation de la continuité et de la tenue de tension au titre du contrat de concession.....	35
4.3	LA QUALITÉ DE LA TENUE DE TENSION 2014.....	36
4.3.1	L'estimation du nombre d'usagers mal alimentés BT et HTA	36
4.3.2	La fiabilité de l'outil statistique du concessionnaire	37
4.3.3	L'évaluation de la tenue globale de la tension sur le réseau du département du Calvados	38
4.4	LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ 2014	38
4.4.1	L'évaluation globale de la continuité de la tension	38
4.4.2	Les valeurs repères contractuelles en matière de continuité.....	38
4.4.3	L'analyse des coupures longues sur les réseaux HTA et BT	39
4.4.4	L'analyse des incidents sur les postes HTA/BT	43
4.4.5	L'élagage	44
4.5	LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ	45
5	LES DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	46
5.1	LE PATRIMOINE	46
5.1.1	L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition	46
5.1.2	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ENERGIE	47
5.1.3	Le montant des travaux mis en concession au titre de l'exercice comptable 2014	47
5.1.4	Consolidation des ouvrages mis en concession par année de mise en service	47
5.1.5	Les dépenses d'investissement 2014 d'Enedis - Conférence NOME	48
5.1.6	L'analyse du patrimoine	49
5.1.7	Focus : Les effets comptables des investissements de Prolongation de durée de vie (PDV).....	50
5.2	LE DROIT DU CONCEDANT	52
5.3	LE COMPTE D'EXPLOITATION.....	53
5.4	LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE.....	54

Déroulement de la mission de contrôle 2015

Évènements	Date
Envoi des questions aux concessionnaires posées dans le cadre de la mission de contrôle 2015	31 décembre 2014
Réception des éléments de réponses	30 juin, 1 ^{er} et 6 juillet 2015
Présentation de l'activité 2014 par les concessionnaires et analyse des fichiers manquants	3 juillet 2015
Envoi des questions complémentaires aux concessionnaires	2 septembre 2015
Réunions d'audits et échanges sur les fichiers reçus	6 au 9 octobre 2015
Receptions des réponses complémentaires suite aux réunions d'audit	23 novembre 2015
Présentation des conclusions du rapport de contrôle en commission	14 juin 2016 et 30 aout 2016

CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION

Le patrimoine	Réseau basse tension (BT)	Réseau moyenne tension (HTA)
Réseau souterrain en km	5 374	3 540
Réseau torsadé en km	4 502	1
Réseau aérien nu en km	987	5 039
Total	10 869	8 580
Souterrain en %	49%	41%

Energie acheminée	2014	Évolution par rapport à 2013
Nombre d'utilisateurs de la concession ¹	436 996	+1%
Energie acheminée en GWh	4 159	-9%
Recettes d'acheminement en K€	148 653	-5%

¹ Par commodité de langage on entend par nombre d'utilisateurs le nombre de point de livraison (PDL)

SITUATION AU 31/12/2014

Date du contrat liant le concédant et les concessionnaires : 18 décembre 1992

Durée : 25 ans

Date de fin du contrat : 31 décembre 2017

Nombre de communes sur le périmètre de la concession : 707

Nombre de communes classées en régime urbain d'électrification : 64

Nombre de communes classées en régime rural d'électrification : 643

Nombre d'habitants (Population municipale)	Population rurale	Population urbaine
686 279	303 565	382 714
En %	44%	56%

La maîtrise d'ouvrage

L'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales indique que les collectivités concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution.

La maîtrise d'ouvrage des travaux entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis est décrite à l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de la concession.

1 LES USAGERS

Le **SDEC ÉNERGIE** est, conformément à la loi, Autorité Organisatrice de la Distribution Publique de l'électricité (AODE) et de la fourniture d'électricité pour les usagers bénéficiant des Tarifs Régulés de Vente (TRV). La distribution publique a été concédée au distributeur **Enedis** et les tarifs régulés sont proposés exclusivement par le fournisseur historique **EDF**.

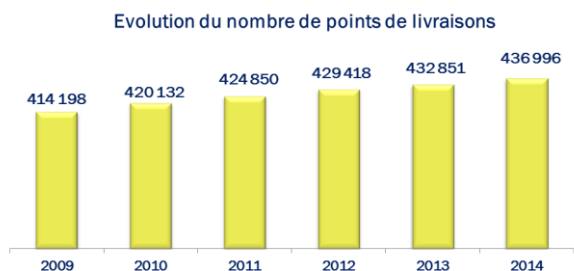
Le tableau suivant indique les dénominations des usagers selon le concessionnaire Enedis en fonction de la puissance souscrite par tranche tarifaire pour les tarifs régulés délivrés par le fournisseur EDF :

Puissance de raccordement	Catégories usagers raccordés (classification Enedis)	Correspondance tarifs réglementés de vente (EDF)	Usagers concernés
P < ou égale à 36 kVA	C5	BLEU	Les usagers domestiques. Quelques petits professionnels, collectivités locales...
36kVA < P < 250 kVA	C4	JAUNE	Collectivités locales, professionnels...
CARD P > 250 kVA	C1	VERT	CARD (Contrat d'Accès au réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs...
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs...
	C3		Industries, collectivités locales.

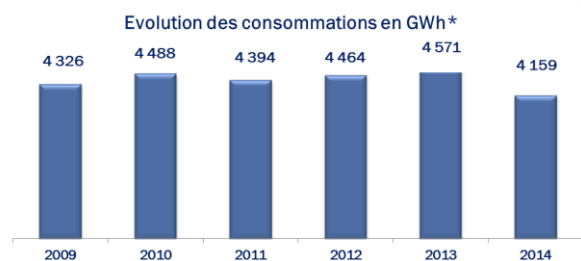
Il est à noter que la loi NOME a fixé la disparition des tarifs jaunes et verts au **31 décembre 2015** et pose le principe d'un rapprochement entre les TRV et les prix de marché.

1.1 LES DONNEES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

1.1.1 Le nombre de points de livraison (PDL) et consommations



Le nombre d'usagers du réseau de distribution **continue d'augmenter** sur le périmètre de la concession (+1%) entre 2014 et 2013. Cette augmentation du nombre de consommateurs est continue et linéaire depuis 2007.



Après deux années successives d'augmentation, on observe **une baisse importante** du volume consommé (-9%). Selon le concessionnaire, cette évolution s'explique par des conditions climatiques moins rigoureuses. On note, une baisse du nombre de Degrés Jours Unifiés³ en 2014 (2 703 en 2013 contre 2 285 en 2014). Sur dix ans, le nombre de PDL comme les consommations ont augmenté de 11%.

² 1GWh = 1 million de kWh - (*)

³ Les degrés jour unifiés (DJU), permettent de réaliser des estimations de consommations d'énergie thermique en proportion de la rigueur de l'hiver ou de la chaleur de l'été : Le degré jour est une valeur représentative de l'écart entre la température d'une journée donnée et un seuil de température préétabli (18 °C dans le cas des DJU ou Degré Jour Unifié). Sommés sur une période, ils permettent de calculer les besoins de chauffage et de climatisation d'un bâtiment.

1.1.2 Le nombre d'usagers par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2011	2012	2013	2014
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	419 616	424 095	427 392	431 462
Entre 36 et 250 kVA	C4	4 206	4 296	4 443	4 529
> à 250 kVA	C1 à C3	1 028	1 027	1 016	1 005
Nombre d'usagers de la Concession		424 850	429 418	432 851	436 996

En 2014, le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente (C5: 1%, C4: 2%).

Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 diminue de 1%.

Catégorie Commune ⁴	Nombre d'usagers en 2014 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	275 522	3 461	652	279 635
Communes rurales	155 940	1 068	353	157 361
Total	431 462	4 529	1 005	436 996

Le nombre d'usagers dans les zones rurales représente 36% du nombre total des usagers de la concession

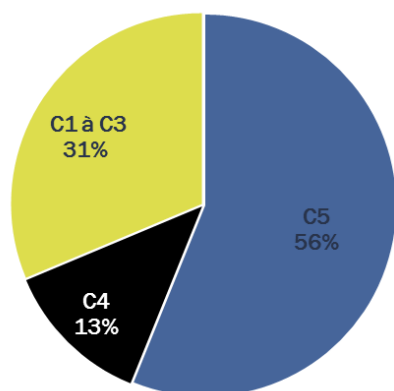
1.1.3 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2011	2012	2013	2014
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	2 520	2 576	2 694	2 334
Entre 36 et 250 kVA	C4	500	527	550	522
> à 250 kVA	C1 à C3	1 374	1 361	1 327	1 303
Total		4 394	4 464	4 571	4 159

En 2014, le volume consommé par les usagers des segmentations C5 et C4 diminue (C5 : -13%, C4 : -5%).

La baisse des consommations est moindre pour le segment C1 et C3 (-2%).

Consommations par tranche tarifaire

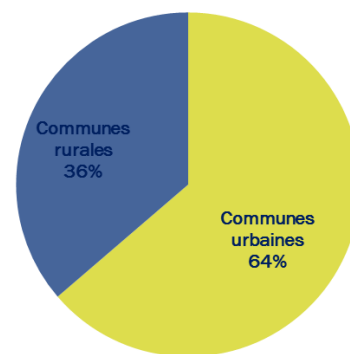


La tranche C5 représente 56% du volume consommé global contre 13% pour la tranche C4 et 31% pour la tranche C1 à C3.

⁴ Communes rurales sont les communes rurales bénéficiant des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (FACE).

Consommations par régime

Catégorie Commune	Consommation en GWh en 2014 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	1 210	403	1080	2 692
Communes rurales	1 125	120	223	1 467
Consommation	2 334	522	1 303	4 159



Le volume consommé par les usagers des communes urbaines (64%) est plus important que celui des usagers des communes rurales (36%).

1.1.4 L'accueil téléphonique du distributeur

Les accueils d'Enedis :

L'accueil pour le dépannage :

En cas d'incident ou de panne technique, les clients de la concession peuvent joindre Enedis 24h/24 et 7j/7 à l'accueil « Dépannage Électricité » : 09 72 67 50 14.

Un plan de numérotation est mis en place, en fonction des différents profils des clients afin de prendre en charge leurs demandes relatives, soit à un raccordement, soit à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Les clients sont accueillis par des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® suivants :

- Les clients « Particuliers » : 09 69 32 18 41
- Les clients « Professionnels » : 09 69 32 18 42
- Les clients « Entreprises » : 09 69 32 18 99
- Les clients « Professionnels de l'Immobilier et de la Construction » : 09 69 32 18 77
- Les clients « Producteurs » : 09 69 32 18 00
- Enfin, les clients demandeurs ou concernés par un branchement de courte durée dans le cadre d'une manifestation festive : 09 69 32 18 22

L'accueil des fournisseurs d'électricité est assuré par l'Accueil Acheminement Électricité qui traite les demandes des fournisseurs relatives à l'acheminement, ces demandes sont effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des contrats passés entre Enedis et chacun des fournisseurs.

1.1.5 Le catalogue des prestations

Le catalogue des prestations annexes regroupe les différentes interventions qui peuvent être réalisées par Enedis. Les prix des prestations regroupées dans ce catalogue sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et publiés au journal officiel. Les tarifs des prestations annexes ont évolué au 1^{er} août 2014 de 0,7 %.

1.1.5.1 Suivi de l'évolution tarifaire du catalogue des prestations

Prestations C5 (<= 36 kVA) tarif HT		Date actualisation du catalogue de prestations		Observations tarification
		Septembre 2013	Octobre 2014	
F100b	1 ^{ère} mise en service (M.E.S.)	40,16 €	40,44	
F120b	Mise en service sur installation existante)	22,5 €	22,66	
F130	Changement de fournisseur	Non facturé	Non facturé	
F140b	Résiliation (sans dépose du branchement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif de la prestation de base de M.E.S.
F200b	Intervention pour impayé (coupure)	42,76 €	43,06	Prestation de réduction de puissance et de suspension de l'alimentation.
	Limitation de puissance à 3 000 W	42,76 €	43,06	
	Intervention pour impayé (rétablissement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif des interventions pour impayés
F360	Relevé Spécial standard	25,35 €	25,53	
F420c	Vérification métrologique du compteur	273,3 €	275,21	
	Vérification visuelle du compteur	30,28 €	30,29	
F920	Enquête demande fournisseur	25,35 €	25,53	Etude de la consommation et vérification si utilisation frauduleuse et dysfonctionnement de comptage
Variation annuelle en %		1,6%	0,7%	

1.1.5.2 Le suivi des engagements de délai dans le cadre du catalogue de prestations

Prestations	Délai	2013		2014	
		Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en % - C5	Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en %
Mise en service réalisées sur installation existante (120 B)	10 jours	47 051	97,67	57 973	98,37
Changement de fournisseur (130 B)	au 1er du mois suivant	8 478	99,61	23 192	99,52
Dont demande irrecevable		411		4 164	
Résiliation du contrat sans dépose du branchement (MUT 75) (140 B)	5 jours	32 823	98,69	38 515	99,03
Intervention pour impayé réalisée * (200 B)	10 jours ouvrés	11 905	88,70	12 989	78,42
Relevé spécial (360 B)	10 jours	4 210	81,63	651	86,95
Modification contractuelle (170 B à 185 B)	10 jours	5 834	Non suivi	9 407	Non suivi

* Nombre de prestations facturées aux fournisseurs

Le délai moyen de réalisation des travaux en matière de raccordement⁵ pour les branchements simples (C5) a baissé, passant à 41 jours en 2014 contre 51 jours en 2013. Le concessionnaire a indiqué que la nouvelle procédure de traitement des demandes de raccordement justifie cette amélioration notable.

Le concessionnaire a précisé que l'indicateur de délai d'envoi des devis (32 jours en 2014 contre 21 jours en 2013) a évolué suite à la mise en place de l'outil de demande de raccordement en ligne « Enedis Connect » et de l'anticipation des demandes de raccordements. Le raccordement est désormais, piloté à partir de la date convenue de mise en service, l'utilisateur reçoit alors un rétro-planning l'informant

⁵ Délai s'écoulant entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et la date réelle de mise en service.

du suivi de son projet. Les délais calculés à partir de la date de mise en service souhaitée, sont valables 3 mois.

Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir un certain nombre d'indicateurs de suivi de qualité de service, sollicités par le concédant.

1.1.6 Le suivi des indemnités

Indemnisation aux usagers	2011	2012	2013	2014
Nombre de dossiers sinistre ⁶	268	393	269	345
Nombre de sinistrés	NC	NC	NC	NC
Nombre de sinistrés indemnisés	NC	NC	NC	NC
Indemnisation globale en k€	163 000 €	136 000 €	131 423 €	135 877 €
Montant moyen par sinistre	608 €	346 €	489 €	394 €

Le nombre de dossiers « sinistre » enregistrés a augmenté de 28%.

Le montant global de l'indemnisation s'élève en 2014 à 135 877€ contre 131 423€ en 2013, soit une augmentation de 3%.

La rupture de neutre Basse Tension représente 30% des causes de demandes d'indemnités.

Le concessionnaire a refusé à nouveau en 2014, de fournir les éléments de précision suivant : la commune, la date du sinistre et le nombre de sinistrés.

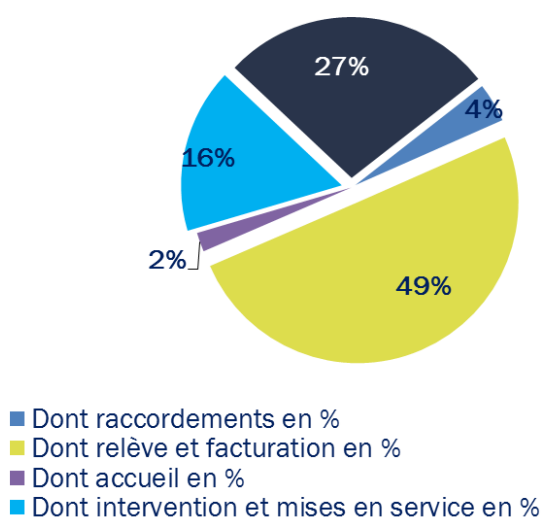
Un audit spécifique sur pièce a été réalisé sur les 8 dossiers relatifs à des anomalies de tension.

Sur ces huit dossiers, il est à noter que l'autorité concédante reste dans l'attente de deux dossiers non fournis par le concessionnaire. Sur les 6 dossiers documentés seuls trois ont été suivis d'une indemnisation.

6 209 usagers ayant subi des coupures supérieures à 6h ont fait l'objet d'une indemnisation systématique du gestionnaire de réseau (pénalité égale à 20% du montant annuel de la part fixe du TURPE). Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir le montant global de ces indemnités.

1.1.7 Les réclamations

Nature des 3107 réclamations de 2014



En 2014, le nombre total de réclamations pour les usagers particuliers (C5) traitées à la maille de la concession est de 3 107.

Il est à noter une baisse de 21% du nombre de réclamations par rapport à 2013.

Le concessionnaire a évoqué deux raisons à cet état de fait, une année 2014 marquée par la mise en œuvre de nouvelles procédures de la prestation de relève et par moins d'intempéries.

⁶ Le nombre de dossiers « sinistre » correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être ouvert en année N et traité en année N+1. Un dossier est considéré par le concessionnaire comme clos 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser, la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnités.

Volume et nature des réclamations des usagers particuliers (C5) à la maille concession	2013	2014
Nombre total de réclamations	3956	3107
Dont raccordements en %	5,5%	4%
Dont relève et facturation en %	47%	49%
Dont accueil en %	2%	2%
Dont intervention et mises en service en %	17%	16%
Dont qualité des réseaux publics en %	29%	27%

Les réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (49%) ainsi que sur la qualité des réseaux publics (27%).

Le délai de traitement des réclamations sous 15 jours est de 95,9% contre 94,4% en 2013. Précisons toutefois que l'indicateur de suivi était sous 30 jours en 2013 (97%) ; cela traduit un délai de traitement des réclamations qui se réduit.

En 2014, le niveau de satisfaction des usagers reste bon (taux de satisfaction : 97% pour les collectivités, 98% pour les particuliers et 88% pour les professionnels).

1.2 LES USAGERS AUX TARIFS REGULES

Conformément aux dispositions de la loi, le SDEC ÉNERGIE a procédé à un audit spécifique auprès du fournisseur historique EDF pour les usagers bénéficiant des tarifs réglementés⁷.

1.2.1 Les usagers aux tarifs réglementés de vente

Puissance	Tarif	2011	2012	2013	2014
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	388 908	389 577	385 808	380 911
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	3 563	3 660	3 799	3 816
> à 250 kVA	VERT	1 349	1 336	1 335	1 285
Nombre d'usagers de la Concession		393 820	394 573	390 942	386 012

En 2014, le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente continue de diminuer (-1%).

