



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

---

Mission de contrôle 2017

Rapport de contrôle

---

Concessionnaires Enedis et EDF

## SOMMAIRE

<b>1</b>	<b>LES USAGERS</b>	<b>5</b>
<b>1.1</b>	<b>LES DONNÉES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>5</b>
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	10
<b>1.2</b>	<b>LES USAGERS AUX TARIFS RÉGULÉS</b>	<b>11</b>
1.2.1	Les usagers aux tarifs réglementés de vente	11
1.2.2	La consommation en GWh par segmentation de puissance	11
1.2.3	L'accueil du fournisseur pour les usagers restés aux tarifs régulés	12
1.2.4	La solidarité	12
1.2.5	La facturation	13
1.2.6	Les réclamations	13
1.2.7	Les données financières	13
<b>1.3</b>	<b>LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS</b>	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'ENVIRONNEMENT</b>	<b>15</b>
<b>2.1</b>	<b>LA RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS (mis en service) PAR MAÎTRE D'OUVRAGE</b>	<b>15</b>
2.1.1	Le volume de travaux réalisés par ENEDIS	16
2.1.2	L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE	19
<b>2.2</b>	<b>LES PRÉVISIONS DE TRAVAUX</b>	<b>20</b>
<b>2.3</b>	<b>L'ENVIRONNEMENT</b>	<b>21</b>
2.3.1	Le respect des zones du cahier des charges de concession	21
2.3.2	Les transformateurs PCB traités	21
2.3.3	Les postes « tour »	22
2.3.4	Les poteaux bétons recyclés	22
2.3.5	Les poteaux résinés	22
<b>2.4</b>	<b>LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT</b>	<b>23</b>
<b>3</b>	<b>LES OUVRAGES DE LA CONCESSION</b>	<b>24</b>
<b>3.1</b>	<b>LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE</b>	<b>24</b>
3.1.1	Linéaire de réseau par tension	24
3.1.2	Décomposition du réseau BT en km par type de commune	25
3.1.3	Décomposition du réseau HTA en km par type de commune	25
3.1.4	Décomposition du réseau BT + HTA en km par type de commune	25
<b>3.2</b>	<b>LES RÉSEAUX FRAGILES</b>	<b>25</b>
3.2.1	Les technologies fragiles	25
3.2.2	La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2016	27
3.2.3	La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2016	28
<b>3.3</b>	<b>LES POSTES DE TRANSFORMATION</b>	<b>28</b>
<b>3.4</b>	<b>LES TRANSFORMATEURS</b>	<b>29</b>
<b>3.5</b>	<b>APPAREILS DE COMPTAGE SUR LA CONCESSION</b>	<b>30</b>
<b>3.6</b>	<b>L'ÂGE DES RÉSEAUX HTA ET BT</b>	<b>31</b>
3.6.1	L'âge moyen du réseau BT	31
3.6.2	Le linéaire de réseau BT par année de pose	31
3.6.3	Le linéaire de réseau BT par âge	31
3.6.4	L'âge moyen du réseau HTA	32
3.6.5	Le linéaire de réseau HTA par année de pose	32
3.6.6	Le linéaire de réseau HTA par âge	33
<b>3.7</b>	<b>COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES</b>	<b>33</b>
3.7.1	En terme de quantité d'ouvrages à la maille de la concession	33
3.7.2	En terme d'âge moyen des ouvrages à la maille de la concession	33
<b>3.8</b>	<b>PRODUCTEURS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE</b>	<b>34</b>
<b>3.9</b>	<b>LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION</b>	<b>35</b>

<b>4</b>	<b>LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ.....</b>	<b>36</b>
<b>4.1</b>	<b>la qualité de la tension .....</b>	<b>36</b>
4.1.1	Les usagers mal alimentés .....	36
4.1.2	Les chutes de tension HTA.....	38
4.1.3	Les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT .....	38
4.1.4	Les départs BT mal alimentés.....	39
4.1.5	Les contraintes d'intensité.....	39
<b>4.2</b>	<b>LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE.....</b>	<b>39</b>
4.2.1	Le critère B .....	40
4.2.2	Les seuils de coupure réglementaires.....	41
4.2.3	Les coupures longues (incidents et travaux).....	43
<b>4.3</b>	<b>Les coupures sur le réseau HTA dues aux incidents .....</b>	<b>43</b>
4.3.1	Sièges et causes des incidents HTA .....	43
4.3.2	Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA .....	45
4.3.3	La maintenance lourde sur le réseau HTA (PDV).....	46
<b>4.4</b>	<b>LES COUPURES LONGUES DUES AUX INCIDENTS sur le RESEAU BT .....</b>	<b>46</b>
4.4.1	Sièges et causes des incidents BT .....	46
4.4.2	Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT.....	48
4.4.3	L'élagage .....	49
<b>4.5</b>	<b>LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....</b>	<b>49</b>
<b>5</b>	<b>LES DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIERES .....</b>	<b>50</b>
<b>5.1</b>	<b>LE PATRIMOINE .....</b>	<b>50</b>
5.1.1	L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition .....	50
5.1.2	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE .....	51
5.1.3	Le montant des travaux mis en concession au titre de l'exercice comptable 2016 .....	51
5.1.4	Montant des travaux mis en concession par année de mise en service .....	52
5.1.5	Montant des travaux mis en concession consolidé par année de mise en service.....	53
5.1.6	Les dépenses d'investissement déclarées par Enedis au titre de la conférence NOME .....	54
5.1.7	Dépenses d'investissement : focus sur les chantiers de prolongation de la durée de vie (PDV) des canalisations HTA aériennes .....	54
5.1.8	L'analyse du patrimoine .....	55
5.1.9	Variation de la valeur des ouvrages en 2016 .....	56
<b>5.2</b>	<b>Dettes et créances réciproques.....</b>	<b>57</b>
5.2.1	Droit du concédant .....	57
5.2.2	Dettes et créances réciproques dans le cadre d'une fin de concession en 2016.....	58
<b>5.3</b>	<b>LE COMPTE D'EXPLOITATION.....</b>	<b>58</b>
<b>5.4</b>	<b>RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES .....</b>	<b>59</b>
<b>5.5</b>	<b>LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE.....</b>	<b>60</b>

## Déroulement de la mission de contrôle 2017

Évènements	Date
Envoi des questions aux concessionnaires posées dans le cadre de la mission de contrôle 2017	29 décembre 2016
Réception des éléments de réponses	30 juin 2017 + jeudi 26 juillet 2017
Présentation de l'activité 2017 par les concessionnaires et analyse des fichiers manquants	5 juillet 2017
Envoi des questions complémentaires aux concessionnaires	06 septembre 2017
Réunions d'audits et échanges sur les fichiers reçus	16 octobre (EDF) – 19 au 22 décembre 2017 (Enedis)
Réception des réponses complémentaires suite aux réunions d'audit	3 avril 2018
Présentation des conclusions du rapport de contrôle en commission	2/10/2018

## CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION

Le patrimoine	Réseau basse tension (BT)	Réseau moyenne tension (HTA)
Réseau souterrain en km	5 683	3 686
Réseau torsadé en km	813	4 965
Réseau aérien nu en km	4 495	1
Total	<b>10 991</b>	<b>8 652</b>
Souterrain en %	52%	43%

Energie acheminée	2017	Évolution par rapport à 2016
Nombre d'utilisateurs de la concession <sup>1</sup>	444 670	+ 0,9%
Energie acheminée en GWh	4 284	+ 0,1%
Recettes d'acheminement en K€	156 514	+ 2,4%

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

### SITUATION AU 31/12/2017

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

Durée : 25 ans et 6 mois

Date de fin du contrat : 1 juillet 2018

Nombre de communes<sup>2</sup> sur le périmètre de la concession : 706

Nombre de communes classées en régime urbain d'électrification : 93

Nombre de communes classées en régime rural d'électrification : 613

Nombre d'habitants (Population municipale)	Population rurale	Population urbaine
692 783	266 373	426 410
En %	38%	62%

### 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.

---

<sup>2</sup> Il s'agit de commune historique c'est-à-dire de commune avant la création de la commune nouvelle pour ce qui les concerne, le régime d'électrification perdurant sur leur périmètre jusqu'au prochain renouvellement général des mandats.

# 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.

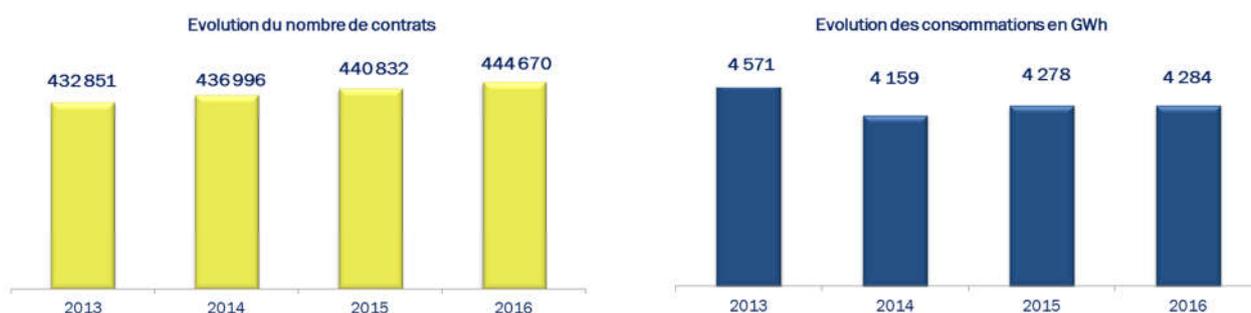
Il est à noter que :

- 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.
- les modifications de régimes du FACE au 1er janvier 2015.

Cela implique donc qu'il est difficile d'interpréter les évolutions impactées par ces changements.

## 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 légèrement +1% entre 2016 et 2015, on observe une stabilisation du volume consommé (+0.1%).

### 1.1.2 Le nombre d'usagers par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2013	2014	2015	2016
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	427 392	431 462	435 245	<b>439 047</b>
Entre 36 et 250 kVA	C4	4 443	4 529	4 592	<b>4 636</b>
> à 250 kVA	C1 à C3	1 016	1 005	995	<b>987</b>
<b>Nombre d'usagers de la Concession</b>		<b>432 851</b>	<b>436 996</b>	<b>440 832</b>	<b>444 670</b>

Catégorie Commune <sup>3</sup>	Nombre d'usagers en 2016 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	303 937	3 804	676	<b>308 417</b>
Communes rurales	135 110	832	311	<b>136 253</b>
<b>Total</b>	<b>439 047</b>	<b>4 636</b>	<b>987</b>	<b>444 670</b>

En 2016, le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente de près d'1%. Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 diminue de 0.8%.

Les usagers de la catégorie C5 représente 99 % des usagers tout segment confondu.

La part des usagers raccordés en secteur rural s'élève à 31% en 2016.