Cette baisse est variable en fonction des tarifs : 1% pour les tarifs bleus, 4% pour les tarifs verts. Pour les tarifs jaunes, on observe une certaine stabilité du nombre d'usagers.

88% des usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité bénéficient des tarifs règlementés de vente ils consomment 81% du volume global d'électricité qui transite sur le réseau.

Le nombre d'usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité, bénéficiant des tarifs règlementés de vente décroît de 2% dans les communes urbaines.

Le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente dans les communes rurales est stable. 77% des usagers qui ne bénéficient plus des tarifs règlementés de vente résident en zone urbaine.

⁷ Les tarifs règlementés de vente de gaz naturel et d'électricité pour les consommateurs professionnels ont disparu progressivement entre le 19 juin 2014 et le 1er janvier 2016.

La fin des tarifs règlementés de vente d'électricité concernait les usagers ayant un contrat dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA (tarifs jaunes et verts), cette disposition est encadrée par la loi de décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite NOME. Ainsi, ces consommateurs ont dû souscrire avant le 31 décembre 2015 un nouveau contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix.

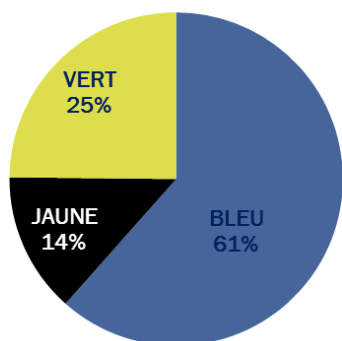
1.2.2 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2011	2012	2013	2014
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	2 424	2 331	2 352	2 082
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	433	460	483	461
> à 250 kVA	VERT	855	867	867	840
Consommation en GWh		3 712	3 658	3 703	3 383

Le volume d'électricité consommé par les usagers bénéficiant des TRV baisse de 9 % en 2014.

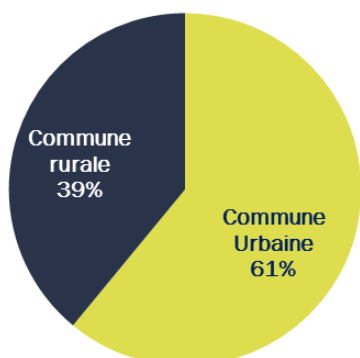
Cette baisse est plus ou moins marquée en fonction des tarifs : on note que la baisse du volume consommé la plus importante concerne les tarifs bleus (11%, 270 GWh). Cette baisse est plus marquée dans les communes rurales (-10%) que dans les communes urbaines (8%).

Consommations par tranche tarifaire



Les usagers aux tarifs bleus consomment 61% du volume global consommé par les usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente, contre 14% pour les tarifs jaunes et 25% pour les tarifs verts.

Consommations par régime



En 2014, 61% de la consommation des usagers bénéficiant des tarifs réglementés s'opèrent en milieu urbain.

1.2.3 L'accueil téléphonique du fournisseur

Accueil physique :

Sur le département du Calvados, EDF a implanté plusieurs accueils physiques : la boutique EDF située au 22/24, rue Saint Pierre à CAEN ; quatre Points Services "" La Poste"" (Falaise, Honfleur, Ouistreham, Pont l'Évêque) et deux points Information Médiation Multi Services (PIMMS à Caen et Hérouville St Clair).

Il convient de citer les canaux automatisés développés par le fournisseur EDF :

- le site particuliers.edf.com, refondu en 2013 et accessible sur tablette et mobile ;

- l'application EDF & MOI qui permet de créer des espaces clients, payer des factures, modifier des données personnelles, transmettre des relevés de consommation...);
- le site mamaisonbleucieledf.fr qui délivre des conseils sur la maîtrise de l'énergie.

Accueil téléphonique :

Pour qui?	Pour quoi?	Numéro de téléphone	Coût de l'appel
Les usagers particuliers	Déménagement, contrat, facture	09 69 39 33 06	Coût non surtaxé
Les usagers professionnels (tarif bleu)		0 810 33 776	Coût d'un appel local
Les usagers particuliers et professionnels	Projets et travaux dans l'habitat	39 29	Prix d'un appel local
Les collectivités locales	Conseils et accompagnement	02 72 96 00 51	Coût d'un appel local N° Vert TPN
Les usagers démunis	Solidarité : Information, orientation TPN	0 800 650 309 0 800 333 123	Coût d'un appel local n° vert TPN
Les élus, travailleurs sociaux et associations	Alerte, gestion, suivi des usagers démunis	0 810 810 111	Coût d'un appel local

1.2.4 La solidarité

La loi dite « Brottes » du 15 avril 2013 a décidé de l'ouverture des tarifs sociaux de l'énergie (le Tarif de Première Nécessité (TPN) et le Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz TSS) à tous les fournisseurs d'énergie et sortit ce contrôle du périmètre du contrat liant le SDEC ÉNERGIE et le concessionnaire.

Le contrôle de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie est donc désormais mené auprès de l'ensemble des fournisseurs et fait l'objet d'un rapport de contrôle spécifique.

1.2.5 La facturation

Éléments de suivi de la facturation	2013	2014
Nombre de lettres de relance envoyées	163 114	142 423
Nombre de déplacements pour impayés	2 966	8 166
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis sans aboutir à une coupure effective	1 275	6 106
Nombre de coupures effectives sur demande d'EDF	1 691	2 060
Taux d'interruption de fourniture à la demande du fournisseur	57%	25%
Nombre de SMI Service Maintien d'Énergie	2 376	3 936

Il est à noter que les nombres de déplacements pour impayés et d'usagers coupés ont fortement augmenté en 2014. Il convient néanmoins de rester prudent sur l'interprétation de ces données qui contiennent des éléments relatifs aux Service Maintien de l'Énergie (réduction de puissance à 1 kVA pendant une durée de 10 jours avant de procéder à la coupure).

Selon le concessionnaire, l'application en 2014 des dispositions de la loi BROTTEES relatives à la trêve hivernale explique aussi ces hausses. Selon le concessionnaire, les usagers réduiraient le règlement de leurs factures pendant cette période de protection⁸, ce qui aurait pour effet d'augmenter le volume d'impayés et le nombre de coupures effectives.

Le concessionnaire a fourni un nouvel indicateur en ce qui concerne les pénalités pour retard de paiement pour les usagers au tarif bleu (résidentiel). Le nombre de pénalités liés aux impayés s'élève à 20 876 en 2014.

Le concessionnaire a précisé que ces pénalités s'appliquent suite à l'entrée en vigueur des nouvelles Conditions Générales de Vente (dès le 1^{er} février 2014) ; ces pénalités se substituant aux frais de rejet.

Elles sont facturées pour toute facture d'un montant supérieur ou égal à 30 € TTC, pour tout règlement (prélèvement ou TIP/Chèque) perçu après la Date Limite de Paiement de la facture et en cas d'absence de règlement jusqu'à l'émission de la facture suivante. Les pénalités d'un montant de 7,50 € sont reportées sur la facture suivante.

Le concessionnaire propose des services numériques avec notamment un fort développement des factures électroniques (diminuant ainsi le délai d'acheminement des factures naturellement plus court que par voie postale) et favorise la mensualisation et le prélèvement automatique qui permettent de s'affranchir des oublis et délai d'encaissement. Le paiement sur l'espace client par télépaiement et carte bancaire est accessible 24h/24.

1.2.6 Les réclamations

En 2014, les usagers ont adressé environ 3 096 réclamations écrites à EDF contre 3 050 réclamations en 2013. L'interprétation de l'évolution de ces données est délicate car le concessionnaire a opéré des changements dans son système de gestion en 2014.

Les réclamations portent au principal sur la facturation, le recouvrement et l'accueil. Depuis mars 2014, les réclamations peuvent être saisies sur le site de la société EDF. Les réclamations saisies en ligne ne sont pas comptabilisées dans les données mentionnées ci-dessus. Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir pour 2014, le nombre des réclamations portées devant les instances du Médiateur de l'énergie.

1.2.7 Les données financières

Montant des recettes du concessionnaire à la maille de la concession	2012	2013	2014
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs bleus	214 295	230 138	212 196
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs jaunes	41 244	43 845	43 098
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs verts	61 348	59 516	57 843
Total	316 886	333 498	214 210

Les recettes du concessionnaire baissent de 7% par rapport à 2013, les évolutions diffèrent selon les tarifs :

- Les recettes diminuent de 8% pour les tarifs bleus,
- les recettes diminuent de 2% pour les tarifs jaunes,
- les recettes diminuent de 3% pour les tarifs verts.

La baisse des recettes s'explique par la baisse du volume d'énergie facturé.

Le SDEC ÉNERGIE a sollicité la présentation du compte de résultat (charges et produits) de l'activité relative à la fourniture d'électricité bénéficiant des tarifs réglementés de vente pour l'année 2014.

EDF a rejeté cette demande au motif que le caractère pérequé des tarifs de vente et l'organisation qui en découle, imposent la construction de bilans comptables à la maille nationale et non à la maille de la concession.

Cette réponse semble peu pertinente, compte tenu des dispositions du cahier des charges de concession relatives au contenu du compte rendu annuel d'activités.

1.3 LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS

Points positifs	
Distributeur Enedis	Amélioration de la prestation de raccordement avec notamment la réduction des délais des travaux
Fournisseur EDF	Transmission de nouveaux indicateurs concernant la facturation.

Points à améliorer	
Fournisseur EDF	Fiabiliser les données d'une année sur l'autre : les requêtes relatives aux réclamations et aux impayés.

Points négatifs	
Distributeur Enedis	Non transmission d'indicateurs de suivi de qualité de service relatifs à la délibération de la commission de régulation (CRE) du 28 mai 2013
Fournisseur EDF	Non transmission des informations sollicitées par le concédant en matière d'informations financières

2 LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'ENVIRONNEMENT

En application du cahier des charges de concession, Enedis et le SDEC ÉNERGIE, investissent sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-contre présente **une répartition simplifiée de la maîtrise d'ouvrage entre les parties.**

Répartition synthétique de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis			
Type de travaux	Catégorie de communes ⁹		
	A	B	C
Renforcement HTA	Enedis		
Renforcement BT	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
Raccordement pour une activité économique ou un usage public	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
Autre raccordement	Enedis		
Effacement	SDEC ÉNERGIE		

2.1 LA RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS (MIS EN SERVICE) PAR MAÎTRE D'OUVRAGE

Travaux réalisés en km	2011	2012	2013	2014
Enedis (hors branchements)	206	193	203	150
SDEC ÉNERGIE (y compris les branchements)	237	220	217	191
TOTAL	443	413	420	341

Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 341 km de travaux sur le territoire de la concession en 2014.

Si le linéaire crée est moindre que les années précédentes, il est à noter **qu'il reste dans la moyenne du linéaire créé par an depuis 2007 (349 km).**

Le linéaire réalisé par le concessionnaire est comptabilisé hors longueur de branchements car Enedis n'est toujours pas en mesure de fournir les caractéristiques techniques des branchements existants et des branchements sur lesquels il est intervenu dans l'année.

Le concédant attend du concessionnaire qu'il lui fournisse, a minima, **un inventaire précis¹⁰ des branchements sur lesquels une intervention¹¹ a eu lieu dans l'année (flux).** Il s'agit d'une demande récurrente du SDEC ÉNERGIE car le Syndicat souhaite connaître au mieux le patrimoine qu'il a concédé à Enedis, dont les branchements font partie.

2.1.1 Les travaux réalisés par Enedis

2.1.1.1 Le volume de travaux réalisés

Le volume des travaux, déclarés au titre de l'année 2014 par le concessionnaire, est décrit par plusieurs sources :

- Le CRAC¹² affiche les données globales (linéaires p. 77 et montants d'investissement p. 42) ;
- Un fichier technique "L0311E" présente les linéaires par commune, type de travaux (extension, renouvellement et renforcement) et type de technique (aérien nu, torsadé, souterrain) ;
- En annexe du CRAC, on trouve un échantillon des dépenses réalisées pour les travaux argumentant la conférence "loi NOME" qui précise, par commune ou ensemble de communes, les montants investis et parfois des linéaires correspondants ;

⁹ Catégorie A : Communes relevant du régime urbain de l'électrification pour lesquelles le SDEC ÉNERGIE ne perçoit pas la taxe sur l'électricité. Catégorie B : Communes relevant du régime urbain de l'électrification dont la taxe sur l'électricité est perçue par le SDEC ÉNERGIE. Catégorie C : Communes relevant du régime rural de l'électrification.

¹⁰ Localisation, caractéristiques techniques, nombre.

¹¹ Création, modification, suppression.

¹² CRAC : Compte Rendu annuel d'Activités du Concessionnaire

- Les fichiers comptables de mises en concession et l'inventaire des ouvrages localisés enregistrent les ouvrages par année de mise en service.

Ces données, fournies par le concessionnaire, doivent être considérées avec circonspection. En effet :

- les linéaires déclarés varient en fonction des sources ;
- ces linéaires ne peuvent être comparés à ceux mis en concession qui ne comptabilisent à l'année N qu'une partie des biens mis en service (fichier comptable) ;
- le concessionnaire refuse de fournir la liste exhaustive et détaillée des travaux qu'il réalise ;
- Enedis refuse de fournir tous justificatifs des investissements annoncés dans le CRAC.

BT : linéaire réalisé en km	2011	2012	2013	2014
Aérien torsadé	8	8	11	6
Souterrain	80	87	86	68
Branchement	NC	NC	NC	NC
TOTAL	88	95	97	74

Jusqu'en 2010, le linéaire de réseau basse tension (BT) créé par le concessionnaire était stable avec une moyenne d'environ **50 km** par an. Depuis, celui-ci a augmenté régulièrement pour atteindre **97 Km en 2013**.

En 2014, on constate une diminution notable (24%) de la longueur de réseau mis en service (74 km en 2014 contre 97 km en 2013).

92% des travaux réalisés par le concessionnaire sur le réseau basse tension, le sont en souterrain.

HTA : linéaire réalisé en km	2011	2012	2013	2014
Aérien nu	3	3	1	2
Souterrain	115	96	105	75
Total	119	99	106	77

A l'instar du réseau BT, l'évolution du linéaire de réseau HTA posé en 2014 **est en forte diminution par rapport à 2013 (-28%)**. La quasi-totalité (près de **98%**) de ces travaux a été réalisée en technique souterraine.

Le concessionnaire explique la forte diminution des linéaires de réseau BT et HTA posé (-26% entre 2013 et 2014) par :

- une augmentation du coût des chantiers,
- une augmentation des linéaires déposés,
- et des renouvellements de câbles souterrains HTA dits CPI (câble papier imprégné).

Le concédant attend la justification de ces réponses par la production des éléments financiers, des linéaires de dépose sous maîtrise d'ouvrage Enedis et des linéaires de CPI renouvelés.

Pour ce qui concerne les travaux de raccordement des producteurs, Enedis refuse à nouveau de fournir les linéaires et la liste de ces travaux.

Plus largement, Enedis refuse de préciser si les linéaires qu'il déclare avoir mis en service en 2014 sont exhaustifs et comprennent les extensions pour raccordement des producteurs.

2.1.1.2 Le volume d'ouvrages réalisés par typologie d'opération

Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction du type de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- **Les extensions** du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou bâtiment ;
- **Les renouvellements** sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- **Les renforcements** consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du concessionnaire) ;

- **Les effacements** de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

Longueur de réseaux BT déclarés par Enedis par type de travaux en km



Depuis 2011, les **extensions** du réseau représentent une part prépondérante (70% en 2014) des travaux **sur le réseau basse tension**.

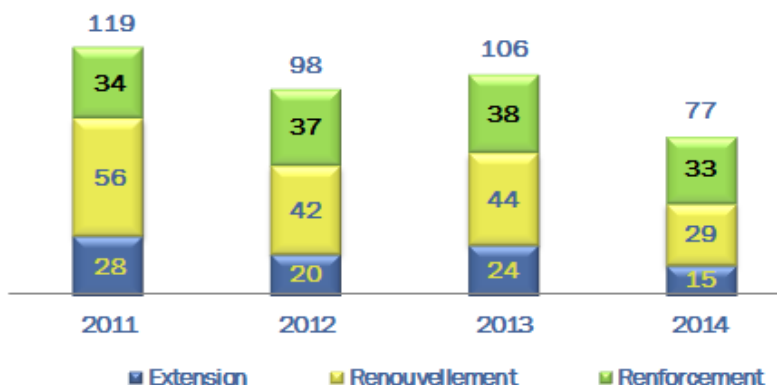
En 2014, le **cumul des linéaires de renouvellement et de renforcement BT** chute de **38%**.

Le concédant l'estime insuffisant au regard des incidents observés sur le réseau basse tension en fils nus.

Le concessionnaire a créé **26%** de linéaire de réseau HTA de moins qu'en 2013.

Les travaux HTA déclarés par le concessionnaire se répartissent globalement dans les mêmes proportions depuis 2011 : **44%** de renouvellements, **29%** de renforcements et **26%** d'extensions.

Longueur de réseaux HTA déclarés par Enedis par type de travaux en km



2.1.1.3 Focus sur la Prolongation de Durée de Vie « PDV »

Enedis mets en œuvre depuis 2013 un nouveau mode d'investissement (CAPEX)¹³ dénommé Prolongation de Durée de Vie (PDV) ou rénovation. Ce dispositif, consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

Selon les éléments fournis par le concessionnaire, il semble que ces travaux de PDV concernent :

- Les départs incidentogènes : l'éligibilité de ces départs est liée à une analyse du nombre d'incidents¹⁴ sur des historiques de 5 ans, de 3 ans et à l'année N-1 ;
- de plus de 25 ans ;
- qui ne sont pas concernés par le plan aléa climatique (PAC) ;
- dont le coût de rénovation sera inférieur à 70% du coût de renouvellement ;
- dont le coût de rénovation est supérieur au seuil d'OPEX¹⁵ (coût unitaire supérieur à 5 €/m) ;
- dont le coût de réalimentation sera inférieur à 30% du coût des travaux de PDV ;
- dont les coûts annexes seront inférieurs à 20% du coût total des travaux de PDV.

¹³ Les CAPEX ou dépenses d'investissement (de l'anglais capital expenditure), se réfèrent aux immobilisations, c'est-à-dire aux dépenses qui ont une valeur positive sur le long terme.