### 1.1.3 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2013	2014	2015	2016
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	2 694	2 334	<b>2 409</b>	<b>2 404</b>
Entre 36 et 250 kVA	C4	550	522	<b>543</b>	<b>545</b>
> à 250 kVA	C1 à C3	1 327	1 303	<b>1 326</b>	<b>1 334</b>
<b>Total</b>		<b>4 571</b>	<b>4 159</b>	<b>4 278</b>	<b>4 284</b>

Catégorie Commune	Consommation en GWh en 2016 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	1 400	453	1 131	<b>2 983</b>
Communes rurales	1 005	93	203	<b>1 301</b>
<b>Consommation</b>	<b>2 404</b>	<b>545</b>	<b>1 334</b>	<b>4 284</b>

En 2016, si le nombre d'usagers continue d'augmenter et les conditions climatiques enregistrées sont plus rigoureuses (2401 en 2015 contre 2616 DJU en 2016), le volume consommé n'augmente que très légèrement.

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

Le volume consommé par les usagers des communes urbaines représente 70% des consommations globales.

<sup>3</sup> Communes rurales sont les communes rurales bénéficiant des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (FACE).

#### 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.

En fonction des différents profils d'usagers, un plan de numérotation permet de prendre en charge leurs demandes relatives, soit à un raccordement, ou à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® accueillent aux numéros suivants les usagers :

- Particuliers » : 09 69 32 18 41
- Professionnels » : 09 69 32 18 42
- Entreprises » : 09 69 32 18 99
- Professionnels de l'Immobilier et de la Construction » : 09 69 32 18 77
- Producteurs » : 09 69 32 18 00
- Demandeur d'un branchement de courte durée dans le cadre notamment d'une manifestation festive au 09 69 32 18 22

Pour répondre aux demandes spécifiques liées au déploiement du compteur linky une assistance téléphonique spécifique est mise en place.

#### 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'Energie (CRE) et publiés au journal officiel. Les tarifs des prestations annexes ont évolué au 1er août 2016.

##### 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
		Août 2015	Août 2016	
F100b	1 <sup>ère</sup> mise en service (M.E.S.)	40,60	40,60	
F120b	Mise en service sur installation existante)	22,75	21,86	
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)	43,23	43,23	Prestation de réduction de puissance et de suspension de l'alimentation.
	Limitation de puissance à 3 000 W	43,23	43,23	
	Intervention pour impayé (rétablissement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif des interventions pour impayés
F360	Relevé Spécial standard	25,63	25,63	
F420c	Vérification métrologique du compteur	276,31	276,31	
	Vérification visuelle du compteur	30,61	30,61	
F920	Enquête demande fournisseur	25,63	25,63	Etude de la consommation et vérification si utilisation frauduleuse et dysfonctionnement de comptage
Variation annuelle en %		0,4%	0%	

Les prestations réalisées par le gestionnaire de réseaux sont réparties selon quatre catégories :

- les prestations de base qui sont couvertes par le TURPE,
- les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux telles que les mises en service, les modifications de puissance souscrite,
- les prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux, les prestations de raccordement aux réseaux dont les tarifs sont régies des dispositions législatives et règlementaires spécifiques.

Les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux énumérées dans le tableau ci-dessus sont facturées à l'acte. Les prix de ces prestations sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE et évoluent en fonction de l'inflation.

- Les tarifs en vigueur à compter du 1er août 2015 sont issus de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 mai 2015 portant application des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.
- Les tarifs en vigueur à compter du 1er août 2016 sont issus de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 3 mars 2016.

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

Prestations	Délai	2015		2016	
		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	61 1014	97,70	49 099	96,9
Changement de fournisseur (130 B)	au 1er du mois suivant	12 071	99,32	14 916	
Résiliation sans suppression du branchement (140 B)	5 jours	38 216	99,66	34 264	99,6
Intervention pour impayé réalisée * (200 B)	10 jours ouvrés	19 720	85,89	/	/
Relevé spécial (360 B)	10 jours	716	86,95	518	NC
Modification contractuelle (170 B à 185 B)	10 jours	7 359	Non suivi	4 726	Non suivi

\* Nombre de prestations facturées aux fournisseurs

Le concessionnaire a transmis des données partielles relatives aux prestations (nombre d'actes et taux de réalisation dans les délais) et par conséquent difficilement interprétables en raison d'un changement d'application de suivi des prestations.

Le délai moyen de réalisation des travaux en matière de raccordement pour les branchements simples (C5), entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et la date réelle de mise en service, est de 51 jours (idem en 2015).

Pour mémoire, ce même délai était de 41 jours en 2014. Lors de la mission 2017, le concessionnaire avait justifié l'allongement de ce délai par l'anticipation des demandes de raccordement dès la délivrance des permis de construire ; cela permettant ainsi une meilleure organisation des travaux afin de respecter au plus près la date convenue de mise à disposition de l'électricité demandée par l'utilisateur.

Il convient de souligner les bons résultats à la maille de la concession puisque ce délai est de 58 jours en moyenne au niveau national.

Le concessionnaire n'a pas communiqué le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue sur réclamation.

Il est en outre à noter une réduction du délai moyen d'envoi du devis, en raison notamment d'une meilleure maîtrise de la plateforme Enedis Connect. Celle-ci permet de prioriser les dossiers au regard de la date souhaitée par l'utilisateur et compte tenu du fait qu'un devis est valable 3 mois :

- 19 jours en 2016 contre 23 jours en 2015, pour les raccordements de consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation du réseau.
- 73% des devis sont envoyés dans les délais.
- 23 jours en 2016(idem en 2016), pour les raccordements de producteurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation du réseau.
- 91% des devis sont envoyés dans les délais.

Le concessionnaire a confirmé que ses services n'ont pas de délai pour étudier la complétude des dossiers à compter de leurs réceptions, le pilotage interne des dossiers s'effectue au regard de la date souhaitée par l'utilisateur.

#### 1.1.6 Le suivi des indemnités

Indemnisation aux usagers	2013	2014	2015	2016
Nombre de dossiers sinistre <sup>4</sup>	269	345	334	<b>327</b>
Nombre de sinistrés	NC	NC	NC	<b>NC</b>
Nombre de sinistrés indemnisés	NC	NC	NC	<b>NC</b>
Indemnisation globale en k€	131 423 €	135 877 €	128 901	<b>282 378</b>
Montant moyen par sinistre	489 €	394 €	386 €	<b>864 €</b>

Le nombre de dossiers « sinistre » est en légère baisse : 327 dossiers en 2016 contre 334 en 2015.

Le montant global des indemnités s'élève à 282 378€ en 2016 contre 128 901€ en 2015.

Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé.

Le nombre de dossiers 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 glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré 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.

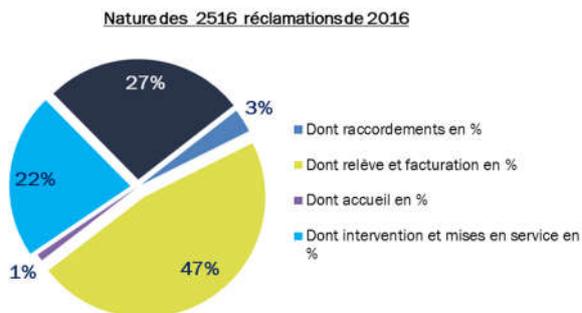
Le concessionnaire a précisé que ces dossiers sont suivis par son service contentieux et refuse de communiquer de détail de ces indemnités au motif que cela concerne des informations confidentielles concernant les usagers.

Interrogé sur la procédure «Demande d'indemnité suite à un incident réseau », le concessionnaire a précisé le traitement de ces dossiers au cas par cas et ne pas disposer d'un mode opératoire spécifique.

Le concessionnaire a toutefois confirmé que lorsque la responsabilité du distributeur est engagée mais que l'utilisateur n'a pas souscrit une assurance « dommage électrique » auprès de son assureur, il peut toutefois être indemnisé par Enedis.

Par ailleurs, 9 346 usagers ayant subi des coupures longues (supérieures à 5h) ont été indemnisés en 2016 contre 6290 en 2015, pour un montant global de 212 680€ conformément aux dispositions de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 qui institue le versement de pénalités aux utilisateurs pour les coupures longues de plus de 5 heures au lieu de 6 heures précédemment.

### 1.1.7 Les réclamations



Volume et nature des réclamations des usagers particuliers (C5) à la maille concession	2015	2016
Nombre total de réclamations	2586	2516
Dont raccordements en %	6%	3%
Dont relève et facturation en %	48%	
Dont accueil en %	1%	1%
Dont intervention et mises en service en %	18%	22%
Dont qualité des réseaux publics en %	27%	27%

En 2016, le nombre total de réclamations pour les usagers particuliers (C5) traitées à la maille de la concession est de 2 516 (-3% par rapport à 2015). Il est à noter une baisse continue du nombre des réclamations depuis plusieurs années.

Le concessionnaire confirme que dans les données relatives aux réclamations, sont incluses celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en lignes saisies en ligne.

Les réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (47%) ainsi que sur la qualité des réseaux publics (27%).

Le concessionnaire indique ne pas être en mesure de relier ses réclamations avec celles saisies auprès du médiateur de l'énergie. Il a d'autre part précisé que ces courriers adressés aux usagers sont indiqués la faculté de saisine du médiateur de l'énergie ainsi que ses coordonnées.

Le délai de traitement des réclamations sous 15 jours est de 98% en 2016 contre 96.5% en 2015, cela traduit un délai de traitement des réclamations qui se réduit.

En 2016, le niveau de satisfaction des usagers reste bon (taux de satisfaction : 92% pour les particuliers et 87% pour les professionnels).

Le concessionnaire ne suit pas distinctement les refus de pose du compteur Linky et les réclamations s'y rapportant.

Selon lui, le taux de refus de 3% observé au niveau national paraît élevé (il semblerait moindre à la maille de la concession).

Ces réclamations spécifiques non comptabilisées distinctement sont suivies dans l'item « interventions techniques » : 558 réclamations en 2016 contre 465 en 2015 : les réclamations relatives au compteur Linky seraient finalement peu nombreuses.

## 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 réglementés<sup>5</sup>.

### 1.2.1 Les usagers aux tarifs réglementés de vente

Puissance	Tarif	2013	2014	2015	2016
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	385 808	380 911	367 445	360 004
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	3 799	3 816	1 867	63
> à 250 kVA	VERT	1 335	1 285	557	123
<b>Nombre d'usagers de la Concession</b>		<b>390 942</b>	<b>386 012</b>	<b>369 869</b>	<b>360 190</b>

Les données communales 2016 transmises par le concessionnaire sont partielles, elles sont secrétisées en raison, selon lui de l'application du décret n° 2016 973 du 18 juillet 2016.