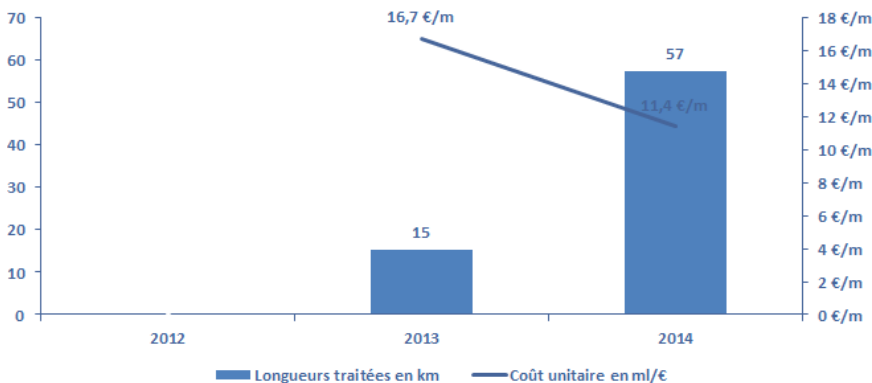
¹⁴ Incidents toutes causes et tous sièges confondus, dont incidents ayant pour siège le réseau aérien, dont incidents ayant pour siège le réseau aérien et pour cause l'usure d'ouvrages

¹⁵ Les OPEX ou dépenses d'exploitation (de l'anglais operational expenditure) sont les charges courantes pour exploiter un produit, une entreprise, ou un système

Les travaux de PDV consistent à remplacer des éléments constitutifs défectueux d'une portion de ligne aérienne HTA. Les éléments remplacés sont :

- les éléments principaux d'une ligne s'ils sont défectueux : supports, armements, isolateurs, conducteurs (le remplacement de ces éléments principaux sert à estimer, en pourcentage, la part d'ouvrage qui doit être remplacée) ;
- d'autres éléments s'ils sont existants et défectueux : ponts et raccords ; attaches, étriers et œillets ; dispositifs de protection contre les événements climatiques ; dispositifs de protection de l'avifaune, parafoudres HTA ; disjoncteurs et interrupteurs aériens ;
- des dépenses associées : groupes électrogènes, travaux d'accès au chantier, engins, main d'œuvre Enedis...

**Linéaire de réseau HTA traité en PDV (km)
et coût moyen (€/m)**



L'analyse des montants investis et des coûts unitaires des opérations identifiées permet de vérifier qu'en moyenne les opérations de PDV respectent le principe général énoncé d'un coût unitaire supérieur à 5€/m tout en restant inférieur à 70% du coût de remplacement de l'ouvrage

Cependant, ces coûts présentent des variabilités qu'il est souhaitable d'analyser par chantier.

En effet, un des risques de la pratique de PDV est de faire reporter des charges de maintenance sur des charges de capital immobilisées.

Le seuil de 5 €/mètre doit nécessairement être analysé – à partir de retours d'expérience de chantiers – quant à sa pertinence sur la réalité des rénovations effectuées sur la ligne et permettant de procéder à un allongement de la durée de vie comptable.

Les branchements

Après avoir très fortement chuté (-77%) en 2013, le nombre de branchements neufs créés en 2014 continue de décroître (-16%).

Depuis les données 2013, le concessionnaire a restreint unilatéralement la qualité des informations transmises à l'autorité concédante, ce qui ne permet pas d'approfondir l'analyse. Ces éléments amènent le concédant à douter de la fiabilité des données transmises.

Le SDEC ÉNERGIE déplore à nouveau que les informations fournies par Enedis ne soient pas en adéquation avec le protocole signé avec la FNCCR qui prévoyait la localisation des branchements en flux. Concernant les colonnes montantes électriques, le concessionnaire indique qu'un recensement est en cours sans en préciser le contenu.

2.1.2 L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

BT : linéaire réalisé en km	2011	2012	2013	2014
Aérien torsadé	34	42	33	28
Souterrain	111	99	106	101
Branchement	61	54	56	47
TOTAL	206	195	196	176

En 2014, le SDEC ÉNERGIE a réalisé **129 km** de réseau BT, soit un linéaire en **baisse de 7%** par rapport à 2013.

Ceci est principalement dû à **une diminution des longueurs réalisées dans le cadre des extensions de réseau et des opérations de résorption de fils nus.**

Le syndicat a recours principalement (**78%**) à la technique souterraine pour ses travaux sur le réseau basse tension.

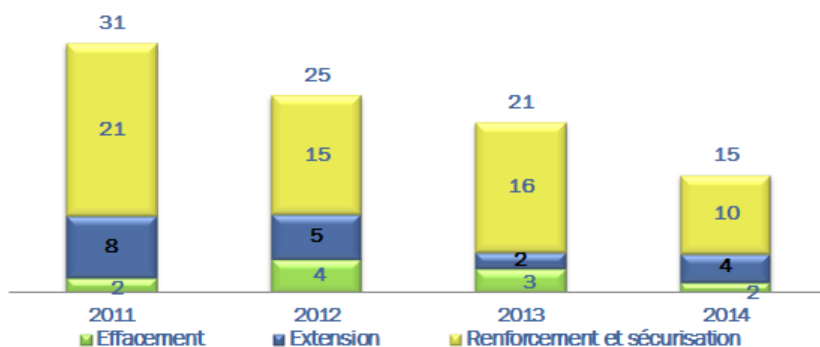
Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au concessionnaire Enedis, néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE est amené à intervenir sur ce type de réseau.

HTA : linéaire réalisé en km	2011	2012	2013	2014
Aérien nu	2	1	1	0,4
Souterrain	29	23	20	14
TOTAL	31	25	21	15

Après une stabilité jusqu'en 2010 du linéaire de réseau HTA réalisé par le SDEC ÉNERGIE, on observe une diminution de celui-ci depuis 2011.

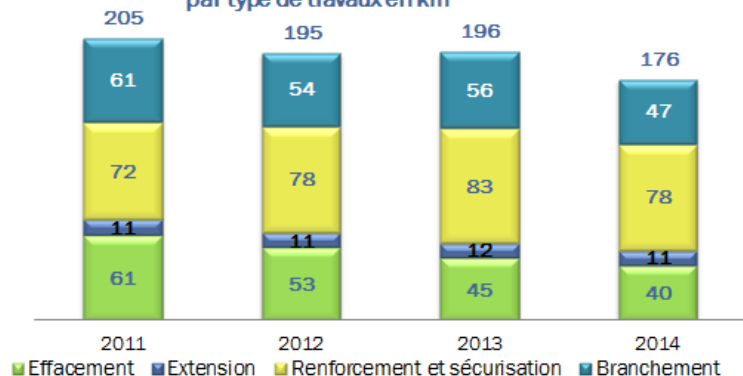
Le SDEC ÉNERGIE privilégie les travaux en souterrain pour la HTA avec un taux de plus de **97%**.

Longueur de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux (en km)



Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de **renforcements du réseau basse tension.**

Longueur de réseau BT posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km



Les travaux sur le réseau BT menés par le SDEC ÉNERGIE sont essentiellement des **renforcements (44%)** et des **effacements de réseaux (23%)**.

2.2 LES PRÉVISIONS DE TRAVAUX

Le cahier des charges de concession prévoit à l'article 32 que « le compte rendu annuel comprendra [...] une information sur les perspectives d'évolution du réseau et d'organisation du service envisagées par le concessionnaire pour l'avenir conformément aux dispositions de l'article 12 de l'annexe 1 ».

Le concessionnaire refuse de communiquer ces éléments dans le cadre du CRAC et renvoie vers les informations qu'il transmet dans le cadre de la conférence NOME en précisant que :

- ses prévisions de travaux y sont exhaustives sur 2 ans pour le réseau HTA et sur 3 ans pour le réseau BT ;
- il n'a pas de programme de travaux sur les postes de transformation (les transformateurs pollués sont traités au fur et à mesure des déposes réalisées) ;
- les démolitions de postes tour sont réalisées après priorisation des dossiers ;
- il n'a pas d'échéance pour la résorption des réseaux HTA concernés par le plan aléa climatique.

Le concédant regrette de ne pouvoir connaître la part de ces prévisions réalisée par le concessionnaire. En effet, celui-ci refuse de fournir la liste exhaustive et détaillée des travaux qu'il réalise.

Il est à noter que le concessionnaire ne libelle pas ses projets de chantiers de façon à les répartir entre les 5 axes prioritaires d'investissement présentés dans le CRAC (renouvellement des câbles souterrains HTA et BT d'anciennes technologies en zone urbaine ; dépose des portions de réseaux à risque ; traitement des portions de réseaux BT en fils nus ; renouvellement des composants les plus sensibles des postes-sources ; amélioration de la sûreté des postes-sources dans les zones urbaines denses).

Le concédant n'est donc pas en mesure d'évaluer l'importance de ces investissements sur la concession.

Enedis précise qu'il ne fixe pas d'objectifs chiffrés concernant les actions d'exploitation des réseaux de la concession. Les travaux d'exploitation sont alimentés selon les besoins.

2.3 L'ENVIRONNEMENT

2.3.1 Le respect des zones du cahier des charges de concession

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule un taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération.

L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Depuis 2011, le concessionnaire fournit au SDEC ÉNERGIE les éléments permettant de s'assurer qu'il respecte bien ses engagements (répartition du linéaire de travaux transmise par zone). Les calculs sont depuis lors basés sur les travaux réalisés par les deux maîtres d'ouvrage.

		Zone 1		Zone 2		Zone 3	
		2013	2014	2013	2014	2013	2014
Objectif du cahier des charges en%	HTA	100	100	85	85	50	50
	BT	100	100	85	85	35	35
Enedis en %	HTA	100	100	96	99	100	91
	BT	100	100	99	100	95	70
SDEC ÉNERGIE en %	HTA	97	100	100	94	89	97
	BT	100	100	86	84	57	65

Pour 2014, les résultats atteignent globalement les objectifs fixés par le cahier des charges de concession, voire les dépassent largement pour les linéaires de réseau posés en zone 3. Seul l'objectif de 85 % de souterrain BT en zone 2 est approché (84%) par le SDEC ÉNERGIE.

2.3.2 Les transformateurs PCB traités

Certains transformateurs sont susceptibles de contenir des PCB¹⁶.

En raison des risques environnementaux, les transformateurs avec un taux de PCB > ou = à 500 ppm ont été éliminés à fin 2010, conformément à la réglementation en vigueur. Le décret du 10 avril 2013¹⁷ prévoit la suppression des transformateurs pollués à plus de 50 ppm pour la fin 2025.

Enedis s'engage à supprimer l'ensemble des postes pollués pour cette date.

Le tableau ci-après stipule le nombre de transformateurs concernés par ce décret sur la concession :

Traitement des transformateurs par Enedis (programme d'élimination des transformateurs > 50ppm PCB)	2013	2014
Transformateurs remplacés dans l'année	86	25
Nombre des transformateurs pollués (entre 50 et 500 ppm) restant à traiter au 31/12	641	616

Comme l'an passé, le concessionnaire a refusé de communiquer au SDEC ÉNERGIE la liste des 616 transformateurs à la maille communale, recensés comme pollués sur la concession au 31/12/2014.

Le concessionnaire, informé par le concédant des travaux que le SDEC ÉNERGIE entreprend, lui communique cependant, lorsque ces travaux concernent des transformateurs, le niveau de pollution de cet ouvrage lui permettant ainsi d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux aux seuls cas nécessaires.

Cet accord ne répond que partiellement aux attentes du concédant qui souhaite connaître précisément l'état de son patrimoine.

Afin d'éliminer la moitié des appareils pollués avant le 1er janvier 2020¹⁸, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne une cinquantaine par an.

En 2014, les travaux menés sur les postes ont permis le traitement de 25 transformateurs pollués.

Le concessionnaire indique en audit qu'il respectera le décret en vigueur relatif à la suppression des postes pollués entre 50 et 500 ppm. Le concédant attire toutefois son attention sur la nécessité de répartir dans le temps le traitement des transformateurs pollués et ainsi les interruptions de fourniture d'électricité des usagers concernés.

2.3.3 Les postes « tour »

En 2011, le SDEC ÉNERGIE et Enedis ont signé une seconde convention relative à la suppression de postes de type « tour » sur la concession. Cette dernière stipule qu'en juillet 2014, le SDEC ÉNERGIE comme Enedis devront avoir procédé au remplacement de 12 postes tour.

¹⁶ PBC : Polychlorobiphényles

¹⁷ Décret n° 2013-301 du 10 avril 2013 portant diverses dispositions relatives aux déchets.

¹⁸ Article R543-22 du code de l'environnement.

Convention SDEC ÉNERGIE/Enedis 2011-2014				
Nombre de postes tour remplacés par an	2013	2014	Cumul 2011-2014	Objectif 2014
Enedis	5	3	21	12
SDEC ÉNERGIE	2	2	9	12
Total	7	5	30	24

Le concessionnaire a atteint l'objectif de la suppression de 12 postes tour fin 2012.

Le SDEC ÉNERGIE ne réalise la dépose de postes de transformation de type tour que lors de travaux d'effacement des réseaux aériens ou de renforcement. Les postes sont alors analysés afin de savoir s'ils contiennent de l'amiante, puis détruits. Les gravats issus de cette démolition sont ensuite concassés afin d'être utilisés sur des chantiers de travaux publics.

Fin 2014, 9 postes tour ont été déposés par le SDEC ÉNERGIE, soit 75% de l'objectif.

En 2015, le SDEC ÉNERGIE et Enedis ont signé une troisième convention relative à la suppression de postes de type tour sur la concession. Celle-ci prévoit qu'à fin 2016, le SDEC ÉNERGIE comme Enedis devront avoir procédé au remplacement de 12 postes tour.

2.3.4 Les poteaux bétons déposés

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des poteaux en béton au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les 2 maîtres d'ouvrage se sont associés (groupement de commandes) afin de traiter ensemble ces déchets par concassage.

2.3.5 Les poteaux résinés

Le concessionnaire déclare que le résinage de supports en béton peut s'avérer être un moyen efficace et moins onéreux que le renouvellement, de supprimer les risques de chute de béton, notamment en zone urbaine. Il précise qu'un traitement protecteur de l'armature métallique est appliqué sur chaque point d'intervention.

Enedis indique, lors de l'audit 2015, qu'il s'assure seulement de la stabilité du support et de la sécurité des piétons et qu'il n'effectue pas de surveillance spécifique des supports résinés.

Le concessionnaire refuse de communiquer au concédant leur localisation.

2.4 LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT

Point positif	Technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).
Points à améliorer	Fournir la liste des transformateurs en service pollués par les PCB (> 50 ppm) (demande récurrente).
	Communiquer les caractéristiques techniques des nouveaux branchements (demande récurrente)
	Fournir des linéaires d'ouvrages mis en service cohérents entre les différentes sources.
Points négatifs	Refus de fournir la liste complète des travaux réalisés, en montants et en linéaires localisés afin de justifier les investissements annoncés.
	Restriction unilatérale des informations transmises au concédant (nombre de branchements supprimés et modifiés).
	Baisse sensible (notamment en renouvellement) du linéaire posé par le concessionnaire en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT) qui concoure ainsi à l'augmentation de l'âge moyen des réseaux.

De manière générale, le concessionnaire ne répond pas à toutes les attentes de l'autorité concédante en matière de données. La non transmission de certains éléments demandés ne permet pas au SDEC ÉNERGIE d'avoir une analyse pertinente des investissements financiers du concessionnaire au regard des travaux réalisés.

3 LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Réseau BT en km	2011	2012	2013	2014	% par rapport linéaire total
Souterrain	4 843	5 032	5 203	5 374	49%
Aérien nu	1 239	1 159	1 064	987	9%
Torsadé	4 517	4 513	4 522	4 502	41%
Total réseau BT	10 598	10 703	10 789	10 863	
Évolution N / N-1	1,3%	1,0%	0,8%	0,7%	

Le linéaire de **réseau BT** est de **10 863 km**.

Il est constitué de **987 km** de réseau aérien nu, de **4 502 km** de réseau torsadé et de **5 374 km** de réseau souterrain.

Le linéaire de **réseau HTA** est constitué de **8 580 km**.

Ce réseau est composé de 5 040 km de réseau aérien et de 3 540 km de réseau souterrain.

Réseau HTA en km	2011	2012	2013	2014	% par rapport linéaire total
Souterrain	3 255	3 359	3 456	3 540	41%
Aérien nu	5 192	5 132	5 097	5 039	59%
Torsadé	1	1	1	1	0%
Total réseau HTA	8 448	8 492	8 554	8580	
Évolution N / N-1	0,7%	0,5%	0,7%	0,3%	

Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent respectivement de **0,9%** et de **0,8%** en moyenne par an depuis 2008.

Après un pic en 2011, cette augmentation des linéaires BT et HTA est respectivement de **0,7%** et de **0,3%** en 2014.

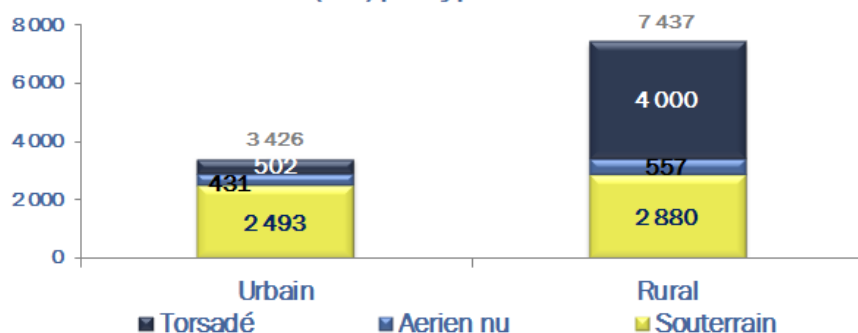
Réseau BT et HTA en km	2011	2012	2013	2014
	19 046	19 195	19 343	19 443
Évolution n / n-1	1,0%	0,8%	0,8%	0,5%

Pour les deux types de réseaux, les mises en services sont majoritairement en réseau souterrain, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

Le taux d'enfouissement du réseau BT de la concession s'établit à **49%**, alors que celui du réseau HTA s'établit à **41%**.

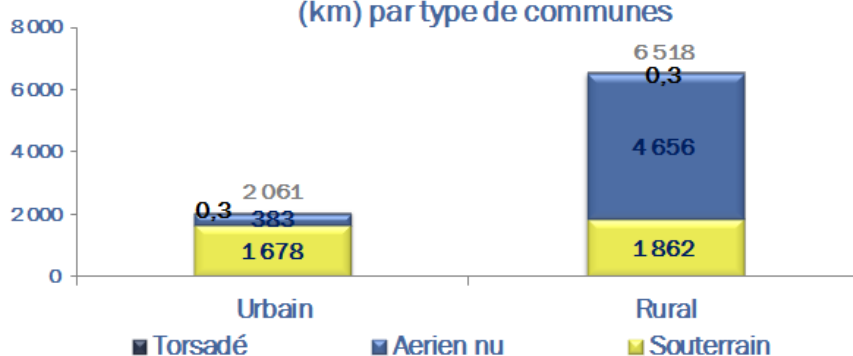
Décomposition du réseau de distribution d'électricité par type de commune en 2014

Répartition du réseau de distribution d'électricité BT(km) par type de communes



72 % du réseau électrique de la concession du Calvados se trouve dans les communes rurales en 2014 alors que la population rurale ne représente que 44 % de la population de la concession.

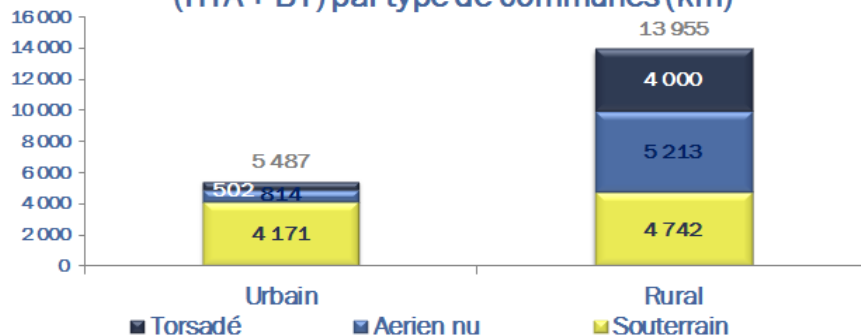
Répartition du réseau de distribution d'électricité HTA (km) par type de communes



Pour la concession, 64 communes sont classées en régime urbain et 643 communes en régime rural.

Les zones rurales présentent 2,5 fois plus de linéaire de réseaux HTA et BT que les zones urbaines.

Répartition du réseau de distribution d'électricité (HTA + BT) par type de communes (km)



Cette proportion est constante depuis 2008.

3.2 LES RÉSEAUX FRAGILES

3.2.1 Les technologies fragiles

Les réseaux sont composés de linéaire de canalisations de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles » car plus sensibles aux incidents que d'autres.

En termes de points de vulnérabilité du réseau HTA, la concession compte :

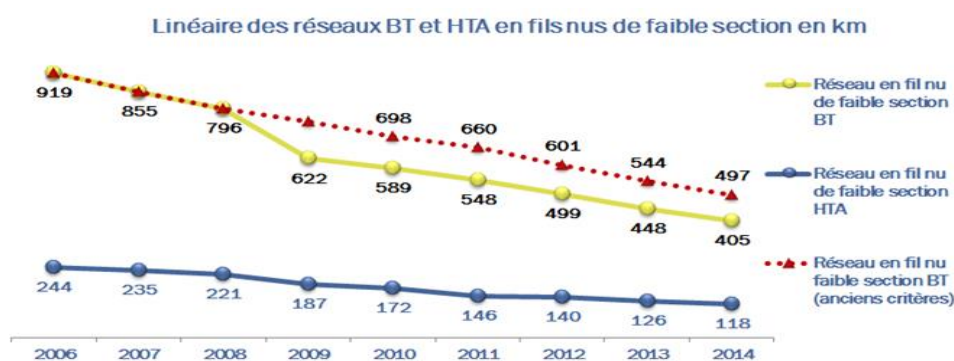
- **118 km** de réseau aérien de **faible section**¹⁹, soit une proportion de **1,4%**. Ces longueurs sont en faible diminution.
- **197 km** de réseau souterrain à **isolation papier**, soit une proportion de **2,3%** du réseau HTA (estimation SDEC ÉNERGIE).

En termes de points de vulnérabilité du réseau BT la concession compte :

- **987 km** de réseau **aérien nu** soit **9 %** du linéaire des réseaux BT, dont **405 km** sont de **faible section**.

Depuis 2009, la baisse importante du linéaire de faible section BT présentée par le concessionnaire s'explique par une modification des critères²⁰ de classification de la faible section.

Le SDEC ÉNERGIE n'approuve pas cette décision qui réduit artificiellement le nombre de kilomètres de réseau dit de faible section.

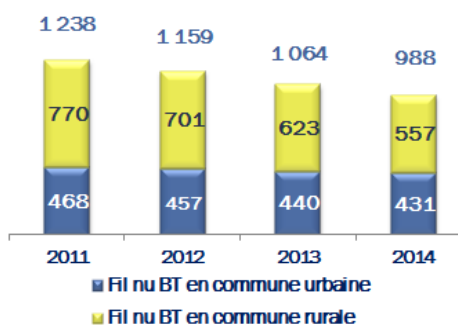


Le graphique ci-contre fait apparaître l'évolution du volume de réseau en fils nus de faible section (HTA et BT) en faisant apparaître pour le réseau BT le volume concerné, en fonction des critères retenus.

Comme il est présenté dans la partie "qualité de la fourniture", la suppression du réseau en fils nus BT, souvent très ancien, en partie de faible section et incidentogène, est une nécessité.

Le SDEC ÉNERGIE s'est donc fixé un objectif de résorption du réseau BT en fils nus en domaine rural à l'échéance 2020. Les effets de cette politique volontariste sont visibles sur le graphique suivant.

Répartition et évolution du linéaire de fil nu sur le réseau BT en km



¹⁹ Critères de classement du réseau HTA aérien nu de faible section : sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ en cuivre et $\leq 22 \text{ mm}^2$ pour les autres matières.

²⁰ Critères de classement du réseau BT aérien nu de faible section :

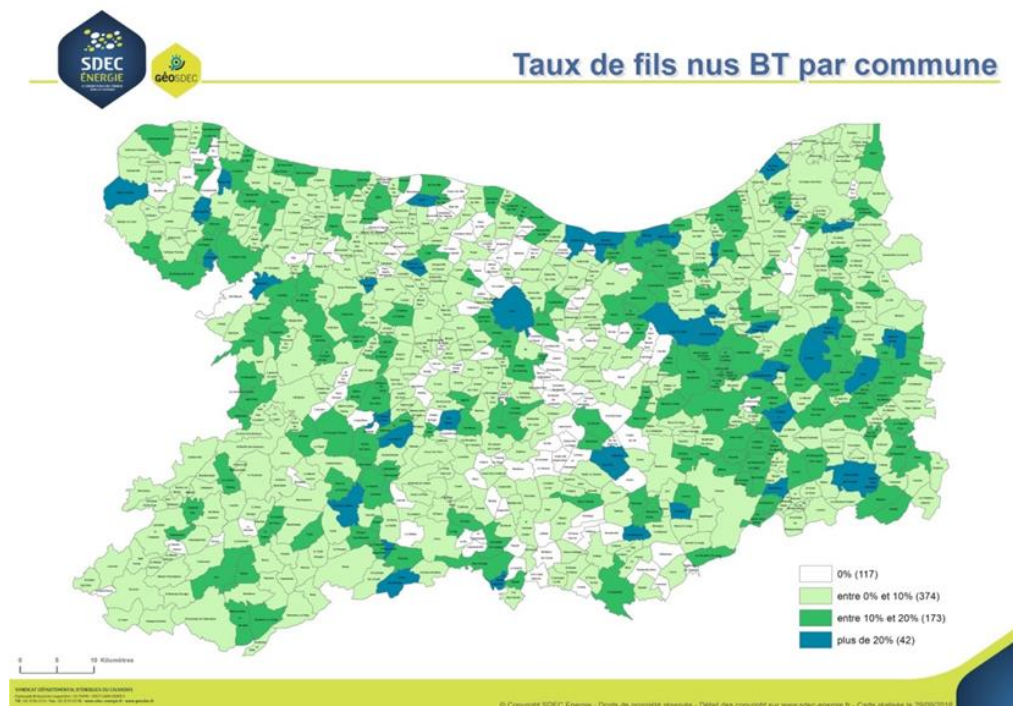
- avant 2009 : sections $\leq 20 \text{ mm}^2$ en cuivre et $\leq 22 \text{ mm}^2$ pour les autres matières,
- après 2009 : sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ en cuivre et $\leq 22 \text{ mm}^2$ pour les autres matières.

Malgré les demandes récurrentes du SDEC ÉNERGIE, le concessionnaire n'a toujours pas de programme spécifique pour **la suppression des réseaux BT aériens en fils nus en domaine urbain et HTA aériens en fils nus de faibles sections.**

Il est à noter que le concessionnaire **refuse de transmettre les linéaires et la situation des réseaux fragiles** suivants :

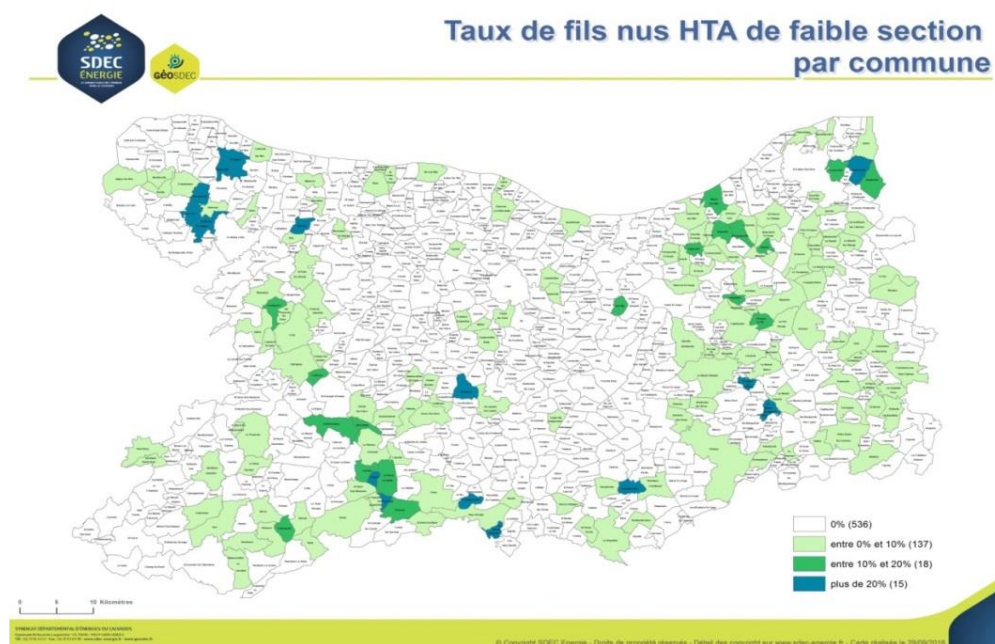
- réseau HTA souterrain à isolation papier,
- réseau concerné par le plan aléa climatique à la maille communale,
- réseau BT à neutre périphérique.

3.2.2 La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2014



La proportion de fils nus BT est importante dans l'Est du département. Il est à noter aussi l'existence de fortes proportions dans certaines communes de bord de mer, dans l'agglomération caennaise et dans plusieurs communes de l'Ouest.

3.2.3 La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2014



La proportion de fils nus HTA est importante dans quelques communes disséminées sur tout le territoire du Calvados.

3.3 L'AGE DES RÉSEAUX HTA ET BT

3.3.1 L'âge moyen du réseau BT

Age moyen du réseau BT en années	2011	2012	2013	2014
Concession	31,9	31,9	31,8	31,8
Zone rurale	28,5	28,5	28,3	28,3
Zone urbaine	39,4	39,3	39,2	39,4

L'âge moyen du **réseau BT** est de **31,8 ans** en 2014. Il est stable depuis 2007.

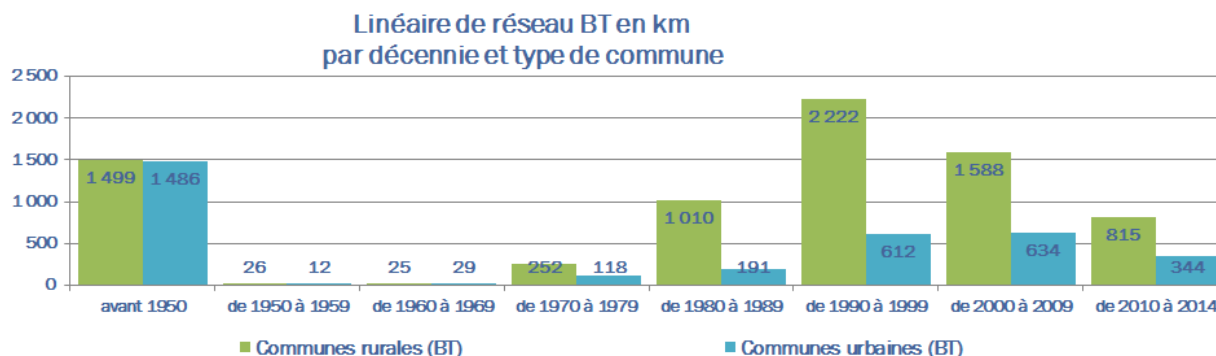
Age moyen du réseau BT de faible section	2011	2012	2013	2014
Concession	64	65	66	67

L'âge moyen des **réseaux BT de faible section** continue d'augmenter pour atteindre plus de **67 ans** en 2014.

L'âge moyen du réseau aérien en fils nus atteint **66,8 ans**.

La portée de ces données est à relativiser compte tenu de la datation arbitraire en 1946 dans la base technique des linéaires BT posés avant les années 1980.

3.3.2 Le linéaire de réseau BT par année de pose



Le graphique du linéaire de réseau BT par décennie de pose met en exergue la **datation arbitraire** en 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980.

Il montre aussi le **niveau important d'investissements du concédant** depuis les années 1990 expliquant l'**âge moyen du réseau plus jeune** en domaine rural (28,3) qu'en domaine urbain (39,4).

3.3.3 L'âge moyen du réseau HTA

Age moyen du réseau HTA en années	2011	2012	2013	2014
Concession	25,1	25,6	26,1	26,6
Zone rurale	25,6	26,1	26,7	27,3
Zone urbaine	23,8	23,8	23,9	24,2

L'âge moyen du **réseau HTA** s'établit en 2014 à **26,6 ans**. Il progresse en moyenne de **0,4 an par année**.

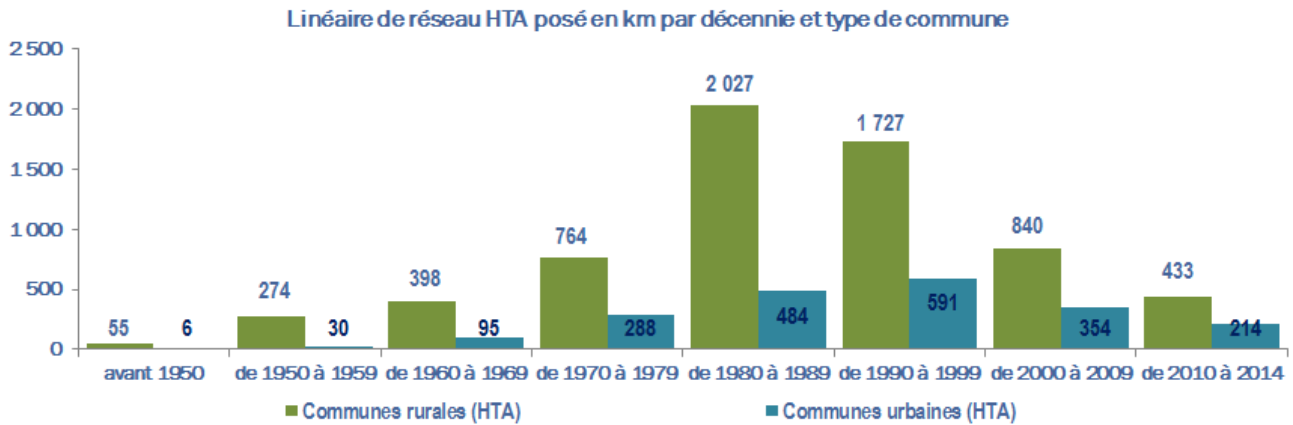
Cette hausse est consécutive au **renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA**.

Le vieillissement du réseau HTA concerne particulièrement les **lignes aériennes**, dont l'âge moyen progresse de 0,8 an, par an depuis 2008 pour s'établir à **32,8 ans** en 2014.

Age moyen du réseau HTA de faible section	2012	2013	2014
Concession	53	54,1	54,9

On relèvera plus particulièrement que l'âge moyen du **réseau HTA de faible section** s'établit à **54,9 ans** en 2014, en progression depuis 2012.

3.3.4 Le linéaire de réseau HTA par année de pose

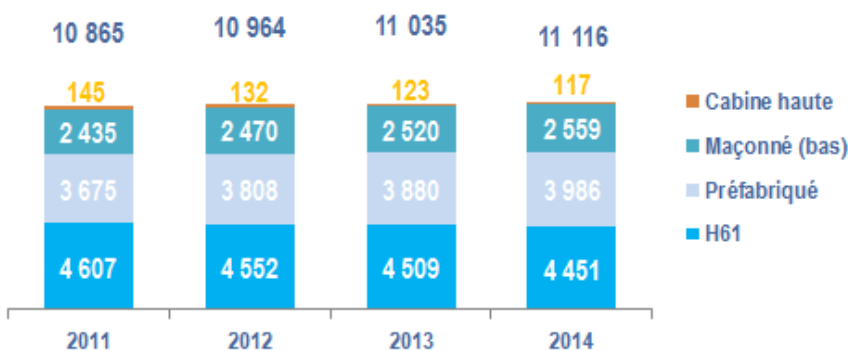


Le graphique du linéaire de réseau HTA par décennie de pose met en exergue le niveau important d'investissements du concessionnaire dans les années 1980 à 2000.

Depuis, ses investissements ne cessent de baisser, expliquant l'évolution de l'âge moyen du réseau HTA.

3.4 LES POSTES DE TRANSFORMATION

Evolution du nombre de postes par catégorie



Le nombre de postes de transformation sur la concession est de **11 116**.

Ce nombre reste stable par rapport à 2013.

Plus de la moitié de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués.

Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés de **26,6 ans**, en hausse de 0,5 an chaque année, **les nouvelles mises en service ne compensant pas le vieillissement global de ces ouvrages**.

Cet âge moyen varie selon les types de postes. En particulier, les postes préfabriqués sont relativement jeunes, en moyenne âgés de 15 ans, alors que l'âge moyen des postes sur poteau (H61) et des postes maçonnés s'établit respectivement à 34,3 et 39,2 ans à fin 2014.

Un croisement entre l'âge des postes HTA/BT et leur taux d'incidents fait apparaître une corrélation entre ces deux éléments. **En particulier, les postes de plus de 30 ans présentent une incidentologie importante (taux d'incident de plus de 5 pour 10 000 postes)**.

Cette analyse rapportée à la technologie des postes HTA/BT fait apparaître la fragilité de certaines typologies de postes, telles que les **postes ruraux compacts simplifiés et les postes H61**.

3.5 LES TRANSFORMATEURS

Le nombre de transformateurs en fonction sur la concession est de **11 243**.

- Il est à noter que **93 transformateurs sont en contrainte d'intensité**, c'est-à-dire que la puissance appelée par le réseau BT qu'ils alimentent est supérieure à la puissance admissible du transformateur. Le nombre de poste de transformation en contrainte de transformation est une des données utilisées afin de calculer le montant des aides du régime rural d'électrification.