Pour l'autorité concédante, en vertu de l'article R.111-30 du Code de l'énergie, les GRD sont dispensés de l'obligation de préserver la confidentialité des informations énumérées à l'article R. 111-26 (lequel vise notamment les informations relatives aux puissances enregistrées, aux volumes d'énergie consommée ou produite ainsi qu'à la qualité de l'électricité, issues des dispositifs de comptages), « lorsque l'application de dispositions législatives et réglementaires implique nécessairement la communication de tout ou partie de ces informations ou lorsque cette communication est nécessaire au bon accomplissement de leurs missions. »

En 2016, le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente continue de diminuer : 360 190 en 2016 contre 369 969 en 2015 (-3%). Pour mémoire, les baisses importantes du nombre d'usagers aux tarifs jaunes (-97%) et verts (-78%) s'expliquent par la fin des tarifs réglementés de vente au 31 décembre 2015, pour les sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Le code de l'énergie prévoit que certains sites Jaunes et Verts ont pu conserver les TRV alors réservés à des puissances inférieures ou égales à 36 Kva, sous certaines conditions précisées à l'article R337-18 :

- Les usagers au JAUNE dont le dispositif de comptage permet les dépassements de puissance, peuvent conserver ce tarif tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrite.
- Les usagers au VERT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères ou 33 kilowatts selon l'unité dans laquelle les puissances sont souscrites, qui bénéficient au 31 décembre 2015 d'un " tarif vert ", peuvent conserver ce tarif tant qu'ils ne demandent pas à changer d'option, de version ou de puissance souscrite.

82% des usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité bénéficient des tarifs réglementés de vente. Il est à noter une augmentation de 14% du nombre d'usagers bénéficiant d'une offre de marché.

### 1.2.2 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2013	2014	2015	2016
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	2 352	2 082	2040	1977
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	483	461	395	2

> à 250 kVA	VERT	867	840	682	4
<b>Consommation en GWh</b>		<b>3 703</b>	<b>3 383</b>	<b>3 118</b>	<b>1 983</b>

Les consommations baissent de 36%.

En 2016, le volume consommé par les usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente représente 46% du volume global consommé sur le périmètre de la concession.

Il est à noter un doublement du volume consommé des usagers bénéficiant d'une offre de marché.

### 1.2.3 L'accueil du fournisseur pour les usagers restés aux tarifs régulés

Pour les particuliers, un numéro unique national a remplacé les 8 numéros régionaux pour améliorer la visibilité auprès des usagers et faciliter l'accessibilité. Il est à noter que le numéro 09 69 39 33 06 dédié aux particuliers est toujours actif malgré qu'il n'apparaisse plus sur les supports de communication du concessionnaire, ce, afin de maintenir l'accueil aux usagers qui utiliseraient toujours ce numéro.

Dans le cas des Professionnels, le traitement des appels est réalisé aujourd'hui à une maille régionale. Compte tenu de cette nouvelle organisation, le 0810 333 683 a remplacé le numéro national unique pour l'Ouest.

Pour qui?	Pour quoi?	Numéro de téléphone	Coût de l'appel
Les usagers « particuliers »	Déménagement, contrat, facture	09 69 32 15 15	Coût d'un appel local
Les collectivités et les bailleurs sociaux		02 72 96 16 83	
Les usagers « Entreprises et professionnels »		0 810 333 683	appel surtaxé 5 centimes la minute
Les usagers démunis	Solidarité : Information, orientation	0 800 65 03 09	Coût de la communication et le prix du service sans frais
	Tarif de Première Nécessité (TPN)	0 800 333 123	
Les élus, travailleurs sociaux et associations	Alerte, gestion, suivi des usagers démunis	0 810 810 111	Appel surtaxé 5 centimes la minute

Le concessionnaire dispose de 3 points d'accueil physique sur le territoire du Calvados :

La boutique EDF	22/24 Rue Saint Pierre 14000 CAEN
	9h30 - 12h30, 13h30-18h00
<b>2 Points information Médiation Multi Services (PIMMS)</b>	
PIMMS Caen	17 Place du Commerce 14000 CAEN
	Tous les matins de 09h00 à 12h30
PIMMS Hérouville St Clair	1020 Quartier Grand Parc 14200 Hérouville St Clair
	Tous les après-midi de 14h00 à 17h30

Il convient également de rappeler l'agence en ligne sur Internet (<http://www.edf.fr>).

### 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	2014	2015	2016
Nombre de lettres de relance envoyées	142 423	126 361	<b>111 052</b>
<b>Nombre de déplacements pour impayés</b>	8 166	6 979	<b>8 593</b>
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis sans aboutir à une coupure effective	6 106	4 902	<b>6 520</b>
<b>Nombre de coupures effectives sur demande d'EDF</b>	2 060	2 077	<b>2 073</b>
Taux d'interruption de fourniture à la demande du fournisseur	25%	29,8%	<b>24,1%</b>
Nombre de SMI Service Maintien d'Energie	3 936	5 770	<b>111 052</b>

#### 1.2.6 Les réclamations

Le nombre de réclamations s'élevait à 3 399 en 2016 contre 2 788 en 2015. Le concédant souligne la transmission du nombre de réclamations saisies en ligne pour l'exercice 2016. Elles représentent 42% du nombre de réclamations totales. L'augmentation du nombre de réclamations de 22% par rapport à 2015 est donc relative puisque les réclamations saisies en ligne n'étaient pas comptabilisées dans les données 2015.

95.3% des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours. Elles portent au principal sur la facturation et le recouvrement.

En 2016, 230 réclamations ont été portées en instance d'appel.

Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir le nombre des réclamations portées devant les instances du Médiateur de l'énergie et du médiateur de sa société.

#### 1.2.7 Les données financières

Tarif Bleu - Résidentiel	Maille	2015	2016	2016 / 2015
Nombre de clients	Concession	330 388	324 615	-1,75%
Energie facturée (en MWh)	Concession	1 710 348	1 665 295	-2,63%
Recettes (en millions d'Euros HT)	Concession	176,6	171,5	-2,89%
Tarif Bleu - Non Résidentiel	Maille	2015	2016	2016 / 2015
Nombre de clients	Concession	36 493	35 389	-3,03%
Energie facturée (en MWh)	Concession	325 839	311 662	-4,35%
Recettes (en millions d'euros HT)	Concession	34,4	32,7	-4,94%
Tarif Bleu -	Maille	2015	2016	2016 / 2015
Nombre de clients	Concession	366 881	360 004	-1,87%
Energie facturée (en MWh)	Concession	2 036 187	1 976 957	-2,91%
Recettes (en millions d'euros HT)	Concession	211	204	-3,22%

### 1.3 LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS

Points positifs	
Distributeur Enedis	Amélioration de la prestation de raccordement avec la réduction du délai moyen d'envoi des devis Baisse du nombre des réclamations et rapidité de leurs traitements (98 % d'entre elles dans un délai de 15 jours). Qualité de la prestation de relève
Fournisseur EDF	Transmission des données complètes relatives aux réclamations et de nombreux indicateurs Transmission d'éléments comptables relatifs au chiffre d'affaire et aux coûts commerciaux

Points à améliorer	
Distributeur Enedis	Incomplétude des données relatives aux indemnisations systématiques et aux incidents sur le réseau Incomplétude des données relatives aux prestations et à la qualité des services
Fournisseur EDF	transmission de données communales relatives aux usagers de la concession " secrétisées"

## 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(*)		
	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		

(\*) 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.

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

Travaux réalisés en km	2013	2014	2015	2016
Enedis (hors branchements)	203	150	162	179
SDEC ÉNERGIE (y compris les branchements)	217	191	201	196
<b>TOTAL</b>	<b>420</b>	<b>341</b>	<b>363</b>	<b>375</b>



Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 375 km de travaux sur le territoire de la concession en 2016, soit une longueur de réseau mis en service en légère hausse par rapport à 2015 (+3%). Ces travaux sont imputables pour 52% à l'autorité concédante et pour 48% au concessionnaire.

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 précis (localisation, caractéristiques techniques, nombre) des branchements sur lesquels une intervention (création,

modification, suppression) 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 Le volume de travaux réalisés par ENEDIS

Le volume des travaux, déclarés au titre de l'année 2016 par le concessionnaire, est décrit par plusieurs sources :

- le CRAC affiche les données globales (linéaires mis en service p. 125 et 126 et montants des dépenses d'investissement réalisées p. 57),
- un fichier technique "LO311E" présente les linéaires mis en service par commune, type de travaux (extension, renouvellement et renforcement) et type de technique (aérien nu, torsadé, souterrain),
- un fichier des dépenses réalisées pour travaux argumentant la conférence "loi NOME" précise, par commune ou ensemble de communes, des montants investis et parfois des linéaires correspondants.

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

- les linéaires ne peuvent être comparés à ceux mis en concession (fichier comptable) car, depuis 2009, ces données sont limitées à la présentation d'un linéaire réalisé, sans précision du montant des dépenses afférentes,
- le concessionnaire refuse de fournir la liste détaillée des travaux qu'il réalise,
- Enedis refuse de fournir les justificatifs des investissements annoncés dans le CRAC.

Cependant, il est à noter que le concessionnaire a fourni, pour la 2ème fois, lors de la mission de contrôle 2017, un compte-rendu de sa politique d'investissement qui distingue les dépenses enregistrées par Enedis en 2016 par catégorie d'investissements type "NOME" et par nature, localisées (dépenses liées aux canalisations, postes HTA/BT) et non localisées (dépenses liées aux transformateurs, branchements, colonnes montantes, Linky et autres). Le concessionnaire répond ainsi à la demande récurrente du SDEC ENERGIE que soit justifiée une part plus importante des investissements réalisés dans le cadre de la conférence NOME.

Le montant d'investissement annoncé dans le CRAC (35 M€, y compris dépenses hors concession), c'est à dire les dépenses réalisées dans l'année, ne recouvre ni la notion de Mise En Service (MES), ni celle de Mise En Concession (MEC).

Enedis indique que 66,8% du montant des CAPEX présentés concerne des dépenses localisées (23 452 k€), le reste est lié à des dépenses non localisées (11 641 k€).

Les dépenses localisées sont justifiées en détaillant les montants avancées dans la NOME, affaire par affaire, pour 23 389 k€ sur les 23 452 k€ déclarés, l'écart provient de l'absence de détail sur les dépenses localisées du compteur Linky (64 k€).

BT : linéaire réalisé en km	2013	2014	2015	2016
Aérien torsadé	11	6	9	7
Souterrain	86	68	61	73
Branchement	NC	NC	NC	NC
<b>TOTAL</b>	<b>97</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>80</b>

En 2016, on constate une augmentation de la longueur de réseau mis en service (80 km en 2016 contre 70 km en 2015).

91% des travaux réalisés par le concessionnaire sur le réseau basse tension en 2016, le sont en souterrain.