Plusieurs notes techniques du concessionnaire viennent encadrer la surcharge subie par ces transformateurs.

Dans le cadre de la détermination des principes d'étude et de développement du réseau, le concessionnaire précise qu'« *Un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% (puissance 2h). Dans le cadre d'une étude de producteur, la charge du transformateur est calculée en déduisant la charge minimale du réseau BT. Cette dernière est estimée à 20% de la charge maximale.* »

Cependant, il est à noter que dans le cadre de la description technique des ouvrages, le concessionnaire souligne la possibilité pour ces ouvrages de supporter une contrainte d'intensité plus importante : « *Transformateurs HTA/BT - Par construction les transformateurs ont une puissance assignée qui correspond à la puissance que peut débiter l'appareil en régime permanent. En matière de surcharge (fonctionnement limité à 3 heures), les transformateurs de type « classique » peuvent débiter jusqu'à 120% de leur puissance sans courir de risque de détérioration. Les transformateurs avec protection-coupure intégrée, en service depuis 2001 sur les réseaux [d'Enedis], sont conçus pour fonctionner à 150% de leur puissance assignée en régime de surcharge 3 heures.* »

- **Le concédant ne dispose à ce jour d'aucune donnée concernant la durée de surcharge des transformateurs et leur âge (biens non localisés), ce qui interdit de contrôler le respect de ces seuils.**

On révélera de plus que les transformateurs sont équipés de « **prise à vide** » permettant de modifier la tension sur le réseau aval.

Ce réglage permet de relever (ou d'abaisser) la valeur de la tension en tête du départ BT en modifiant le rapport de transformation de -2,5%, 0% ou +2,5%. Un transformateur de 400 V peut ainsi passer à 390 V avec une prise basse (-2,5%) et à 410 V avec une prise haute (+2,5%). Une nouvelle génération de transformateurs (fabriqués depuis 1987) présente une possibilité de réglage du rapport de transformation à 0%, +2,5% et +5% (tension pouvant passer respectivement à 400 V, 410 V ou 420 V).

L'impact de ce réglage sera abordé dans la partie « qualité » du rapport de contrôle.

3.6 LES COMPTEURS

Le nombre de compteur progresse régulièrement. Il s'établit en 2014 à **460 250**. Le parc est composé au principal de compteurs pour le tarif C5. La part des compteurs électroniques représente 42 % du parc. Ils sont en grande majorité accessibles.

Après une forte augmentation en 2011, le nombre de compteurs évolue annuellement moins rapidement (+ 1,18% en moyenne depuis 2012).

Le déploiement du compteur Linky a débuté le 1^{er} décembre 2015. Selon le concessionnaire, en mai 2016, 9 093 compteurs Linky ont été posés dans le Calvados, dont 8 475 à Caen.

3.7 LA COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES : LE CALCUL DU TAUX D'INCOHERENCE

Il est à noter que les bases techniques et comptables présentent des écarts.

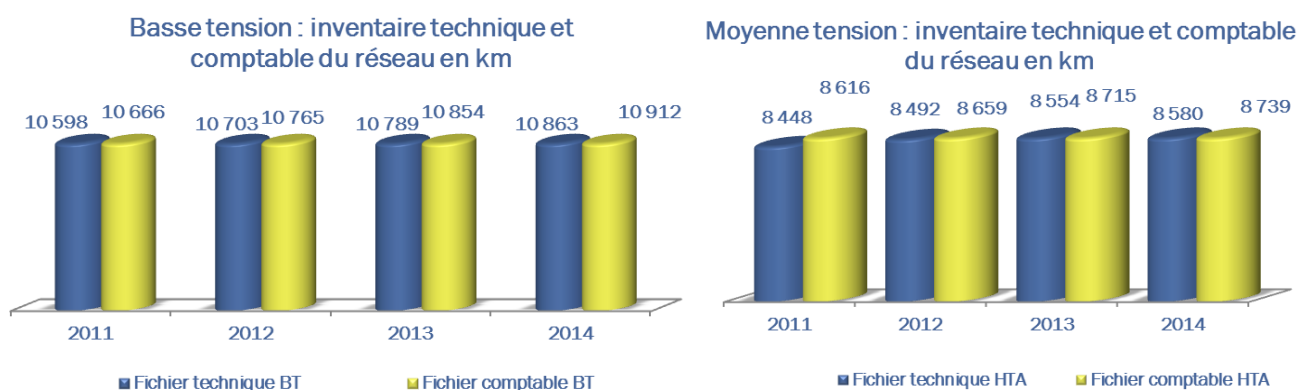
3.7.1 Les écarts de quantité d'ouvrages à la maille de la concession

Ces écarts de quantité à la maille de la concession sont les suivants :

- Canalisations BT : 0,4%,
- Canalisations HTA : 1,8%,
- Postes de transformations : 0,9%.

Ces écarts en quantité sont inférieurs aux écarts visés dans l'avenant au cahier des charges de concession en date du 12 mars 2014 aux termes duquel le concessionnaire a pris l'engagement de résorber :

- les écarts supérieurs à 2% pour les ouvrages en HTA au plus tard fin 2014,
- les écarts supérieurs à 2% pour les ouvrages en BT au plus tard fin 2015.



3.7.2 Les écarts « Année de mise en service / nature du bien (code ETI) / commune »

Il est à noter que ces pourcentages ne reflètent pas l'ensemble des écarts réels existants entre les deux bases aux motifs suivants :

- La maille est concessive et non communale : cette maille trop large ne prend pas en compte les écarts de quantité entre les communes alors que c'est sur cet item que sont localisés les ouvrages ;
- Il ne prend pas en compte les différents types d'ouvrages (code ETI) ;
- Il ne prend pas en compte leur année de mise en service. Des écarts sont observés sur les années de mises en service entre les bases techniques et comptables.

Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'expliquent par :

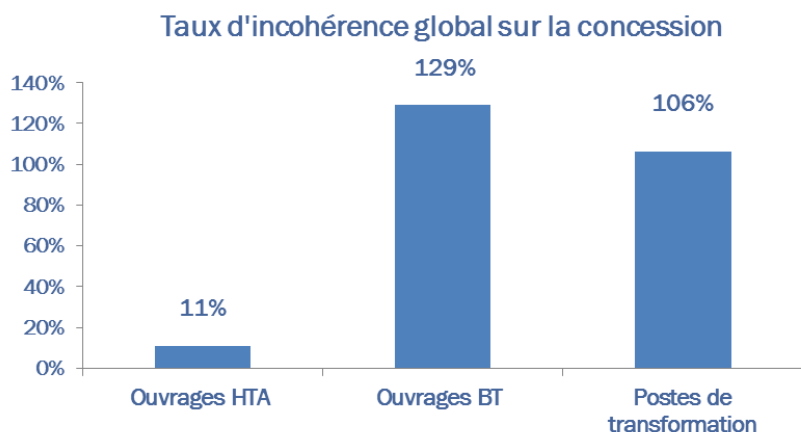
- La datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980 ;
- Les retraits des réseaux BT dans la base comptable sont réalisés de façon statistique : sont sortis de l'inventaire les réseaux BT les plus anciens de la typologie considérée sur la commune concernée.

Pour le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- Des erreurs de saisie ;
- Une mauvaise prise en compte de la dépose ;
- Des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2014 aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2014.

Dès lors, le SDEC ÉNERGIE propose d'utiliser comme mesure de la fiabilité un indicateur global d'incohérence entre les bases, créé en calculant pour les réseaux BT d'une part et les réseaux HTA d'autre part les écarts en valeur absolue entre les linéaires correspondant strictement au même triplet « Année de mise en service / nature du bien (code ETI) / commune ».

Les analyses peuvent être faites globalement (indicateur global sur la concession) ou par millésime (agrégation de l'ensemble des écarts absolus pour une année donnée).



Cet indicateur fait apparaître un taux d'incohérence important notamment pour le réseau BT et les postes de transformation

Pour le réseau HTA, il est à noter que les millésimes de 2000 à 2006 présentent les taux d'incohérence les plus importants.

3.8 LES PRODUCTEURS

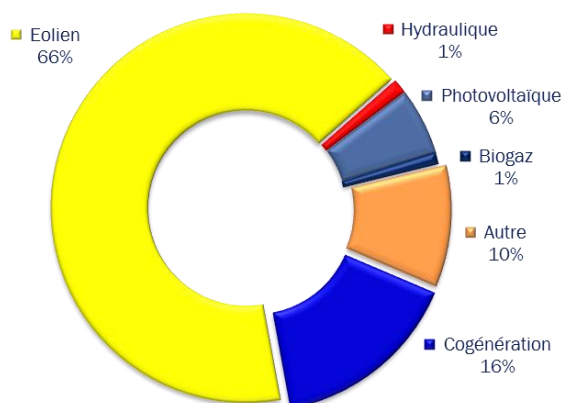
Type de production	Nombre de site de production		Puissance en kW sur les réseaux HTA et BT	
	2013	2014	2013	2014
Cogénération	10	10	41 066	34 626
Eolien	31	31	129 467	146 258
Hydraulique	11	10	4 232	2 683
Photovoltaïque	1 793	2 020	10 654	12 257
Biogaz	4	5	2 020	2 180
Autre	3	3	38 840	22 284
TOTAL	1 852	2 079	226 279	220 288

Sur les 4 dernières années, le nombre de producteurs **augmente régulièrement**.

Le plus grand nombre de sites de production sur les réseaux HTA et BT concerne les installations photovoltaïques (97%), néanmoins la puissance injectée sur le réseau public par ces installations (6 %) reste faible contrairement à la production éolienne qui représente 66% de l'ensemble.

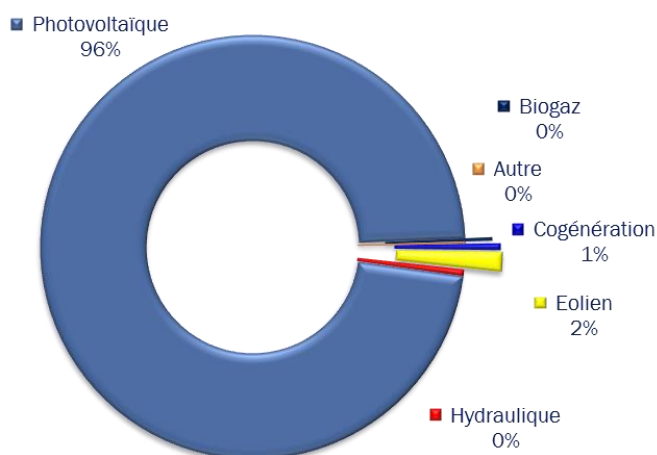
Il est à noter que le **concessionnaire ne communique pas la localisation** précise des producteurs d'énergie renouvelable sur les réseaux HTA et BT.

Répartition de la puissance installée sur les réseaux par type de production d'énergie renouvelable en 2014



La part principale de la **puissance** installée émane **des installations éoliennes** qui produisent 66% de l'ensemble.

Répartition du nombre de sites de production d'énergie renouvelable en 2014



Les **installations** de production sur les réseaux HTA et BT les plus nombreuses sont les **installations photovoltaïques** (97%).

3.9 LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION

Point positif	Croissance du linéaire des réseaux souterrains.
Points à améliorer	Rapprocher les inventaires technique et comptable.
	Communiquer la durée de surcharge d'intensité des transformateurs et leur âge.
	Communiquer les longueurs et la situation des réseaux HTA souterrain à isolation papier et les réseaux BT à neutre périphérique.
	Communiquer la situation et les linéaires des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale.
Points négatifs	Programmer la suppression des réseaux BT en fils nus en domaine urbain.
	Programmer la suppression des réseaux HTA de faibles sections.

4 LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

La qualité de la fourniture d'électricité se mesure au regard de plusieurs notions, dont notamment :

- La qualité du service aux usagers,
- La **continuité d'alimentation** (l'absence de coupures d'électricité),
- La **qualité de la tension** (qui est nécessaire au bon fonctionnement des appareils électriques raccordés).

La présente partie traitera des deux derniers items. La qualité de la continuité et de la tenue de la tension s'apprécie au regard de :

- 1) **seuils** définis par la loi et ses textes réglementaires d'application ;
- 2) **valeurs repères** définies par le contrat de concession.

4.1 ÉVALUATION RÉGLEMENTAIRE DE LA TENUE ET DE LA CONTINUITÉ DE LA TENSION ÉLECTRIQUE SUR LE RÉSEAU

Le code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007 fixent les méthodes d'évaluation de la qualité de l'alimentation électrique et déterminent les seuils au-delà desquels un usager, ou bien le réseau en général, sont réputés mal alimentés. Ce cadre ne se substitue pas au dispositif contractuel qui existe actuellement entre le SDEC ENERGIE et Enedis mais il permet de faire respecter des niveaux planchers de qualité.

Le tableau ci-dessous présente ces différents seuils. On y trouve des seuils « globaux », qui portent sur le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés par département et des seuils au niveau d'un usager, qui s'appliquent en tout point de connexion sur les réseaux publics de distribution.

	Seuil global au niveau de la concession	Seuil au niveau d'un usager (au niveau du point de distribution)
Continuité d'alimentation	Lorsque plus de 5 % d'utilisateurs connaissent dans l'année soit 6 coupures longues, soit 35 coupures brèves, soit 13 heures cumulées de coupures longues, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté. ²¹	Un dysfonctionnement est réputé constaté lorsque le nombre de coupures longues constatées dans l'année en ce point particulier de connexion excède 15 coupures .
Niveau de tension	Lorsque plus de 3% d'utilisateurs sont mal alimentés, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.	Un dysfonctionnement est détecté lorsque une mesure de la tension met en évidence une tension efficace, moyennée sur 10 minutes, inférieure à -10% ou supérieure à +10% de la valeur de la tension nominale . ²²

Si le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté d'une part Enedis doit transmettre à l'AODE un programme d'amélioration de la qualité de l'électricité sur le réseau d'autre part l'AODE peut obliger Enedis à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.²³

²¹ Coupure longue : toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée dépassant trois minutes.

Coupure brève : toute interruption de l'alimentation électrique d'une durée supérieure ou égale à une seconde et ne dépassant pas trois minutes.

²² En outre, un dysfonctionnement en un point particulier de connexion en BT autre qu'un point utilisé uniquement par un producteur d'électricité est également réputé constaté lorsque le gradient de tension dépasse 2 %, ce gradient étant défini comme la chute de tension supplémentaire qui serait constatée en ce point de connexion si une charge monophasée supplémentaire de 1 kW y était raccordée.

²³ Décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.

En application de l'article D322-4 du code de l'énergie, à la fin de chaque année, Enedis procède à l'évaluation de la tenue et de la continuité globales de la tension sur le réseau pour la période annuelle écoulée. Enedis rend compte des résultats de cette évaluation à l'AODE, au plus tard le 15 mai de l'année suivant la période évaluée.

Pour ce qui concerne la tenue de tension, la méthode générale d'évaluation est composée d'une évaluation statistique et d'une analyse locale.

L'analyse statistique estime le pourcentage d'usagers mal alimentés au sens de la tenue globale de la tension, rapporté au nombre total d'usagers sur le territoire départemental desservi.

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

L'analyse locale conduit à affecter un **indice local à chaque territoire départemental**. L'indice local est déterminé par pondération des facteurs d'influence listés ci-dessous.

Facteurs d'influence	POIDS
Pourcentage de clients mal alimentés (CMA) de l'exercice considéré Résultats CMA données par l'outil GDO-SIG	70%
Chutes de tension HTA % de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA > 5 %	10%
Prises des transformateurs HTA/BT % de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul	10%
Résidences secondaires (RS) (Nombre RS INSEE / Nombre total Résidences INSEE) × (Nombre RS INSEE - Nombre RS dans la base de données du GRD) / 1 000	5%
Réclamations Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département, pour 1 000 clients)	5%

4.2 ÉVALUATION DE LA CONTINUITE ET DE LA TENUE DE TENSION AU TITRE DU CONTRAT DE CONCESSION

Dans le respect de ces dispositions réglementaires, les cahiers des charges des concessions de distribution peuvent **fixer les niveaux de qualité plus restrictifs**.

Le cahier des charges liant Enedis et le SDEC ÉNERGIE précise que le concessionnaire doit assurer une desserte en électricité **d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique**.

L'article 21 du cahier des charges de concession précise notamment qu'en ce qui concerne la moyenne tension (HTA), **la tension mesurée au point d'utilisation en service normal ne devra pas s'écarter de plus de 5 % en plus ou en moins de la valeur de la tension fixée dans chaque contrat d'abonnement**.

En ce qui concerne la basse tension, sa variation devra se conformer aux textes réglementaires relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

L'article 11 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession **fixe les valeurs repères suivantes :**

En termes de continuité	En termes de qualité de tension
Aucun usager ne subira plus de 6 coupures longues (durée supérieure à 3 mn)	Le cas de chaque abonné nouvellement détecté comme mal alimenté, en application des dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007, fera l'objet d'une étude détaillée à remettre au SDEC ENERGIE sous 30
Aucun usager ne subira plus de 32 coupures brèves (durée comprise entre 1 sec et 3 mn)	

En termes de continuité	En termes de qualité de tension
Aucun usager ne subira plus de 70 coupures très brèves (durée inférieure à 1 sec)	jours afin de mettre en évidence les causes de cette mauvaise alimentation et les moyens pour y remédier. Les solutions proposées seront mises en œuvre au plus tard dans l'exercice suivant l'année de détection.
Durée moyenne de coupure vue par les usagers HTA de la concession : 45 mn	
Aucun usager BT ne subira plus de huit heures de coupures pour travaux	Le concessionnaire fournira chaque année au SDEC ENERGIE, la liste des postes, départs, niveaux de contraintes et nombre d'abonnés mal alimentés au regard de la norme européenne et l'analyse des solutions permettant de résorber ces contraintes
Durée moyenne de coupure vue par les usagers basse tension de la concession : 70 mn	

4.3 LA QUALITÉ DE LA TENUE DE TENSION 2014

4.3.1 L'estimation du nombre d'usagers mal alimentés BT et HTA

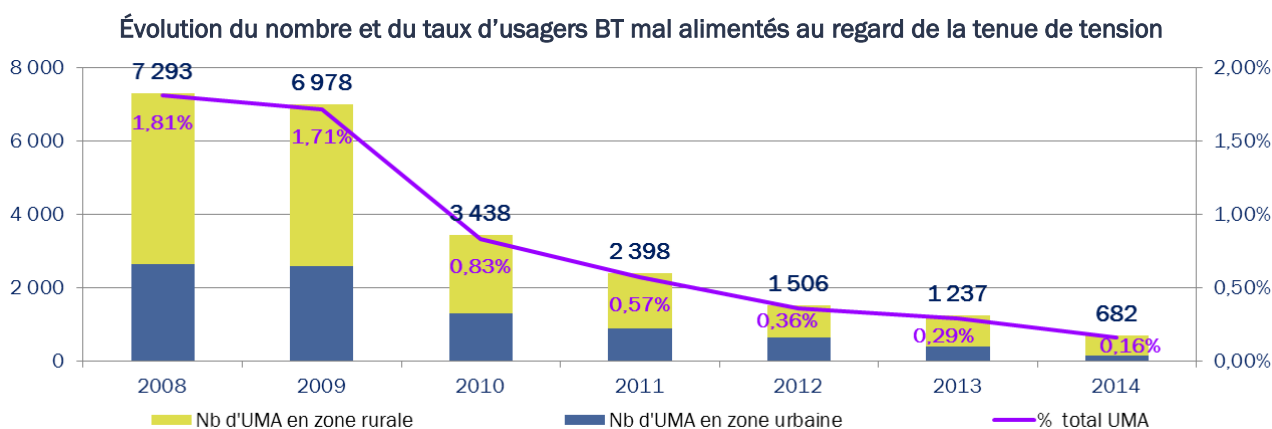
En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique (GDO devenu SIG) qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne **une évaluation** dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues (+/- 10% de la tension nominale)²⁴.

Le tableau et les graphiques ci-après indiquent, selon le modèle statistique de simulation du concessionnaire, le nombre théorique d'usagers mal alimentés sur le département :

Nombre d'usagers BT mal alimentés	2011*	2012*	2013*	2014
Zone rurale	1 505	879	859	545
Zone urbaine	893	627	378	137
Total concession	2 398	1 506	1 237	682
% d'usagers mal alimentés en rural	1,01%	0,58%	0,56%	0,35%
% d'usagers mal alimentés en urbain	0,33%	0,23%	0,14%	0,05%
% usagers mal alimentés	0,57%	0,36%	0,29%	0,16%

Nombre d'usagers HTA mal alimentés	2013	2014
Total concession	12	0

Nombre d'usagers BT et HTA mal alimentés	2013	2014
Total concession	1 249	682



²⁴ Pour les usagers du réseau BT en monophasé : entre 207 et 253 Volts (230 V +/- 10%) ;
Pour les usagers du réseau BT en triphasé : entre 360 et 440 Volts (400 V +/- 10%) ;
Pour les usagers du réseau HTA : entre 18 000 et 22 000 Volts (20 000 V +/- 10%).

Le nombre d'utilisateurs BT mal alimentés dans le département aurait été réduit de plus de **90% entre 2009 et 2014**. Cette amélioration est due principalement à la **révision des modèles de calcul de l'outil statistique en 2010** (Mise à jour des températures de référence, des profils de consommation, ainsi que la mise en œuvre d'un nouveau plan de tension²⁵). Le nouveau plan de tension porte :

- Un **ajustement du régulateur en charge des transformateurs des postes sources** ;
- Une **optimisation des prises à vide des transformateurs HTA/BT permettant de relever la tension en tête des départs BT** ;
- Un **écrêtage de la chute de tension HTA à 5%**.

Depuis 2010, le concessionnaire justifie la baisse régulière du nombre d'utilisateurs BT mal alimentés par les travaux réalisés et en 2014, par la diminution des consommations constatées par point de livraison, venue réduire l'estimation de la charge.

4.3.2 La fiabilité de l'outil statistique du concessionnaire

Les choix mis en œuvre **dans le cadre du plan de tension** impactent la détermination du nombre d'utilisateurs mal alimentés :

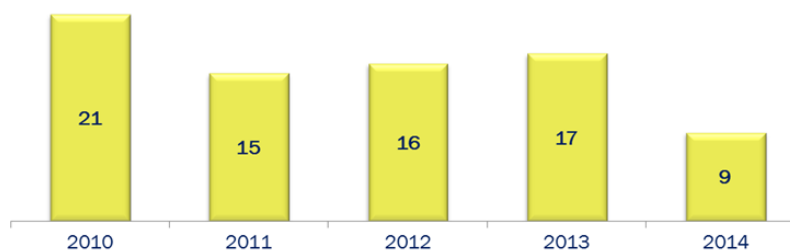
On rappellera que dans le modèle statistique permettant d'estimer le nombre d'utilisateurs mal alimentés, la chute de tension de ces départs HTA est **écrêtée à 5%**.

En conséquence, le nombre d'utilisateurs mal alimentés est **sous-estimé**.

Le territoire de la concession est alimenté par **327 départs HTA**. **9** d'entre eux (soit 2,8%) présenteraient des **chutes de tension supérieures à 5%**.

Parmi eux, **6 départs** sont en chute de tension depuis plus de 5 ans.

Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



Ainsi, si on tient compte de la totalité de la chute de tension HTA :

- 10 départs BT deviendraient mal alimentés (DMA)
- et 3 départs BT déjà estimés comme mal alimentés présenteraient un nombre plus important d'UMA.

On rappellera ensuite que l'outil statistique **maximise les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT**. Or, une analyse de détail montre des anomalies et des incohérences :

- des **anomalies** sont mises en avant sur les valeurs des régulateurs en charge des postes source ;
- les valeurs utilisées dans le modèle pour les prises à vide des transformateurs HTA/BT **ne sont pas cohérentes avec le plan de tension en présence de producteurs** ; ainsi, la mise en conformité des valeurs théoriques des prises à vide amènerait une augmentation du nombre de départs mal alimentés (DMA) éligibles au FACE²⁶ sur la concession.

²⁵ Qui s'adapte au relèvement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) ;

²⁶ FACE : compte d'affectation spéciale (CAS), « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale »

4.3.3 L'évaluation de la tenue globale de la tension sur le réseau du département du Calvados

Au titre de l'année 2014, Enedis a procédé à l'évaluation de la tenue globale de la tension sur le département du Calvados :

L'indice local étant inférieur au seuil critique de 8, Enedis n'a pas à proposer de programme d'amélioration pour le département.

Facteurs d'influence	Valeur 2014	Points ²⁷	Poids (%)	Points pondérés
Pourcentage d'utilisateurs mal alimentés	0,16%	2,2	70%	1,54
Chutes de tension HTA	2,75%	5,8	10%	0,58
Prises des transformateurs HTA/BT	1,20%	6,7	10%	0,67
Résidences secondaires	5,96%	8,2	5%	0,41
Réclamations	0,007%	2	5%	0,10
Total des points pondérés du département : indice local				3,30

4.4 LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ 2014

4.4.1 L'évaluation globale de la continuité de la tension

Il est à noter que le nombre d'utilisateurs mal alimentés au titre de l'évaluation globale de la continuité n'a pas été communiqué : ce pourcentage ne peut être reconstruit car on ne peut identifier le nombre d'utilisateurs dépassant plus d'un des trois critères.

Critère de l'arrêté en date du 24 décembre 2007 modifié	%	
Nombre d'utilisateurs ayant subi plus de 6 coupures longues	547	0,13
Nombre d'utilisateurs ayant subi plus de 35 coupures brèves	0	0
Nombre d'utilisateurs ayant subi plus de 13 heures de coupures longues (durée cumulée)	3 449	0,79
Nombre d'utilisateurs mal alimentés au titre de la continuité	NC	NC

4.4.2 Les valeurs repères contractuelles en matière de continuité

Les valeurs repères en termes de continuité	Situation en 2014
Aucun usager ne subira plus de 6 coupures longues (durée supérieure à 3 mn)	547 usagers ont subi plus de 6 coupures longues
Aucun usager ne subira plus de 32 coupures brèves (durée comprise entre 1 sec et 3 mn)	Aucun usager n'a subi plus de 32 coupures
Aucun usager ne subira plus de 70 coupures très brèves (durée inférieure à 1 sec)	Aucun usager n'a subi plus de 70 coupures très brèves
Durée moyenne de coupure vue par les usagers HTA de la concession : 45 mn	29,56 minutes (Critère M)
Aucun usager BT ne subira plus de huit heures de coupures pour travaux	648 usagers ont subi plus de huit heures de coupures pour travaux
Durée moyenne de coupure vue par les usagers basse tension de la concession : 70 mn	57 minutes

Quatre des valeurs repères du cahier des charges sont atteintes en 2014. Deux valeurs repères ne sont pas atteintes :

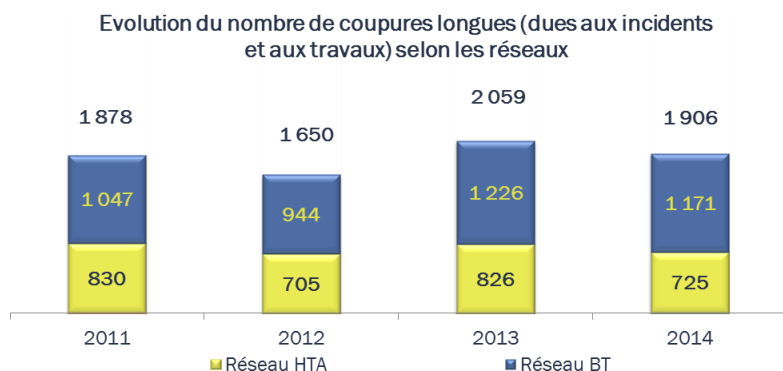
²⁷ : Le nombre de points du département pour un facteur donné correspond au rang du département divisé par 10 ; pour chaque facteur, les départements desservis par le GRD, hors les départements en dépassement à l'issue de l'évaluation statistique, sont ordonnés de façon décroissante : le rang le plus fort correspond à la valeur maximale du facteur.

- 547 usagers ont subi plus de 6 coupures longues alors que le cahier des charges dispose qu'aucun usager ne doit subir plus de 6 coupures longues ;
- 648 usagers ont subi plus de huit heures de coupures pour travaux alors que le cahier des charges dispose qu'aucun usager BT ne subira plus de huit heures de coupures pour travaux.

Le SDEC ENERGIE demande que ces valeurs repères soient atteintes.

4.4.3 L'analyse des coupures longues sur les réseaux HTA et BT

Le concessionnaire communique le nombre de coupure longues dues aux incidents et aux travaux en fonction du réseau « siège » de la coupure :



En 2014, on observe **une diminution du nombre de coupures longues par rapport à 2013**, année marquée par des événements climatiques importants.

Sur les **1 906 coupures longues** déclarées par le concessionnaire, 61% concernent le réseau BT.

Les incidents sont la cause de 46% du total des coupures longues du réseau HTA, le reste est dû aux travaux.

A l'inverse, les travaux sur le réseau BT constituent 54% du total des coupures longues constatées.

Le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis afin de limiter le nombre de coupures longues pour travaux.

En effet, lorsque le nombre d'usagers devant être coupés multiplié par le temps de coupure prévue devient trop important, Enedis demande la mise en place de moyens de réalimentation (groupes électrogènes par exemple).

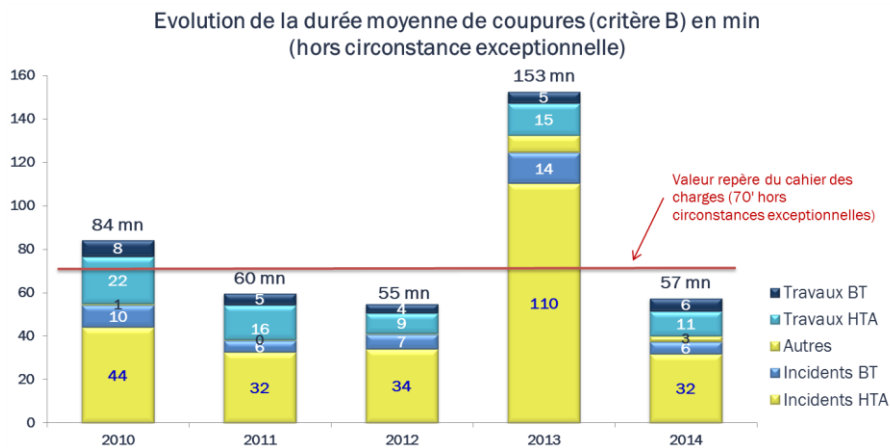
4.4.3.1 Le critère B

Le critère B est un indicateur destiné à mesurer la continuité de la fourniture d'électricité.

Il s'agit de la durée moyenne annuelle de coupure²⁸ par utilisateur des réseaux publics de distribution raccordé en BT.

Cet indicateur de qualité est adopté par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, par la Commission de régulation de l'énergie et le cahier des charges de concession prescrit que cette valeur repère ne doit pas dépasser **70 minutes**.

²⁸ Ne sont comptabilisées que les coupures longues.



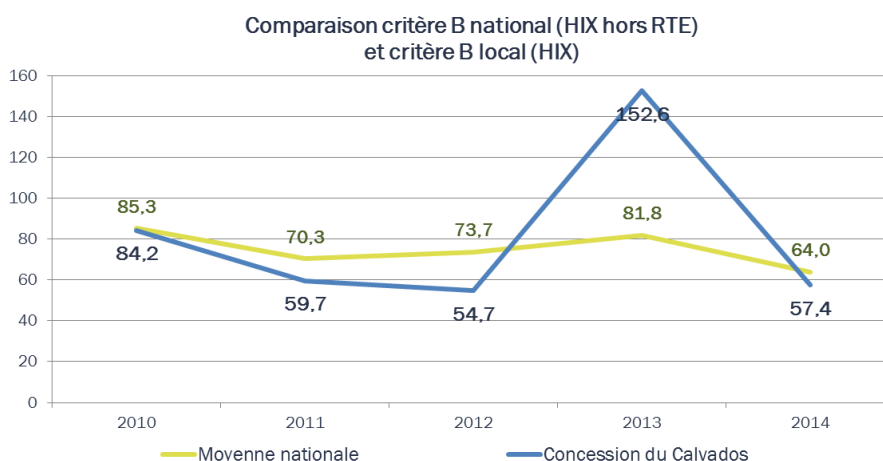
Le critère B HIX²⁹ de la concession présente des **variations assez fortes**, notamment lors de la survenue d'événements climatiques comme en 2013.

Ces aléas climatiques ont amené le critère B de la concession à dépasser le seuil des 70 minutes en 2013.

Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de **55 minutes**.

C'est le cas de l'année 2014 avec un critère B HIX de 57,44 minutes.

Le critère B (HIX) est décomposé par grande catégorie de cause (RTE, incidents, travaux).



Cette décomposition fait apparaître une forte prépondérance **des coupures ayant leur siège sur le réseau HTA** (32 minutes - 60% du total).

Le temps moyen de coupure pour **travaux** sur le réseau BT et HTA est de **17 minutes** en moyenne.

Le critère B HIX local est inférieur à la durée moyenne annuelle de coupure en minutes hors événements exceptionnels (hors RTE).

Dans le cadre de la mission de contrôle portant sur l'année 2014, le concédant se heurte à plusieurs refus de communication relatifs :

- aux informations relatives **au critère B à la maille communale**. Cette information, connue d'Enedis, est transmise agglomérée sur plusieurs années et par intervalle d'une heure, sous forme de carte lors des conférences départementales et des réunions cantonales. **Cette présentation n'est pas exploitable par le SDEC ÉNERGIE ;**
- aux informations relatives aux calculs des **NiTi**³⁰ pour les exercices antérieurs.

²⁹C'est-à-dire comprenant les coupures hors celles liées aux incidents exceptionnels.

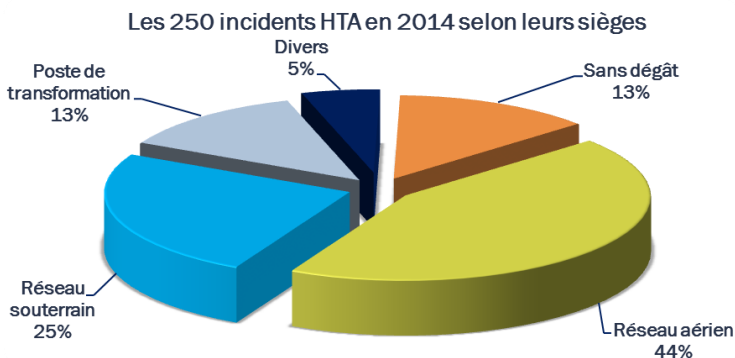
³⁰Pour chacune des interruptions du fait d'incidents ou de travaux, est calculée la somme des NiTi (Nombre d'usagers concernés x Temps de coupure de ces mêmes usagers).

4.4.3.2 Focus sur les coupures longues « incident » sur le réseau HTA³¹

4.4.3.2.1 Les sièges et causes

SIEGE DES INCIDENTS	2011	2012	2013	2014
Réseau aérien	133	168	214	110
Réseau souterrain	70	87	60	62
Poste de transformation	61	64	28	32
Divers	11	9	14	13
Sans dégât	42	42	47	33
Nombre total de coupures longues pour incident	317	370	363	250

En 2014, on observe **une forte diminution des incidents sur le réseau HTA** par rapport aux années précédentes (-31%).

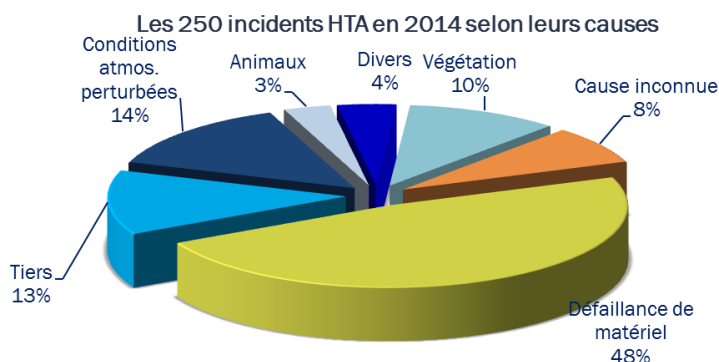


La baisse est sensible notamment au niveau des incidents ayant leur siège sur le **réseau aérien** (-49%), qui reste néanmoins le **siège des incidents le plus important**.

CAUSE DES INCIDENTS	2011	2012	2013	2014
Végétation	23	21	43	26
Cause inconnue	96	79	27	19
Défaillance de matériel	110	159	111	120
Tiers	43	48	28	32
Conditions atmosphériques perturbées	12	24	122	35
Animaux	6	7	9	8
Divers	27	32	23	10
Nombre total de coupures longues pour incident	317	370	363	250

La **défaillance de matériel** reste la **cause la plus importante des incidents** constatés sur le réseau HTA. Il est deux fois plus élevé qu'en 2008.