HTA : linéaire réalisé en km	2013	2014	2015	2016
Aérien nu	1	2	1	2
Souterrain	105	75	92	168
<b>Total</b>	<b>106</b>	<b>77</b>	<b>93</b>	<b>179</b>

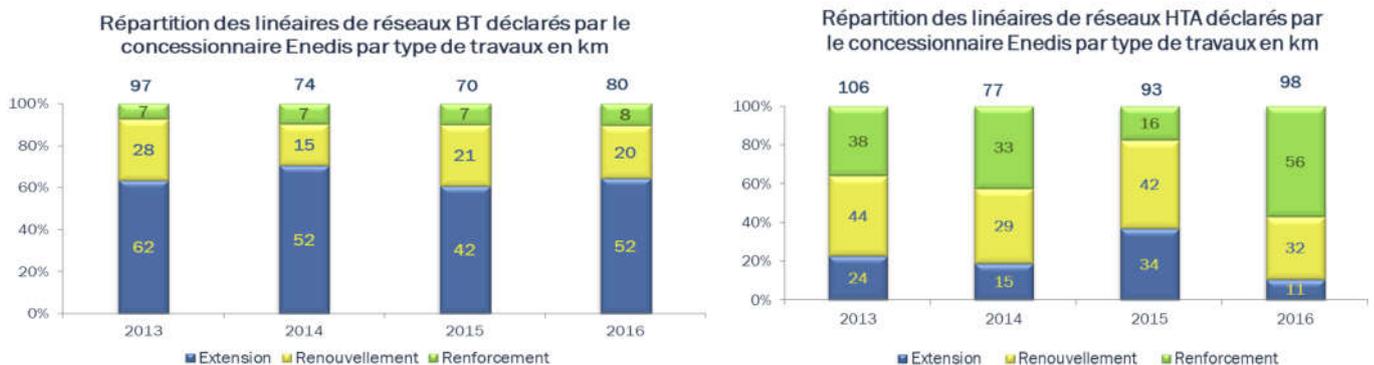
L'évolution du linéaire de réseau HTA posé en 2016 est en augmentation par rapport à 2015 (+6%). La quasi-totalité (97%) de ces travaux a été réalisée en technique souterraine.

Globalement, les linéaires de réseau BT et HTA posés en 2016 sont en augmentation par rapport à 2015 (+10%), sans toutefois retrouver le niveau observé de 2011 à 2013.

### 2.1.1.1 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.).



De 2011 à 2015, les demandes d'extensions du réseau représentaient une part prépondérante des travaux sur le réseau basse tension indiqués par Enedis. En 2016, ces travaux représentent la même part que ceux de renforcement (environ 35%).

Le cumul des linéaires de renouvellement et de renforcement BT augmente (+35%) par rapport à 2015 et retrouve le niveau de 2013. Il est insuffisant au regard des incidents observés sur le réseau basse tension en fils nus.

Le linéaire de réseau, déclaré posé en renouvellement par le concessionnaire, est en baisse, que ce soit pour le réseau BT (-2%) ou le réseau HTA (-24%).

### 2.1.1.2 Focus sur la Prolongation de Durée de Vie « PDV »

Enedis mets en œuvre depuis 2013 un nouveau mode d'investissement (CAPEX) 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 (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

Selon les éléments fournis par le concessionnaire, les travaux de PDV concernent les réseaux HTA aériens :

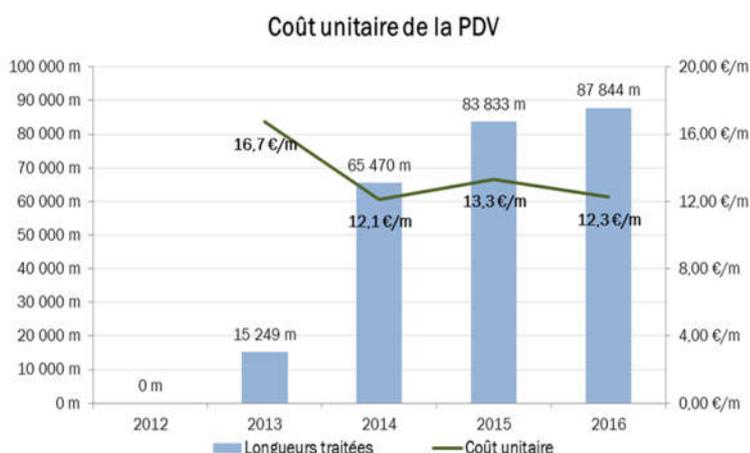
- sur des départs incidentogènes : l'éligibilité de ces départs est liée à une analyse du nombre d'incidents sur des historiques de 5 ans, de 3 ans et à l'année N-1 ;
- âgés de plus de 25 ans ;
- qui ne sont concerné par un programme de renouvellement ;
- qui ne sont pas concernés par le plan aléa climatique (PAC) ;
- dont le coût de rénovation sera inférieur à 70% du coût de renouvellement ;
- dont le coût de rénovation est supérieur au seuil d'OPEX (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.

Le concessionnaire a traité en PDV en 2015 est de 80 km (en forte hausse : +22%) et 161 km en longueur cumulée depuis 2013.

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 €/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.

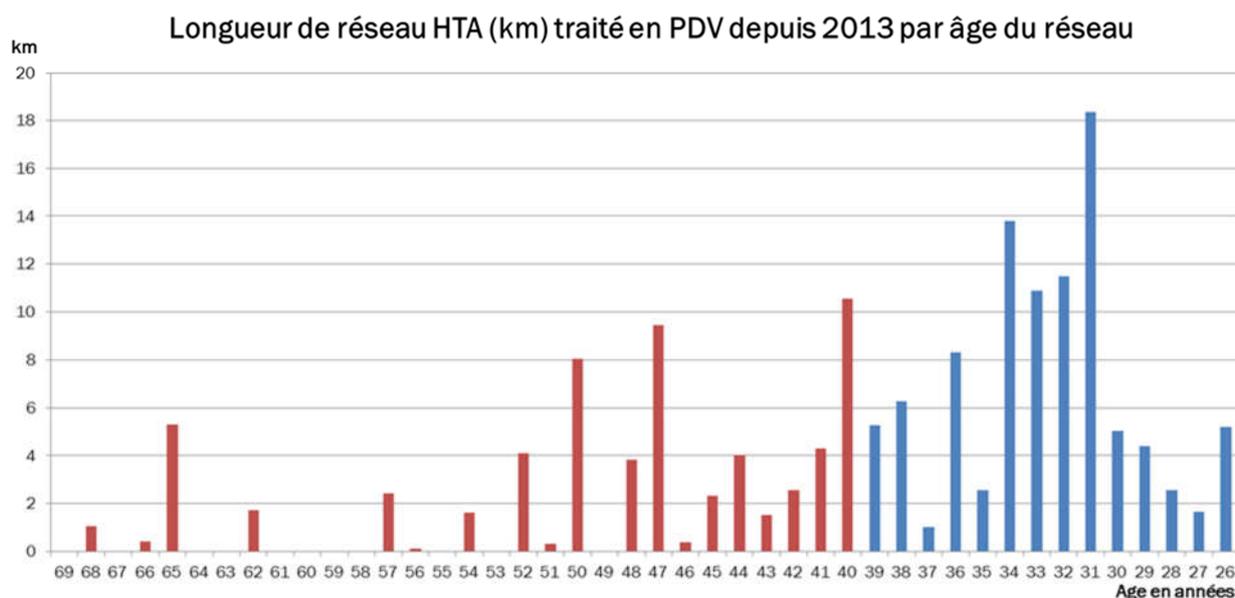


Les millésimes concernés par la PDV sont datés d'au moins 25 ans, conformément à la démarche présentée.

L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV est de 38,3 ans.

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 plus de 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 1 391 k€ de provisions pour renouvellement (PR) constituées sur les ouvrages concernés par la PDV, moins de 8% (contre 9% en 2015) ont été réaffectée sur les nouveaux ouvrages et 92% remontés au résultat, soit 1 282 k€.

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

Ainsi, le concessionnaire a allongé la durée de vie de 15 ans à partir de la date de travaux en renouvelant 8% des accessoires (en valeur d'actif). Cette faible proportion amène à discuter de l'importance de ces opérations, notamment au vu de l'engagement à 15 ans de maintien en état opérationnel des tronçons traités.

Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages ont fait l'objet d'une information par Enedis septembre 2016. Ainsi, un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés est conduit au fil de l'eau. Enedis constatait que le taux d'incidents pour cause d'usure sur les zones traitées par des opérations de rénovation depuis 2013 dans le Calvados était globalement divisé par 4. Ce REX portait sur le suivi de 240 km de réseau HTA aérien soit environ 5% du réseau aérien nu HTA de la Concession.

Le concédant souhaite une présentation actualisée du suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés mené par le concessionnaire.

Lors de la mission de contrôle 2017, le concessionnaire refuse toujours de communication des :

- études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation,
- dossiers d'un échantillon de 6 chantiers, dont 1 PDV (devis, plans de récolement, PV de réception d'ouvrages, factures et justificatifs de la mise à jour des plans des travaux).

Le SDEC ENERGIE attend d'Enedis les arguments technico-économiques de choix entre les opérations de PDV et de renouvellement sur des dossiers précis.

### 2.1.2 L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

BT : linéaire réalisé en km	2013	2014	2015	2016
Aérien torsadé	33	28	26	25
Souterrain	106	101	112	107
Branchement	56	47	47	44
<b>TOTAL</b>	<b>196</b>	<b>176</b>	<b>185</b>	<b>176</b>

En 2016, le SDEC ÉNERGIE a réalisé 176 km de réseau BT, y compris branchements, soit un linéaire en baisse de -5% par rapport à 2015. Ces travaux portent principalement sur des opérations de renforcement et de sécurisation. Le syndicat a recours principalement (61%) à la technique souterraine pour ses travaux sur le réseau basse tension.

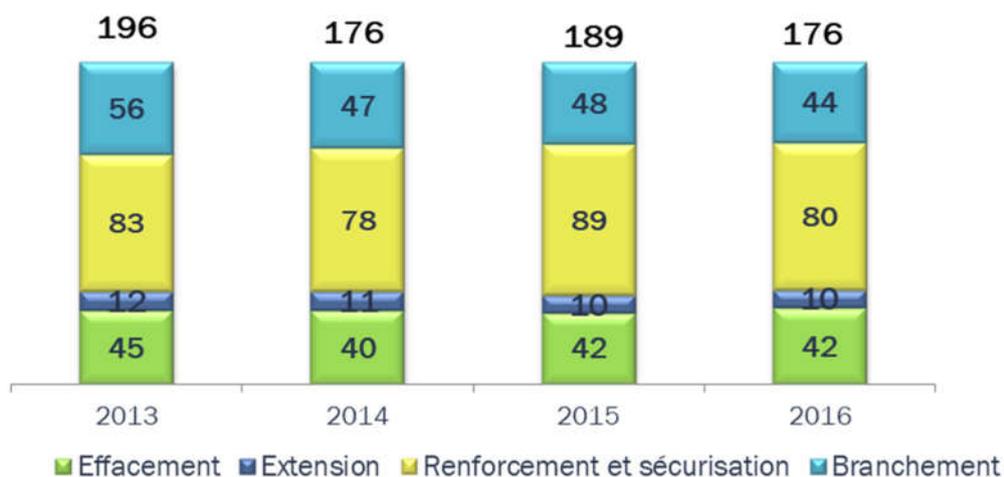
HTA : linéaire réalisé en km	2013	2014	2015	2016
Aérien nu	1	0,4	0,2	1
Souterrain	20	14	15	19
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>20</b>

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.