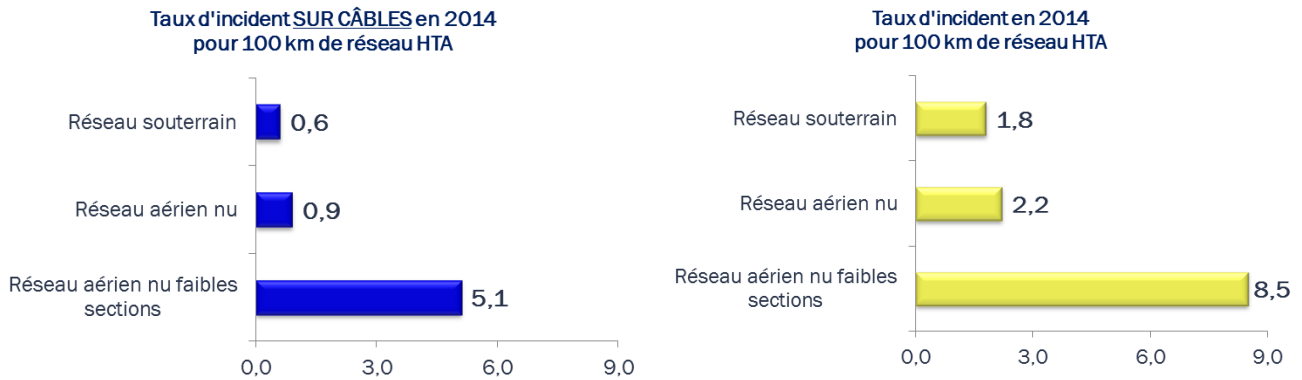
Les incidents dus à la végétation retrouvent leur niveau de 2010. Enedis a établi un planning (non communiqué à l'autorité concédante) d'élagage des arbres situés à proximité des lignes aériennes HTA.



Le suivi de cette donnée dans le temps permettra de vérifier l'efficacité de la politique menée par le concessionnaire à ce sujet, notamment lors d'évènements climatiques défavorables.

³¹ Il s'agit uniquement des données relatives aux coupures longues dont la cause est un incident par opposition aux travaux.

4.4.3.2 Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA



Après une augmentation forte en 2013, les taux d'incident pour 100 km de réseau HTA aérien nu ont retrouvés, en 2014, des valeurs similaires à celles de 2010-2011.

Ce phénomène montre la vulnérabilité du réseau aérien face aux conditions climatiques, notamment pour ce qui concerne le réseau aérien nu de faible section dont le taux d'incident a le plus fortement augmenté en 2013.

Le taux d'incident sur le réseau souterrain diminue régulièrement depuis 2011.

L'analyse croisant les incidents et la constitution des ouvrages montre que le taux d'incidents sur les réseaux HTA souterrains augmente sensiblement au-delà de 30 ans et continue d'augmenter au-delà. Les réseaux HTA souterrains posés avant 1980 présentent une augmentation sensible du taux d'incidents.

Ces réseaux sont principalement constitués de réseaux à isolation papier imprégné. Il s'agit donc d'une fragilité réelle du réseau nécessitant une résorption pour garantir le bon fonctionnement du réseau.

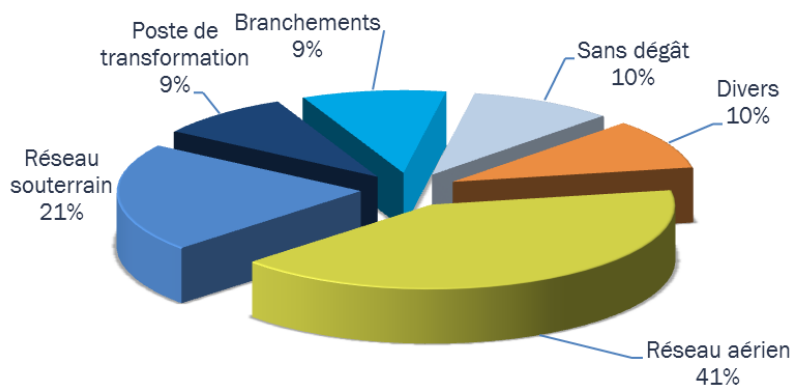
4.4.3.3 Focus sur les coupures longues «incident» sur le réseau BT

4.4.3.3.1 Les sièges et causes

SIEGE DES INCIDENTS	2011	2012	2013	2014
Réseau aérien	232	304	415	255
Réseau souterrain	163	116	143	132
Poste de transformation	61	59	76	56
Branchements	38	61	39	60
Sans dégât	118	80	71	60
Divers	/	27	90	61
Nombre total de coupures longues pour incident	612	647	834	624

Le nombre des incidents survenus sur le réseau BT retrouve une valeur similaire à 2012 pour arriver à un total de 624.

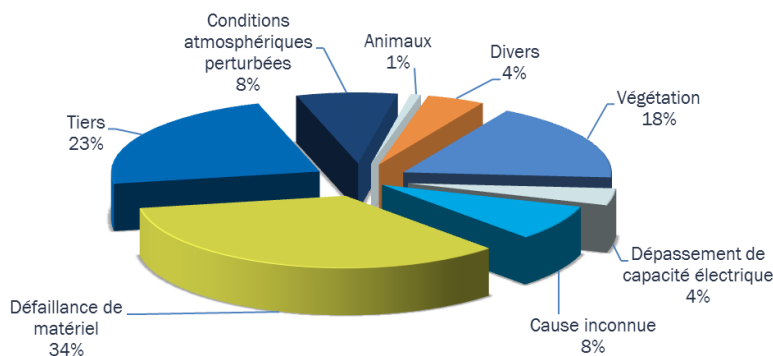
Les 624 incidents BT en 2014 selon leurs sièges



Le réseau aérien reste celui qui est le plus concerné par les coupures pour incident, avec 41% du nombre total des incidents enregistrés sur le réseau BT.

CAUSE DES INCIDENTS	2011	2012	2013	2014
Végétation	104	97	185	111
Dépassement de capacité électrique	19	53	43	24
Cause inconnue	148	156	157	50
Défaillance de matériel	152	134	169	214
Tiers	104	107	126	143
Conditions atmosphériques perturbées	18	46	126	49
Animaux	17	5	5	5
Divers	50	49	23	28
Nombre total de coupures longues pour incident	612	647	834	624

Les 624 incidents BT en 2014 selon leurs causes

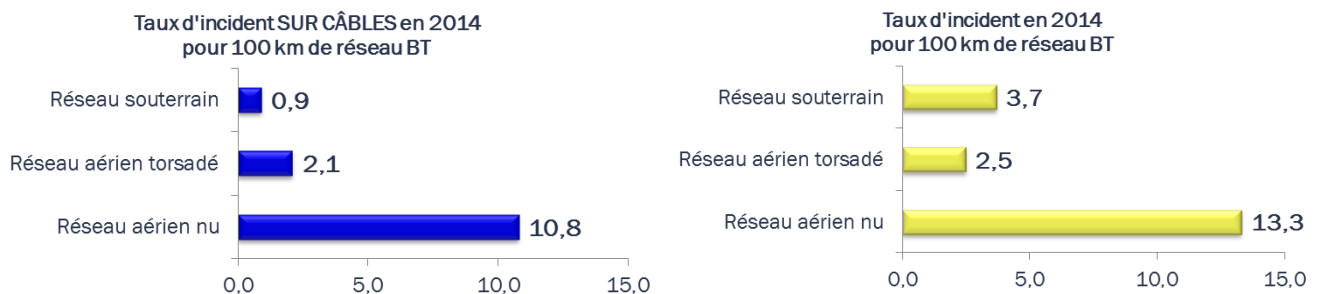


Le nombre d'incidents BT recensés comme étant dus à une **défaillance de matériel** ne cesse de croître depuis 2006.

Le concessionnaire explique cela par une **dégradation de la rigueur dans la saisie** car il n'a pas constaté d'augmentation du nombre de fiche pour anomalie de matériel "REX" qui sont transmises au normalisateur. Un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents sera réitéré auprès du personnel concerné (un 1^{er} rappel a déjà été fait fin 2012).

Les **incidents de causes inconnues diminuent fortement** en 2014 ce qui semble traduire une meilleure analyse des causes lors qu'un incident survient.

4.4.3.3.2 Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT



En 2014, le réseau basse tension en fil nu subit 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien en torsadé.

Compte tenu de ce caractère incidentogène, **le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber en 2020, le réseau BT en fils nus pour les communes rurales** où il est le principal maître d'ouvrage.

Un effort équivalent est demandé à Enedis, maître d'ouvrage pour les communes urbaines.

4.4.4 L'analyse des incidents sur les postes HTA/BT

Le croisement entre l'âge des postes HTA/BT et le taux d'incident (localisés sur le réseau BT) fait apparaître que **certains nouveaux postes mis en service présentent des taux d'incidents importants** : les postes de type « poste rural compact simplifié » présentent le taux d'incident le plus important avec 7,1 incidents pour 1 000 postes en moyenne annuelle 2010-2014.

Une corrélation entre l'âge des postes HTA/BT et le taux d'incidents est constaté. **En particulier, les postes de plus de 30 ans présentent une incidentologie importante.**

Les postes H61 présentent une vulnérabilité très marquée puisqu'il s'agit de la typologie la plus incidentogène, avec 7,14 incidents pour 1 000 postes.

4.4.5 L'élagage

		2011	2012	2013	2014
HTA	Linéaire en km	1 730	1 486	1 703	262
	Montant en k€	894	434	411	727
BT	Linéaire en km	71	1 375	621	82
	Montant en k€	37	459	151	240
TOTAL	Linéaire en km	1 801	2 861	2 324	344
	Montant en k€	931	893	562	967

Les modalités de comptabilisation des longueurs élaguées ayant changé avec la passation de nouveaux marchés par Enedis, il n'est pas possible de comparer les chiffres 2013 avec 2014. Cependant, on constate une augmentation des investissements financiers consacrés à ces travaux (+72%), ce qui peut supposer une augmentation du linéaire de réseau traité.

Le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA. Il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce qu'a refusé le concessionnaire. En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT, alors que 17% des incidents observés sur le réseau BT est dû à un problème de végétation.

4.5 LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

Point positif	L'évaluation globale de la tenue de tension et de la continuité sur la concession est satisfaisante.
	Critère B conforme aux exigences du cahier des charges de concession
Points à améliorer	Etablir un programme de travaux spécifique pour résorber les 6 départs HTA en chute de tension depuis au minimum 2 ans consécutifs dans un délai raisonnable.
	Transmettre le programme d'élagage aux abords du réseau HTA.
Points négatifs	L'évaluation statistique du nombre d'usagers mal alimentés en tenue de tension tend à sous-estimer le nombre d'usagers concernés.
	Certaines valeurs repères du cahier des charges ne sont pas atteintes.
	Absence de communication de certaines données relatives à la qualité : décomposition du critère B à la maille communale (demande récurrente), NiTi, codes de références associés aux départs HTA et BT, empêchant le suivi de leurs performances dans le temps et la localisation des usagers mal alimentés (demande récurrente).
Ce manque de transparence nuit au contrôle réalisé sur la concession du Calvados.	

5 LES DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIERES

L'audit comptable a été réalisé en collaboration avec le cabinet d'expertise ENTREPRISE et PERFORMANCE.

Le SDEC ÉNERGIE a rencontré des difficultés dans la mise en œuvre de la mission de contrôle comptable 2014 en raison de la non communication d'informations sollicitées ou la transmission d'informations tardives de la part d'Enedis.

5.1 LE PATRIMOINE

5.1.1 L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition

La valeur brute correspond au financement d'origine du patrimoine, non réévalué³².

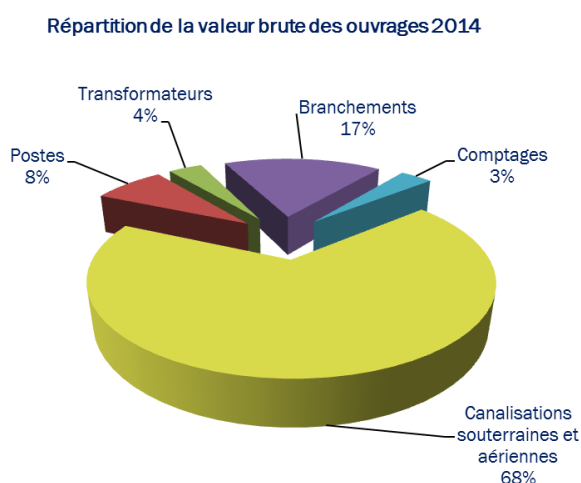
	Valeur brute d'actif en k€	Évolution N/N-1 en %
2011	929 315	4,4
2012	971 582	4,5
2013	1 011 788	4,1
2014	1 048 132	3,6

Au 31-12-2014, les immobilisations de la concession sont estimées à 1 048 132 k€. La valeur de ces immobilisations augmente de 3,6% par rapport à 2013.

La pertinence de cette valeur est partiellement remise en cause car :

- d'une part malgré les demandes récurrentes du concédant, le concessionnaire n'a pas fourni au concédant un inventaire exhaustif des biens de la concession (biens de retour, biens de reprise et biens propres³³),
- et d'autre part une partie de ces immobilisations sont des biens dits non localisés, c'est à dire enregistrés sur un territoire plus large que la concession (transformateurs, branchements, matériel de comptage) dont la valeur est calculée de manière forfaitaire.

Cette simplification comptable et l'absence d'un inventaire exhaustif altère fortement la connaissance du patrimoine de la concession.



La valeur des biens localisés sur périmètre de la concession représente 76% de la valeur brute des immobilisations de la concession.

La valeur des biens non localisés représente 24% de cette valeur brute (transformateurs, branchements, comptages).

L'accroissement du patrimoine observé en 2014 se répartit principalement sur les canalisations hautes et basses tensions (ouvrages localisés) à hauteur de 23 M€ et sur les branchements (ouvrages non localisés) pour 9,5 M€.

³² Ce principe est toutefois faussé pour les ouvrages remis en concession par le syndicat car ce n'est pas le montant inscrit sur la facture qui est retenu pour immobiliser l'ouvrage mais une valorisation effectuée d'après un canevas technique élaboré au niveau national par ERDF et adapté à la maille de la concession.

³³ Biens de retour : ils reviennent automatiquement et gratuitement en fin de concession au concédant, les biens de reprise : ils peuvent devenir en fin de concession contre paiement d'une indemnité, propriété du concédant, les biens propres sont propriété du concessionnaire.

5.1.2 La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Valorisation Enedis (Du 01-01-2014 au 21-12-2014)	Nombre de dossiers	Coût réel financé par le SDEC ÉNERGIE en €	Montant valorisé par Enedis en €	Ecart
2011	312	13 371 951	13 725 735	2,6%
2012	460	20 690 798	20 771 408	0,4%
2013	299	13 055 345	12 611 787	-3,4%
2014	426	18 385 496	18 502 390	0,6%

En 2014, **426** affaires ont été valorisées par ENEDIS pour une valeur 18,5 M€.

A la suite de la remise de ces travaux en exploitation, Enedis valorisent ces affaires non aux coûts réels de ces prestations, financées par le SDEC ÉNERGIE, mais les valorisent selon un barème propre au concessionnaire.

Le concessionnaire **refuse** de fournir au concédant ce canevas au concédant.

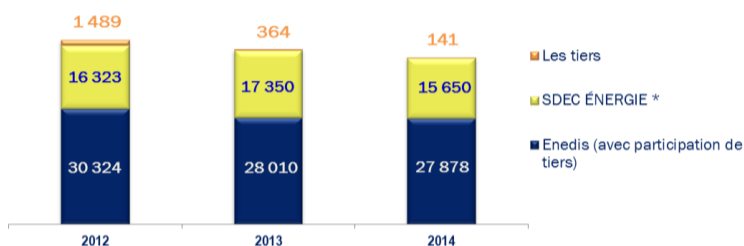
L'écart entre le coût réel des travaux du SDEC ÉNERGIE et le montant des travaux valorisés par Enedis est estimé à **32,5 M€** : Des accords devront être trouvés pour résoudre cet arriéré. Pour limiter cet écart, une convention a été signée entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis le 6 avril 2010. Depuis sa mise en place effective, en juin 2010, l'écart entre la valeur réelle des biens remis et leur valorisation a été nettement réduit. Cette convention est aujourd'hui caduque et n'a pas été renouvelée.

Il est impossible de tracer la mise en concession des affaires valorisées : Cet état de fait est lié principalement, au décalage temporel entre la valorisation et la mise en concession et à l'existence des biens non localisés, dont la valeur est calculée de manière forfaitaire.

5.1.3 Le montant des travaux mis en concession³⁴ au titre de l'exercice comptable 2014

Montant des travaux mis en concession en k€ par	2011	2012	2013	2014
Enedis	25 557	30 324	28 010	27 878
dont participation de tiers	1 374	2 054	1 798	1 340
SDEC ÉNERGIE	14 921	16 323	17 350	15 650
Les tiers	3 105	1 489	364	141
Total	43 602	48 136	45 724	43 668

Montant des travaux mis en concession en k€



Les investissements immobilisés en 2014 représentent au total **43,6 M€**. Ces immobilisations sont en baisse par rapport à 2013 qui avait enregistré des immobilisations à hauteur de **45,7 M€**.

En 2014, ce ralentissement concerne aussi bien les ouvrages réalisés par Enedis que les ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE.

Il est à noter qu'une partie importante des investissements immobilisés en 2014 (**31%**) portent sur les années antérieures : on peut s'interroger sur la fiabilité des procédures d'Enedis dans la mesure où ces corrections portent sur des mises en services ayant eu lieu, pour certaines d'entre elles, il y a plus de 10 ans.

5.1.4 Consolidation des ouvrages mis en concession par année de mise en service

Une partie importante des investissements immobilisés au titre d'un exercice comptable portant sur les années antérieures, le tableau ci-dessous présente les montants de travaux consolidés par année de mise en service par année de mise en service.

³⁴ Un ouvrage mis en concession est un ouvrage immobilisé à l'inventaire.

La diminution du montant total des travaux mis en concession en 2014 est liée au retard de mise en concession des ouvrages. Ainsi, on peut observer qu'une part importante des ouvrages mis en service à l'année N est mise en concession à l'année N+1 ou N+2 pour l'année N.

Montant des travaux mis en concession en k€ par	Année de mise en service 2012	Année de mise en service 2013	Année de mise en service 2014
Enedis (avec participation de tiers)	29 045	27 291	19 881
dont participation de tiers	1 690	1 641	1 107
SDEC ÉNERGIE	17 712	16 223	9 564
Les tiers	1 256	284	135
Total	48 013	43 798	29 581

Sur la base du même constat, le tableau ci-dessous présente les linéaires de réseaux immobilisés par année de mise en service des ouvrages.