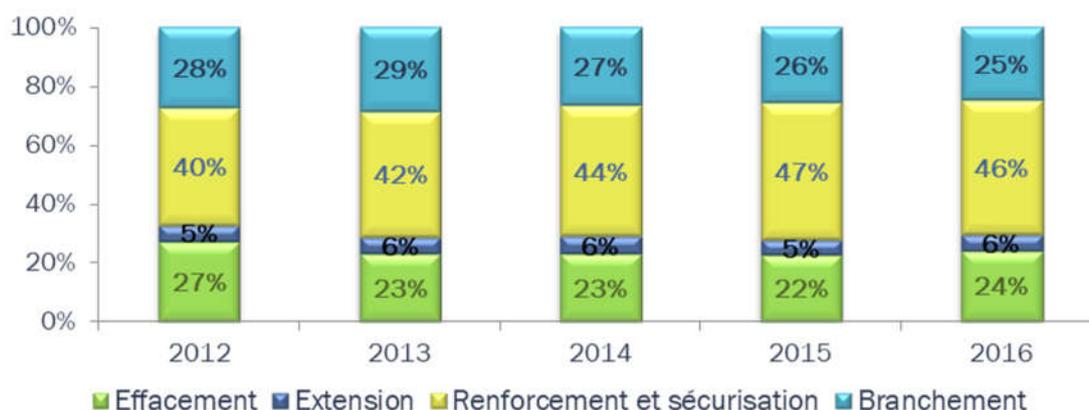
. Après une stabilité jusqu'en 2010 du linéaire de réseau HTA réalisé par le SDEC ÉNERGIE entre 35 et 40 km/an), on observe globalement une diminution de celui-ci depuis 2011 (20 km en 2016). Ce constat répond à la demande du concessionnaire de ne pas voir le concédant travailler sur le réseau HTA.

Le SDEC ÉNERGIE privilégie les travaux en souterrain pour la HTA avec un taux de plus de 95%. Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement (84%) réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau basse tension.

Répartition des linéaires de réseaux BT réalisés par le concédant par type de travaux en km



Répartition des linéaires de réseaux BT réalisés par le concédant par type de travaux en km



## 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.

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).

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	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016
Objectif du cahier des charges en%	HTA	100	100	85	85	50	50
	BT	100	100	85	85	35	35
Enedis en %	HTA	99	100	99	96	99	96
	BT	100	100	100	100	66	91
SDEC ÉNERGIE en %	HTA	100	100	100	95	97	93
	BT	100	100	88	89	59	68

Pour 2016, comme en 2015, 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.

### 2.3.2 Les transformateurs PCB traités

Certains transformateurs sont susceptibles de contenir des polychlorobiphényles (PCB). En raison des risques environnementaux, les postes de transformation avec un taux de PCB > ou = à 500 ppm ont été éliminés à fin 2010 conformément à la réglementation en vigueur.

Le décret n° 2013-301 du 10 avril 2013 portant sur diverses dispositions relatives aux déchets a modifié le code de l'environnement (articles R. 543-17 à R. 543-41). Il prévoit notamment la suppression des transformateurs pollués à plus de 50 ppm pour le 31 décembre 2025. Enedis s'engage à supprimer l'ensemble des postes pollués pour cette date.

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

Traitement des transformateurs par Enedis (programme d'élimination des transformateurs > 50ppm PCB)	2015	2016
Transformateurs remplacés dans l'année	207	20
Nombre des transformateurs pollués (entre 50 et 500 ppm) restant à traiter au 31/12	409	389

Comme les années précédentes, le concessionnaire a refusé d'apporter au concédant la connaissance précise de son patrimoine en ne communiquant pas la liste des 389 transformateurs recensés comme pollués sur la concession au 31/12/2016.

Afin de palier ce refus, il a été convenu que le SDEC ÉNERGIE fasse parvenir au concessionnaire la listes de ses travaux. Enedis répond en informant du niveau de pollution des postes concernés 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 SDEC ÉNERGIE qui souhaite connaître précisément son patrimoine.

Afin d'éliminer la moitié des appareils pollués avant le 1er janvier 2020 (article R543-22 du code de l'environnement), il est nécessaire d'en remplacer en moyenne une quarantaine par an. En 2016, les

travaux menés sur les postes ont permis le traitement de 20 transformateurs pollués, contre 207 en 2015. Le concessionnaire a indiqué 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.

Par ailleurs, Enedis enregistre les dépenses liées à l'obligation réglementaire de traitement des transformateurs pollués en dépense d'investissement. Le SDEC ÉNERGIE s'étonne que cette dépense ne soient pas comptabilisée en charges de fonctionnement.

### 2.3.3 Les postes « tour »

En décembre 2014, le SDEC ÉNERGIE et Enedis ont signé un avenant au cahier des charges de concession qui prévoit le remplacement de 12 postes de type tour, au minimum, par maître d'ouvrage sur la période 2014-2016.

Convention SDEC ÉNERGIE/Enedis 2014-2016					
Nombre de postes tour remplacés par an	2014	2015	2016	Cumul	Objectif 2016
Enedis	3	1	3	7	12
SDEC ÉNERGIE	2	0	2	4	12
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>24</b>

Le SDEC ÉNERGIE réalise la dépose de postes de transformation de type tour 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.

A fin 2016, 11 postes tour ont été remplacés par les deux maîtres d'ouvrage sur les 24 prévus (annexe 1 du cahier des charges de concession).

### 2.3.4 Les poteaux bétons recyclés

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.

En 2016 le concessionnaire a refusé de communiquer le nombre de poteaux traités avec cette technique.

## 2.4 LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT

<b>Point positif</b>	Communication du nombre et de la localisation des colonnes montantes mises en service en 2015 et 2016
	Technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT).
<b>Points à améliorer (récurrents)</b>	Fournir la liste des transformateurs en service pollués par les PCB (> 50 ppm)
	Communiquer les caractéristiques techniques des nouveaux branchements
	Augmenter la part du montant des CAPEX présentés relatifs aux dépenses localisées (66,8% en 2016) et justifiés par une liste de travaux précise.
<b>Points négatifs</b>	Poursuite de la baisse du linéaire déclaré posé en renouvellement par le concessionnaire en moyenne (HTA : -24%) et basse tension (BT : -2%).

### 3 LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

#### 3.1 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

##### 3.1.1 Linéaire de réseau par tension

Réseau BT en km	2013	2014	2015	2016	% par rapport linéaire total
Souterrain	5 203	5 374	5 525	5 683	52%
Aérien nu	1 064	987	901	813	7%
Torsadé	4 522	4 502	4 495	4 495	41%
<b>Total réseau BT</b>	<b>10 789</b>	<b>10 863</b>	<b>10 921</b>	<b>10 991</b>	
Évolution N / N-1	0,8%	0,7%	0,5%	0,6%	

Réseau HTA en km	2013	2014	2015	2016	% par rapport linéaire total
Souterrain	3 456	3 540	3 597	3 686	43%
Aérien nu	5 097	5 039	5 020	4 965	57%
Torsadé	1	1	1	1	0.01%
<b>Total réseau HTA</b>	<b>8 554</b>	<b>8580</b>	<b>8 618</b>	<b>8 652</b>	
Évolution N / N-1	0,7%	0,3%	0,4%	0,4%	

Réseau BT et HTA en km	2013	2014	2015	2016
	<b>19 343</b>	<b>19 443</b>	<b>19 539</b>	<b>19 643</b>
Évolution n / n-1	0,8%	0,5%	0,5%	0,5%

Le linéaire de réseau BT est de 10 991 km, il est constitué de 813 km de réseau aérien nu, de 4 495 km de réseau torsadé et de 5 683 km de réseau souterrain.

Le linéaire de HTA est constitué de 8 652 km, Ce réseau est composé de 4 965 km de réseau aérien et de 3 686 km de réseau souterrain.

Les linéaires de réseau BT et HTA a augmenté respectivement de +0,6% et de +0,4% en 2016. La croissance globale des réseaux a baissé en 2014 et est stable depuis à 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 BT de la concession s'établit à 51%, alors que le taux d'enfouissement HTA de la concession s'établit à 42%.

### 3.1.2 Décomposition du réseau BT en km par type de commune

2016	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	5 683	3 013	2 671
Aérien nu	813	432	381
Torsadé	4 495	665	3 829
Total réseau BT en km	10 991	4 111	6 881

### 3.1.3 Décomposition du réseau HTA en km par type de commune

2016	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	3 686	1 958	1 728
Aérien nu	4 965	570	4 395
Torsadé	0,9	0,3	0,5
Total réseau HTA en km	8 652	2 528	6 123

### 3.1.4 Décomposition du réseau BT + HTA en km par type de commune

2016	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	9 369	4 971	4 398
Aérien nu	5 779	1 003	4 776
Torsadé	4 496	666	3 830
Total réseau BT +HTA en km	19 643	6 639	13 004

66% du réseau électrique de la concession du Calvados se trouve dans les communes rurales en 2016, comme en 2015.

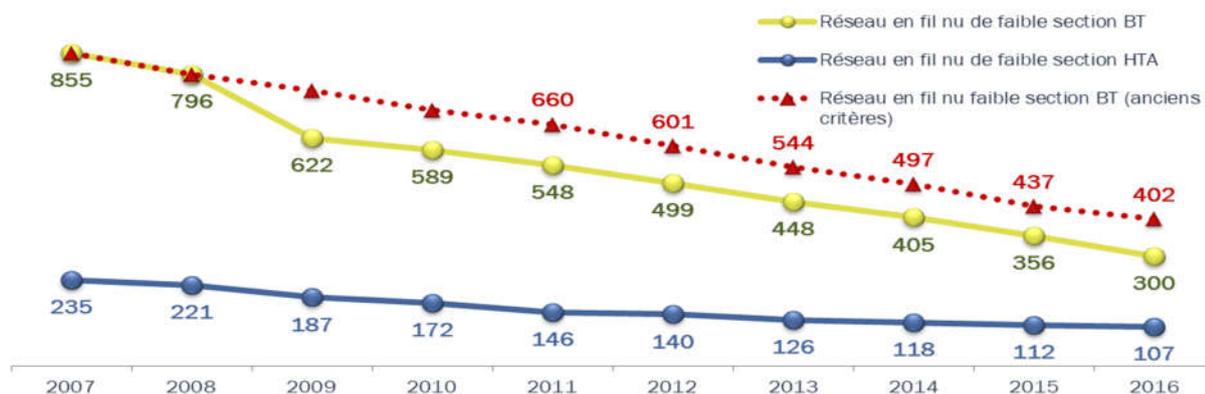
Les zones rurales présentent 2 fois plus de linéaire de réseaux HTA et BT que les zones urbaines. Cette proportion qui était quasi constante (à 2,5 fois) depuis 2008, a diminué depuis 2015. Ceci est essentiellement dû au changement de régime FACE : 30 communes rurales sont devenues urbaines à compter du 1er janvier 2015.

## 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.

Linéaire des réseaux BT et HTA en fils nus de faible section en km



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

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

- 107 km de réseau HTA de faible section, soit une proportion de 1,2%. Le linéaire de ce réseau est en faible diminution ;
- 192 km de réseau HTA souterrain à isolation papier, soit une proportion de 2,2% du réseau HTA.

Pour ce qui concerne le réseau BT, la concession compte 813 km de réseau aériens nus dont une partie est de faible section (300 km). Depuis 2009, la baisse importante du linéaire de réseau BT aérien de faible section présentée par le concessionnaire s'explique par une modification des critères de classification de la faible section. Le SDEC ÉNERGIE n'approuve pas cette décision qui a réduit artificiellement le nombre de kilomètre de réseau BT dit de faible section.

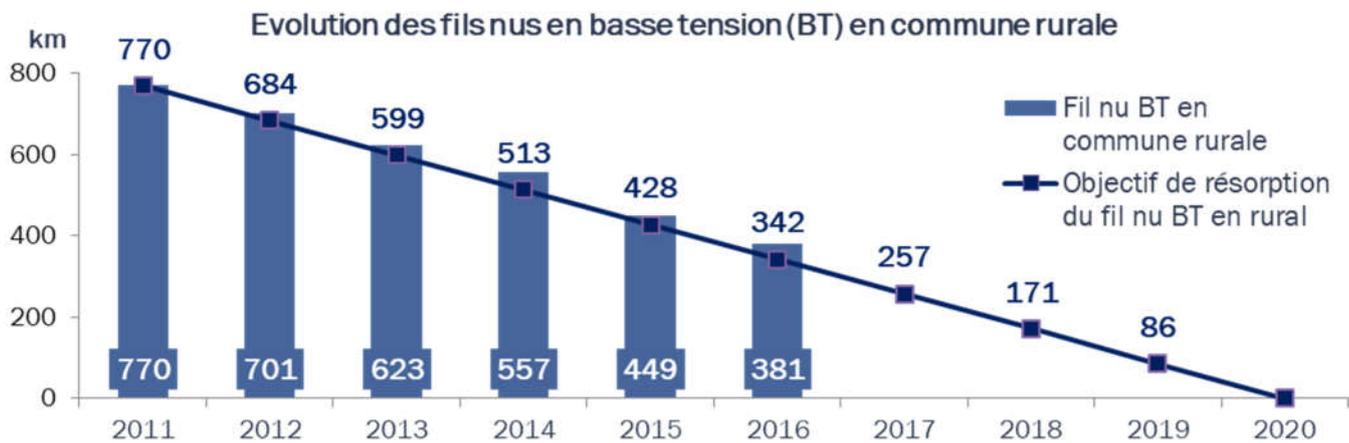
Il est à noter que le concessionnaire refuse de transmettre les éléments suivants concernant les linéaires de réseau fragiles ;

- la localisation des réseaux HTA souterrain à isolation papier,
- la situation et les linéaires des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale,
- les longueurs et la situation des réseaux BT à neutre périphérique.

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

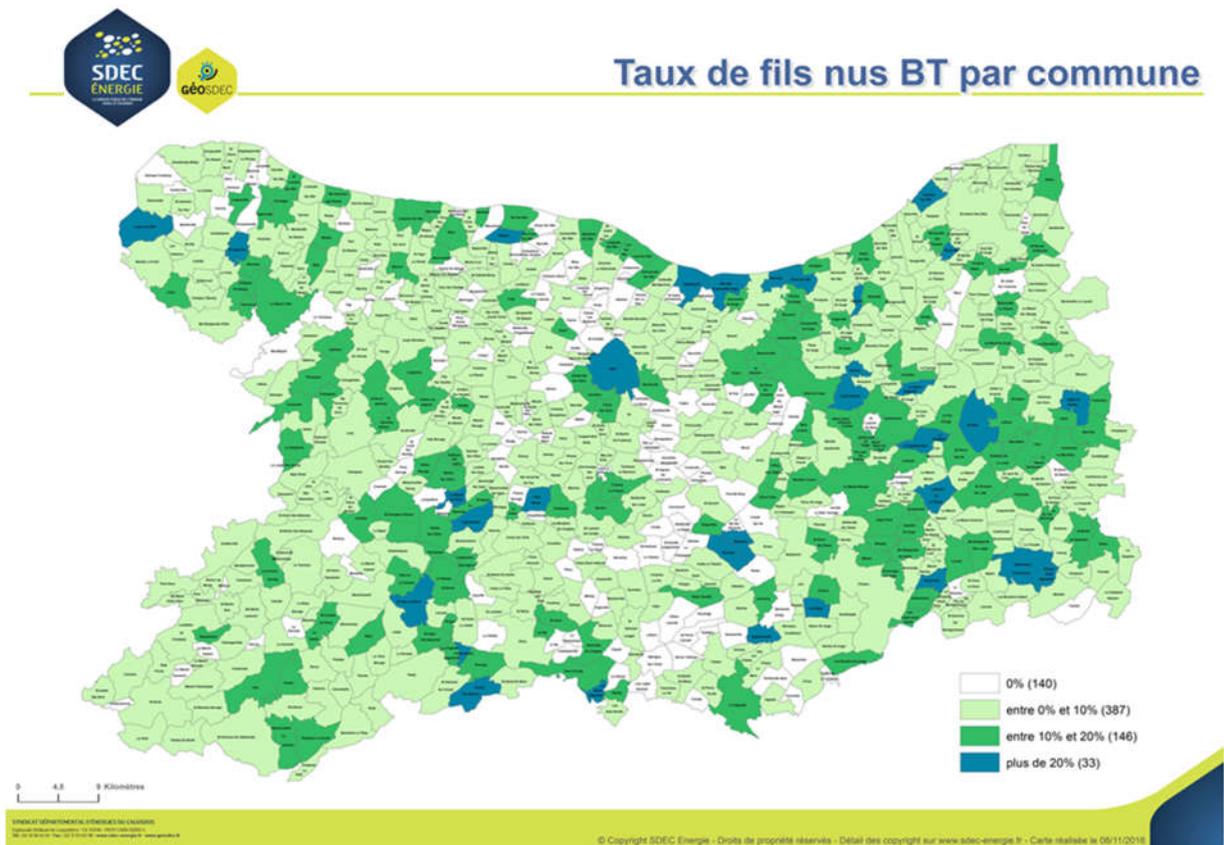


Voici les résultats de la politique active menée par le SDEC ÉNERGIE pour la résorption du réseau BT en fil nu en domaine rural :



### 3.2.2 La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2016

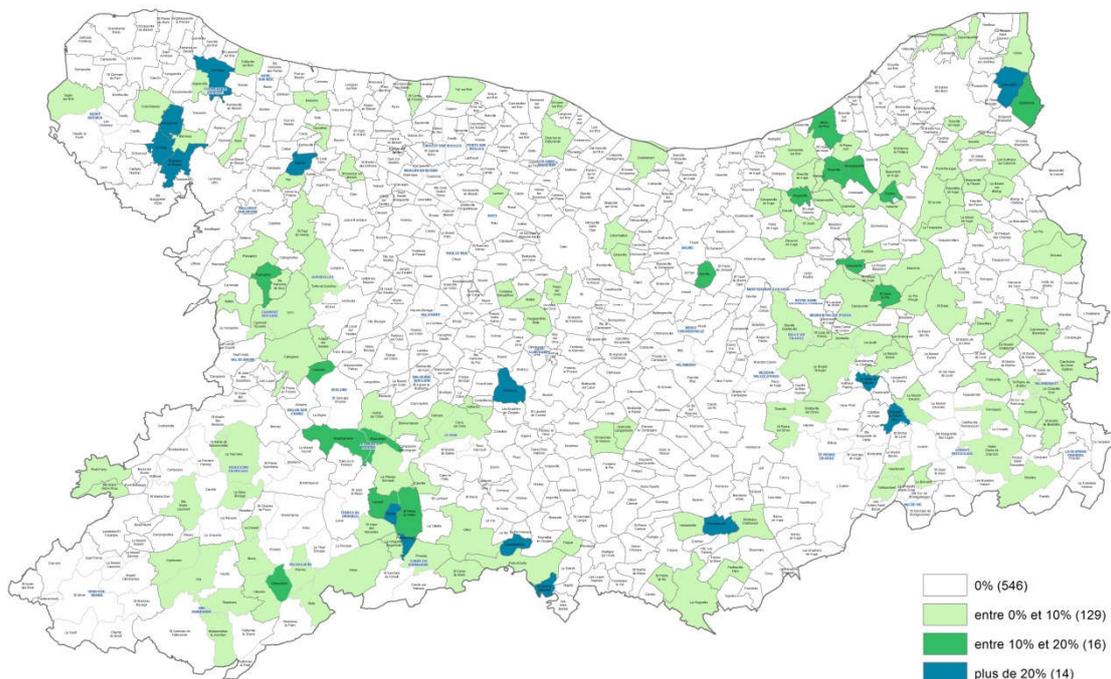
Le réseau basse tension en fil nu est un réseau qui subit fréquemment les conséquences des phénomènes climatiques. La carte ci-après présente l'implantation de ce type de réseau par commune pour l'année 2016 :



### 3.2.3 La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2016

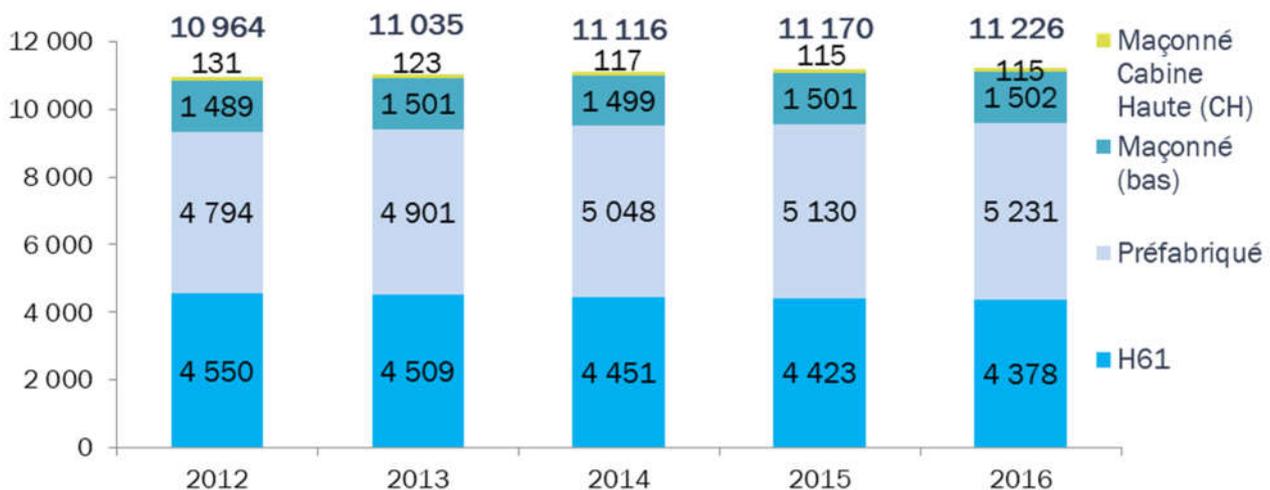


## Taux de fils nus HTA de faible section par commune



### 3.3 LES POSTES DE TRANSFORMATION

Evolution du nombre de postes par catégorie



Le nombre de postes de transformation HTA/BT augmente légèrement chaque année pour atteindre 11 226 en 2016.