Longueur de réseau HTA et BT (km) mis en concession, consolidés par année de mise en service		Année de mise en service 2012	Année de mise en service 2013	Année de mise en service 2014
Enedis	Réseau BT	123	120	69
	Réseau HTA	131	139	75
	Sous total	254	258	144
SDEC Energie	Réseau BT	146	141	69
	Réseau HTA	26	19	10
	Sous total	172	160	79
Tiers	Réseau BT	13	3	1
	Réseau HTA	0	0	0
Total		439	422	224

Le concédant note un écart entre la quantité d'ouvrage réalisés par Enedis déclarés mis en service au titre des années 2012 et 2013 (données CRAC 2012 : 193 km, données CRAC 2013 : 203 km) et la quantité mis en concession au titre de ces années.

5.1.5 Les dépenses d'investissement 2014 d'Enedis – Conférence NOME

Investissements Enedis en k€	2012	2013	2014	Evolution en %
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	16 199	14 617	16 134	10,38%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	18 088	21 468	19 532	-9,02%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	380	855	821	-3,98%
Total	34 667	36 940	36 488	-1,22%
Dont investissements postes source	1 902	2 418	3 498	44,67%
Total investissement hors postes source	32 765	34 523	32 990	-4,44%

Dans son compte rendu annuel d'activité, Enedis indique avoir investi à hauteur de de **36 488 k€**, soit un écart de **10 M€** par rapport au montant des travaux immobilisés par Enedis.

Interrogé Enedis a précisé que cette différence provient du fait qu'au titre de la conférence NOME, sont comptabilisées les dépenses d'investissements brutes réalisées dans l'année, tandis que pour les ouvrages mis en concession, sont comptabilisés la valeur nette des ouvrages lorsqu'ils sont mis en service et hors participation de tiers.

En outre au titre de la conférence NOME sont comptabilisées les dépenses pour des ouvrages ne faisant pas partie de la concession (Postes source et autres biens supra concessifs, investissements de logistique).

Enfin et pour ce concerne les biens les biens mis en concession, les ouvrages non localisés font l'objet d'une mise en concession pour une valeur forfaitaire (branchements, transformateurs, compteurs).

Les dépenses d'investissement déclarées au titre de la loi NOME ne sont donc pas traçables dans les fichiers de mise en concession. Il est à noter au surplus que le concessionnaire a refusé tout contrôle par échantillonnage d'affaires afin de conforter la réalité des dépenses d'investissement.

5.1.6 L'analyse du patrimoine

En k€	Valeur brute d'actif	Valeur nette	Provision renouvellement	Valeur de renouvellement
2011	929 315	573 301	89 851	1 269 590
2012	971 582	596 139	79 776	1 330 409
2013	1 011 788	615 360	75 811	1 374 217
2014	1 048 132	629 778	71 249	1 401 314
Evolution 2014/2013	3,6%	2,3%	-6,0%	2,0%

Au 31/12/2014, les immobilisations en service de la concession sont évaluées à :

- **1 048 132 k€** de valeur brute comptable
- **629 778 k€** de valeur nette comptable
- **71 249 k€** de provisions pour renouvellement
- **1 401 314 k€** de valeur de remplacement.

Cette année, le concessionnaire a refusé, à nouveau, de communiquer le montant des amortissements industriels constitués. Le SDEC ÉNERGIE estime ce cumul des amortissements à **418 354 k€**.

Cependant, ce cumul ne tient pas compte du fait qu'Enedis ne pratique pas d'amortissements sur une partie des biens concédés (biens ruraux³⁵).

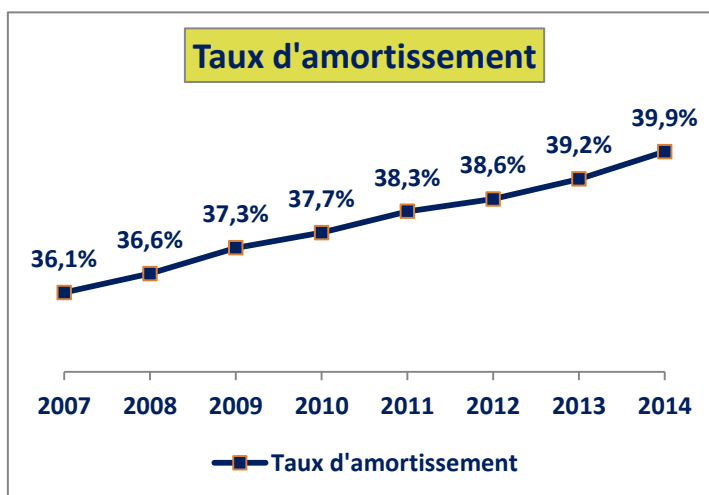
Enedis considère en effet que, les biens situés en zone rurale au titre du FACE n'étant pas renouvelés par elle, elle n'a pas à les amortir, quand bien même ces biens seraient renouvelables avant la fin de la concession.

Cette position est contraire aux dispositions de l'article 10 du cahier des charges.

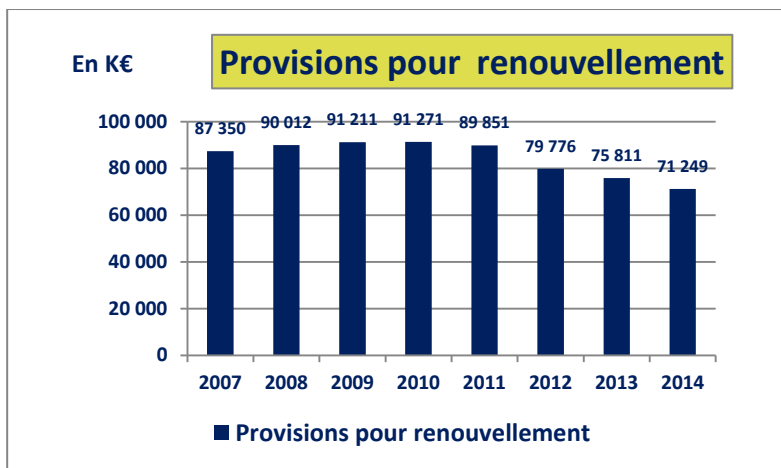
Le temps d'amortissement des différents ouvrages est fixé (et modifié) par Enedis sans aucune concertation avec les autorités concédantes.

Le taux d'amortissement (calculé artificiellement sur l'ensemble des biens) continue de dériver de manière continue : de 36,1% en 2007 à **39,9%** en 2014.

C'est là un indicateur objectif de vieillissement du patrimoine. qui en l'absence d'informations sur les anticipations d'investissement de renouvellement nécessaires au maintien du réseau dans un état satisfaisant porte le concédant à s'interroger sur le maintien de la valeur d'usage du patrimoine concédé.



³⁵ Les Ouvrages BT localisés, financés et remis gratuitement en concession par le SDEC ENERGIE et, situés dans les communes rurales au sens du FACE font l'objet d'un traitement spécifique des passifs de concession : aucun amortissement n'est constitué et les provisions pour les biens renouvelables ne seraient constituées qu'à hauteur de 20% au niveau national.



En 2014, le stock des provisions pour renouvellement diminue de 6% soit - 4,6 M€ pour s'établir à 71 249 K€.

Cette évolution provient essentiellement des provisions pour renouvellement sur les biens non localisés (-3,3 M€) du fait du retrait mécanique des branchements et colonnes montantes complètement amortis.

Comme les années précédentes, le concédant relève que le concessionnaire constitue des provisions de renouvellement pour une partie seulement des biens concédés (contrairement aux dispositions du cahier des charges).

Le Syndicat rappelle que le stock de provisions a fortement décliné les années précédentes, cette diminution étant liée à l'allongement de leur durée de vie et à la mise en œuvre de la gestion probabiliste des provisions pour renouvellement.

L'audit mené par le SDEC ÉNERGIE révèle à nouveau l'opacité liée aux variations de stock de provisions pour renouvellement. En effet, le concessionnaire refuse de transmettre au concédant, malgré des demandes répétées :

- La **variation du stock des provisions pour renouvellement par origine de variation** (stock, dotation annuelle, transfert en droit du concédant à l'occasion de renouvellement, reprise en résultat).
- Les **études complètes** qui ont fondé son choix d'allonger les durées d'amortissement de certains ouvrages ainsi que celles qui ont présidé à la mise en place d'une gestion probabiliste de la provision pour renouvellement et leurs impacts financiers (Communication des tables détaillées de probabilités de retrait des différentes catégories d'ouvrage en fonction de leur âge).
- Le **montant des provisions pour renouvellement à hauteur de 20%** de la valeur des biens ruraux à la maille nationale.

5.1.7 Focus : Les effets comptables des investissements de Prolongation de durée de vie (PDV)

Le programme de « PDV » a les effets suivants en comptabilité : pour chaque immobilisation concernée, le concédant a pu constater que :

- Lorsqu'une immobilisation d'origine est partiellement concernée par la PDV, il y a création d'une nouvelle fiche immobilisation reprenant les tronçons non concernés par la PDV avec répartition des valeurs comptables au prorata des longueurs.
- L'immobilisation d'origine voit alors sa valeur brute se réduire : la valeur des composants déposés étant retirée. La durée d'amortissement de la portion de réseau traitée est prolongée de 15 ans à compter la rénovation. Mécaniquement, cet allongement de la durée de vie comptable de l'ouvrage se traduit par une reprise des provisions pour renouvellement puisque le bien devient non renouvelable.
- Il y a création d'une nouvelle immobilisation avec un numéro d'immobilisation principal identique à l'immobilisation d'origine et un numéro subsidiaire (1) pour imputer la valeur des composants remplacés sans indication de la quantité. La durée d'amortissement de cette immobilisation est de 15 ans.

En 2014, le concédant a pu constater que les immobilisations comptables ne respectent que partiellement la méthodologie présentée, d'une part le concessionnaire n'a que partiellement procédé à la remontée en résultat des provisions pour renouvellement, mouvement qui interviendra très certainement en 2015) d'autre part le concédant n'a pas toujours conservé le même numéro

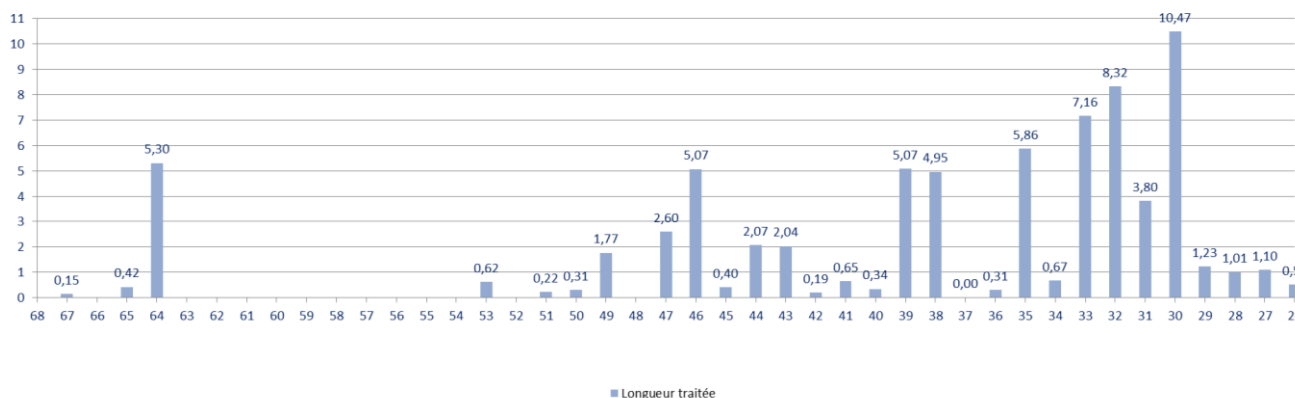
d'immobilisation pour l'immobilisation supportant la PDV, ceci rend difficile, le suivi de ces mouvements.

Année de réalisation PDV	Longueurs traitées en km	Dépenses immobilisées en €	Coût unitaire en ml/€
2012	0	0	0
2013	15	255 211	16,7
2014	57	653 928	11,4
Total	73	909 138	

En 2014, on relève que 73 km de réseau aérien HTA on fait l'objet d'une opération de PDV.

Le coût de la PDV s'est élevé à **909 138 €**. L'analyse des montants investis et des coûts unitaires des opérations identifiées permettent de vérifier qu'en moyenne les opérations de PDV respectent le principe général énoncé d'un coût unitaire supérieur à 5 €/ml tout en restant inférieur à 70% du coût de remplacement de l'ouvrage.

Longueur traitée (km)
en fonction de l'âge du réseau (année)



Les millésimes concernés par la PDV sont datés d'au moins 25 ans, conformément à la démarche présentée.

Des réseaux de plus de 40 ans et jusqu'à 68 ans ont fait l'objet de PDV, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 80 ans. Au vu des risques potentiels sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré

Sur les 377 k€ de PR constituées sur les ouvrages concernés par la PDV, 7% ont été réaffectée sur les nouveaux ouvrages et 93% remontés au résultat en tant que recette d'exploitation.

Cette répartition est représentative de la quote-part d'ouvrages effectivement renouvelés.

Ainsi, le concessionnaire a allongé la durée de vie de 15 ans de l'ensemble de l'ouvrage traité à partir de la date de travaux en renouvellement 7% des accessoires (en valeur d'actif).

Évolution du stock de provisions pour renouvellement (PR) sur les ouvrages affectés par la PDV	Montant en k€	%
PR totale constitué sur les tronçons traités	377	
PR remontée et reprise au résultat	350	93%
PR réaffectée sur les mises en service	28	7%

5.2 LE DROIT DU CONCÉDANT

Le compte "droit du concédant" correspondra en fin de concession à la valeur des biens remis "gratuitement" à l'autorité concédante.

En 2005, le concessionnaire a modifié les règles comptables et revient aux traitements comptables des immobilisations en vigueur en 1998 ; il n'est donc pas possible de comparer l'évolution des postes constituant le droit du concédant pour les années antérieures à 2005.

Droit du concédant en k€	2011	2012	2013	2014	Évolution 2014/2013
Droits en nature	573 302	596 196	615 387	629 790	2%
Créance en espèce vis à vis du concédant	-245 705	-258 698	-267 854	-273 910	2%
Dette en espèces vis à vis du concédant	122 831	129 931	137 411	145 006	6%
Total des droits du concédant	450 428	467 429	484 944	500 886	3%

Droits en nature :

Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession.

Créance en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant :

La créance correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

La dette en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant :

La dette en espèces correspond à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire sur le financement des ouvrages par le concédant.

Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire.

En 2014, le droit du concédant communiqué dans le CRAC enregistre une progression de 16 M€ (soit +3,3%) et s'établit à 500 078 k€.

Cette valeur recalculée par le concédant s'établit à 500 886 K€.

Le SDEC ÉNERGIE ne dispose d'aucun élément lui permettant d'assurer la traçabilité entre les éléments de la comptabilité d'Enedis et les valeurs des agrégats qui lui sont ainsi communiqués.

Comme en 2013, le concédant a sollicité la ventilation des droits du concédant selon l'origine des droits (apports de la collectivité, utilisation de provisions ? ventilation bien par bien) : **ces données n'ont pas été communiquées, Enedis se disant dans l'incapacité de fournir ce détail notamment au motif que les amortissements de financement du concédant et les utilisations de provisions ne peuvent être distingués.**

Il est à noter enfin, que les droits du concédant sont sous-évalués pour les motifs suivants :

- Enedis ne constate pas les amortissements de travaux dont le syndicat a été le maître d'ouvrage,
- Enedis n'intègre pas les contributions aux raccordements qu'il réalise dans les droits du concédant,
- Enedis minore les provisions pour renouvellement.

5.3 LE COMPTE D'EXPLOITATION

Produit en k€	2011	2012	2013	2014	Evolution 2014/2013
Acheminement	137 234	150 391	156 490	148 653	-5,0%
Recettes de raccordement □ et prestations	7 183	9 049	9 776	9 561	-2,2%
Autres produits	25 491	25 550	26 650	26 802	0,6%
Total des produits avant la contribution à l'équilibre	169 908	184 990	192 916	185 016	-4,1%
Contribution d'équilibre	2 619	1 212	2 066	119	-94,2%
Total des produits	172 527	186 202	194 982	185 135	-5,1%

Charge en k€	2011	2012	2013	2014	Evolution 2014/2013
Charges d'exploitation hors personnel	62 879	63 092	67 395	65 929	-2,2%
Charges de personnel	28 771	31 171	32 603	32 222	-1,2%
Accès réseau RTE	36 277	39 036	41 006	36 938	-9,9%
Redevance de concession (R1, R2) et FACE	8 005	7 661	8 385	7 883	-6,0%
Dotation aux amortissements et provisions	21 544	23 364	22 997	22 936	-0,3%
Contribution aux charges centrales	4 883	5 178	5 384	5 886	9,3%
Total des charges avant la contribution à l'équilibre	162 359	169 503	177 770	171 794	-3,4%
Contribution à l'équilibre	0	0	0	0	
Total des charges	162 359	169 503	177 770	171 794	-3,4%

Les principales évolutions du compte d'exploitation sont les suivantes :

- On constate une **baisse du résultat** (13 M€ en 2014 contre 15 M€ en 2013) liée principalement à une baisse de la marge d'acheminement qui décroît de 3,8 M€. **La diminution des volumes acheminés explique cette baisse qui est en partie compensée par un effet prix du fait de l'entrée en vigueur du TURPE 4 au 01/01/14 ;**
- Une forte croissance des recettes de raccordement qui persiste (+61% depuis 2010) ;
- une diminution de contribution à l'équilibre de la concession au résultat d'Enedis par rapport à 2013.

Comme les années précédentes, le SDEC rappelle que ces éléments sont à apprécier avec beaucoup de circonspection car les comptes sont peu lisibles, insuffisants et impropres à une compréhension minimale de la réalité économique de la concession.

Le SDEC ÉNERGIE regrette notamment sur ce point :

- qu'une grande majorité des charges soit réparties dans le compte d'exploitation de la concession sur la base de règles statistiques plutôt que sur la base d'une affectation directe ou d'une imputation analytique affinée,
- que les charges et produits présentés dans le compte d'exploitation de la concession ne soient pas traçables.

5.4 LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

Point positif	La réduction des écarts de la sous valorisation des ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE.
Points à améliorer	La traçabilité des investissements réalisés par le concédant en fonction des différents fichiers et données communiqués.
	Les informations relatives aux clés de répartition du compte d'exploitation doivent être complétées.
Points négatifs	La limitation à 20% des provisions pour renouvellement des biens ruraux.
	Le non-amortissement des biens financés par le SDEC ÉNERGIE.
	L'absence d'informations sur l'origine de financement des biens engendrant une surestimation des investissements net d'Enedis.
	L'opacité de gestion de la provision pour renouvellement.
	La non-transmission des études sur le rallongement de la durée de vie des ouvrages BT aérien et des transformateurs, et celles relatives à la gestion probabiliste des provisions.
	L'absence d'information sur la variation du droit du concédant.
	L'absence de communication d'un compte de résultat à la maille de la concession pour la distribution.