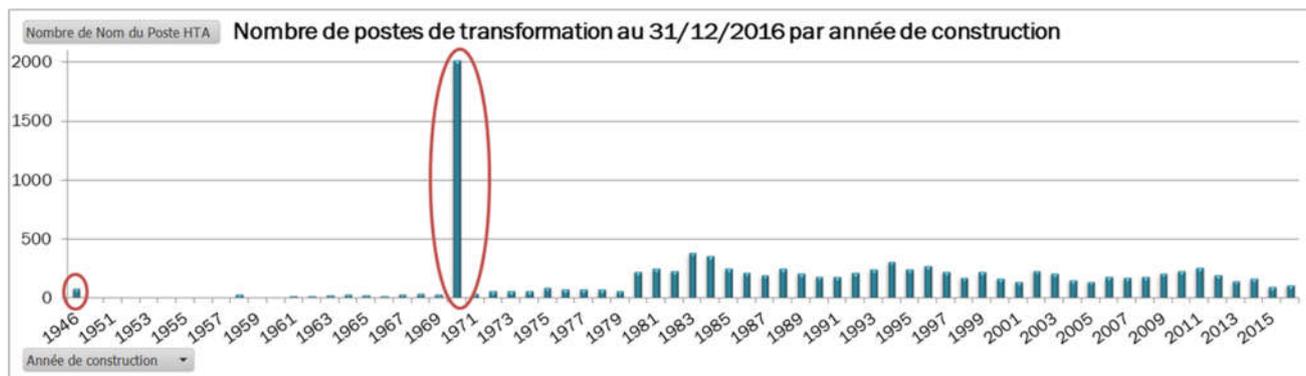
Plus de la moitié de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués. Les postes sur poteau (H61) sont en baisse d'environ 40 unités en moyenne par an depuis 2012.



Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés d'un peu plus de 27 ans, en hausse de 0,5 an par an, les nouvelles mises en service ne compensant pas le vieillissement global de ces ouvrages. En particulier, les postes préfabriqués sont relativement jeunes, en moyenne âgés de 16,5 ans alors que l'âge moyen des postes sur poteau (H61) et des postes maçonnés s'établit respectivement à 36 et 40 ans à fin 2016.

Un croisement entre l'âge des postes HTA/BT et leur taux d'incident, réalisé lors de la mission de contrôle 2016, fait apparaître 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 (taux d'incident de +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.



Le concédant a détecté une anomalie de la base technique.

En effet, pour 2016, cette base indique 2 013 postes de transformation HTA/BT avec l'année de construction 1970 (dont 1 020 postes H61), alors que les autres années ne dépassent pas 388 postes. Par ailleurs, la base comptable n'indique pas de quantités pour les postes de transformation, mais si l'on considère qu'une ligne correspond à un poste, 107 ouvrages sont dénombrés avec cette même année de construction (dont 59 postes H61).

Interrogé sur ce point lors de la mission de contrôle 2015, le concessionnaire a indiqué que "Dans l'outil technique précédent (GDO) il n'y avait pas d'obligation de dater les ouvrages BT. Le basculement dans le nouvel outil (SIG) nécessitait cette datation, à la main des centres. Sur le Calvados, la date des postes non datés a été arbitrairement mise à 1970. Néanmoins, la datation comptable était obligatoire, ainsi afin de résorber l'écart, une réflexion est menée au niveau national pour voir s'il est possible de dater les postes de 1970 dans le SIG à partir de la date de la FIEC correspondante dans IRIS.

Le concédant réitère son souhait que cette réflexion porte à une correction rapide de cette anomalie technique qui fausse l'âge moyen de ces ouvrages et sa connaissance du patrimoine concédé.

### 3.4 LES TRANSFORMATEURS

Le concessionnaire a localisé en base comptable les transformateurs avec indication de l'année de mise en service depuis les données portant sur l'année 2015.

Le nombre de transformateurs en fonction sur la concession est de 11 353 (base technique). Pour les données 2016, la date de mise en service des transformateurs est désormais renseignée également en base technique. L'âge moyen des transformateurs sur la concession d'après cette base est de 23 ans (21 ans selon la base comptable). 60% des transformateurs sont datés d'avant 2001.

Il est à noter que le coefficient d'utilisation (charge) des transformateurs HTA/BT de la concession n'est plus communiqué par le concessionnaire.

La surcharge d'un transformateur a lieu lorsque la puissance appelée par le réseau BT qu'il alimente est supérieure à la puissance admissible de ce transformateur. La note technique du concessionnaire

"Principes d'étude et de développement du réseau", précise qu'un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% (puissance 2h).

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.

Cependant, 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'EDF, sont conçus pour fonctionner à 150 % de leur puissance assignée en régime de surcharge 3 heures. »

Le concédant ne peut contrôler le respect de ces seuils car il ne dispose à ce jour d'aucune donnée concernant la durée de surcharge des transformateurs.

On relèvera 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 (fabriqué 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.

### **3.5 APPAREILS DE COMPTAGE SUR LA CONCESSION**

Le nombre de compteur progresse régulièrement. Il s'établit en 2016 à 460 124. Le parc est composé au principal de compteurs C5, la part de compteurs électroniques représente 42% du parc. Ils sont en grande majorité accessibles (71,4%).

Après une forte augmentation en 2011, le nombre de compteur évolue annuellement moins rapidement, notamment entre 2015 et 2016 (+0,31%).

Le déploiement du compteur Linky a débuté le 1er décembre 2015. Selon le concessionnaire, 34 208 compteurs Linky ont été posés à fin 2016, sur Caen et sa périphérie.

Le concessionnaire poursuit les rencontres, notamment avec les maires des communes concernées par le déploiement (un an avant).

Il est à noter que les compteurs ne sont pas communicant dès leur pose : un délai variable est nécessaire avant l'activation de ses fonctions communicantes.

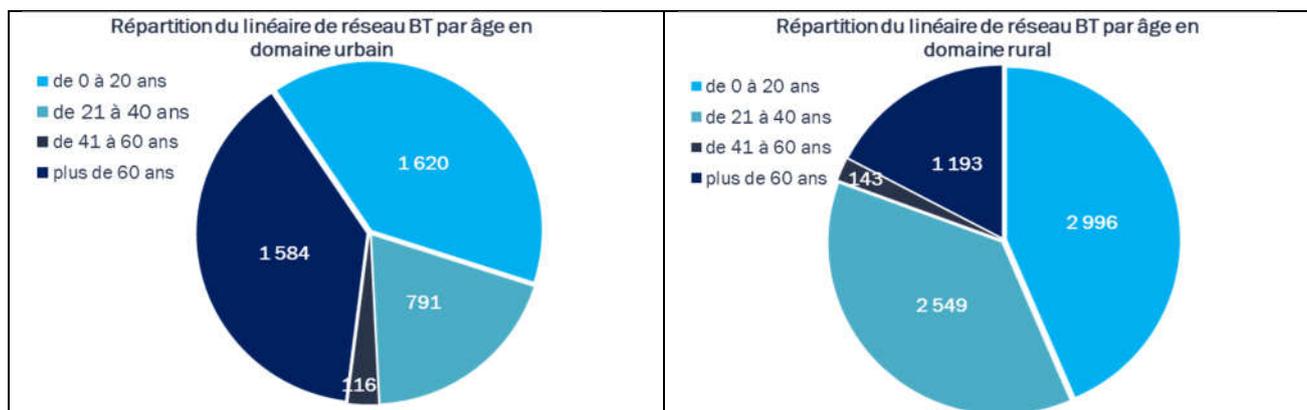
### 3.6 L'AGE DES RÉSEAUX HTA ET BT

#### 3.6.1 L'âge moyen du réseau BT

Age moyen du réseau BT en années	2013	2014	2015	2016
Concession	31,8	31,8	31,8	<b>31,8</b>
Zone rurale	28,3	28,3	28,1	<b>28,1</b>
Zone urbaine	39,2	39,4	38,1	<b>38,1</b>

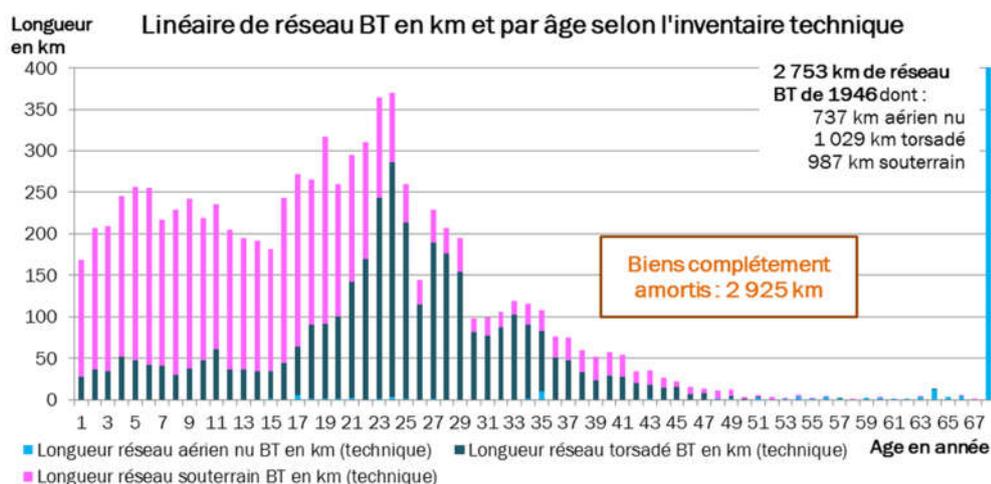
Age moyen du réseau BT de faible section	2013	2014	2015	2016
Concession	66	67	68	68

#### 3.6.2 Le linéaire de réseau BT par année de pose



L'âge moyen du réseau BT est de 31,9 an en 2016, il est stable depuis 2007. L'âge moyen des réseaux BT de faible section continue d'augmenter pour atteindre plus de 68 ans en 2016 (contre 63 ans en 2010). L'Age moyen du réseau aérien en fils nus atteint près de 69 ans.

#### 3.6.3 Le linéaire de réseau BT par âge



Une grande part du réseau BT atteindra sa fin de vie (50 ans pour le torsadé et 40 ans pour autres technologies) pendant le prochain contrat.

### 3.6.4 L'âge moyen du réseau HTA

Age moyen du réseau HTA en années	2013	2014	2015	2016
Concession	26,1	26,6	27,3	27,7
Zone rurale	26,7	27,3	28,3	28,8
Zone urbaine	23,9	24,2	24,8	25,2

Age moyen du réseau HTA de faible section	2013	2014	2015	2016
Concession	54,1	54,9	55,7	56,7

L'âge moyen du réseau HTA s'établit à plus de 27 ans 1/2 en 2016, il progresse de 0,4 an par an en moyenne.

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

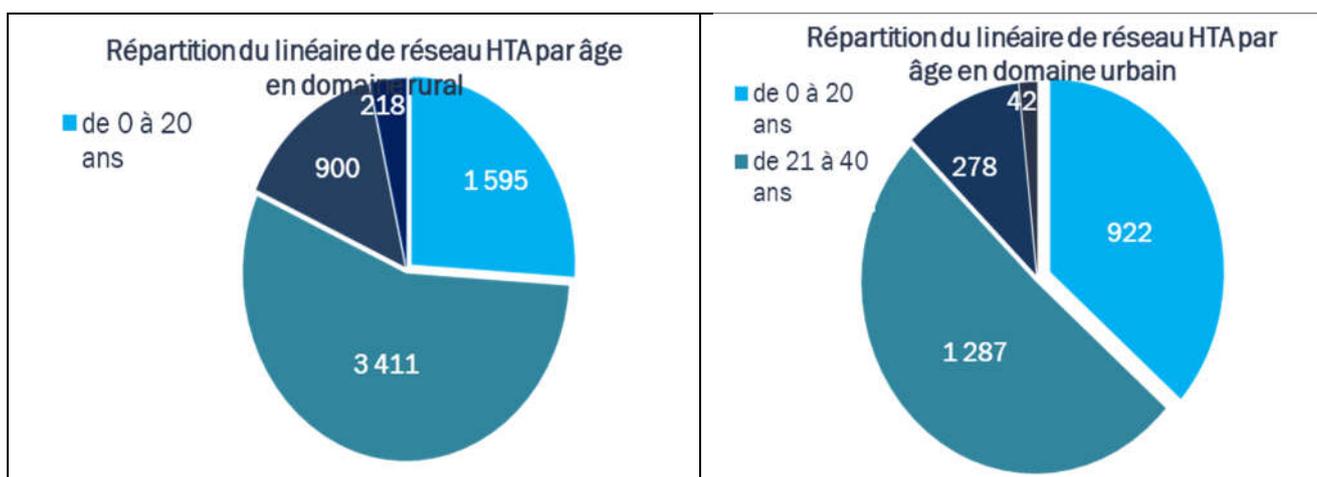
Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,5 an par an. Il s'établit à près de 18 ans à fin 2016.

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 plus de 35 ans en 2016.

On relèvera plus particulièrement que l'âge moyen du réseau HTA de faible section s'établit à plus de 56 ans 1/2 en 2016.

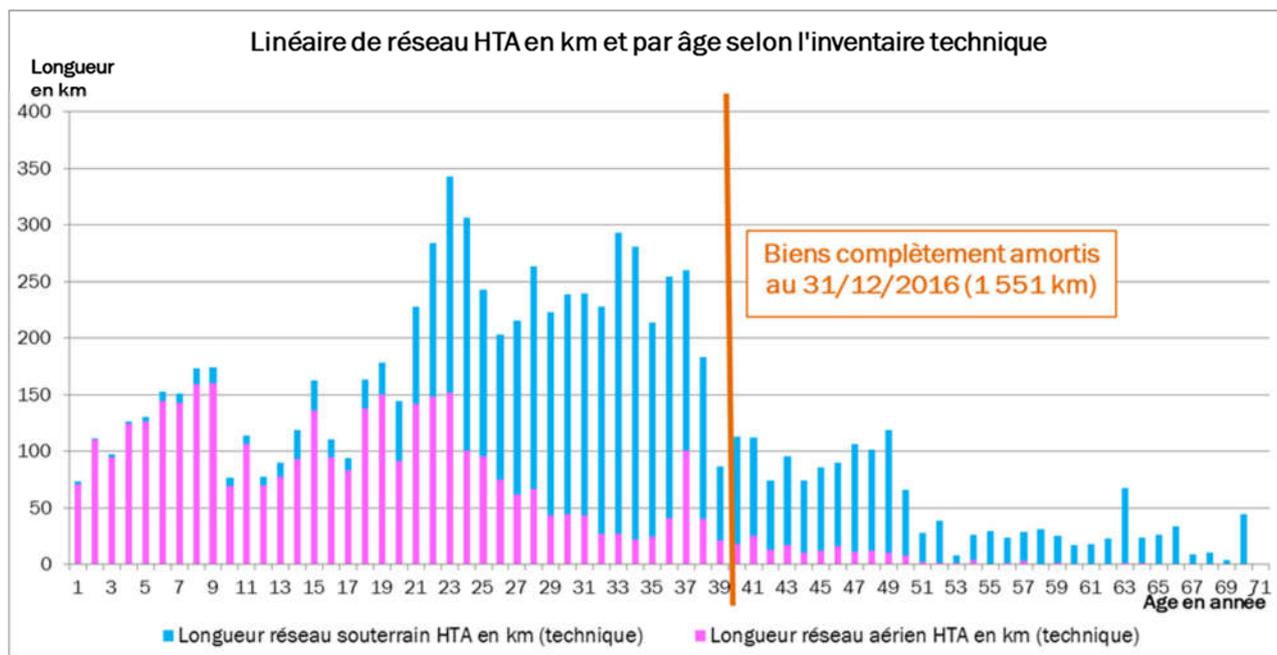
Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire est de procéder au renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde désormais dénommées « prolongation de la durée de vie (PDV) » ou rénovation. Ces opérations, qui ont débutées nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défectueux (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.).

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

### 3.6.6 Le linéaire de réseau HTA par âge



## 3.7 COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES

### 3.7.1 En terme de quantité d'ouvrages à la maille de la concession

Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants :

- Canalisations BT : 0,2% (0,3% en 2015)
- Canalisations HTA : 1,1% (0,7% en 2015)
- Postes de transformations : 0,5% (1,3% en 2015)

Ces écarts en quantité sont inférieurs aux écarts visés dans l'avenant au contrat 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 En terme d'âge moyen des ouvrages à la maille de la concession

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

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

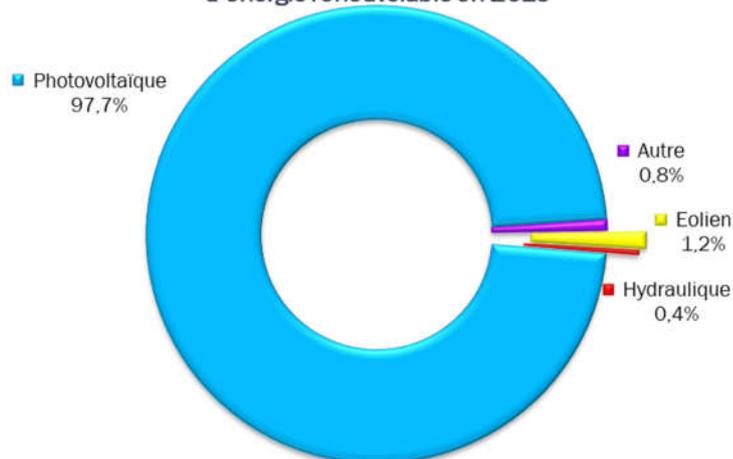
Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- 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 2016 aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2016.

### 3.8 PRODUCTEURS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

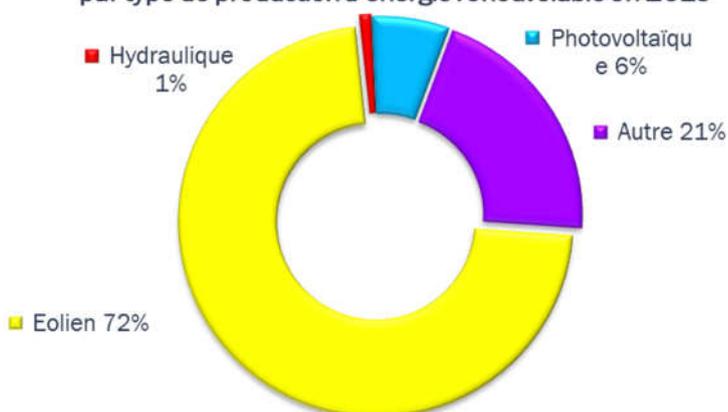
Type de production	Nombre de site de production	
	2015	2016
Cogénération	10	NC
Eolien	30	27
Hydraulique	8	8
Photovoltaïque	2 129	2 169
Biogaz	5	NC
Autre	3	17
<b>TOTAL</b>	<b>2 185</b>	<b>2 221</b>

Répartition du nombre de sites de production d'énergie renouvelable en 2016



Type de production	Puissance en kW sur les réseaux HTA et BT	
	2015	2016
Cogénération	34 626	NC
Eolien	146 246	157 531
Hydraulique	2 173	2 066
Photovoltaïque	13 079	13 744
Biogaz	2 180	NC
Autre	22 284	44 700
<b>TOTAL</b>	<b>220 589</b>	

Répartition de la puissance installée sur les réseaux par type de production d'énergie renouvelable en 2016



De 2010 à 2015, le concessionnaire communiquait des informations très détaillées relatives aux producteurs raccordés au réseau BT, comme au réseau HTA.

Pour les données 2016, le concessionnaire n'a transmis qu'une information synthétique selon une trame nationale : perte de la distinction du réseau auquel est raccordé le producteur, du poste de transformation de rattachement, de la puissance injectée et de certaines catégories de production (cogénération et biogaz).

Le plus grand nombre de sites de production concerne les installations photovoltaïques (près de 98%), néanmoins la puissance injectée sur le réseau public par ces installations (6 %) reste faible contrairement à la production éolienne qui représente 72% de l'ensemble en 2016.

Depuis 2011, le nombre de producteurs augmente constamment. On observe cependant, depuis 2015, un ralentissement de cette progression (moins de 2% en 2016 contre 5% en 2015 et 12% en 2014). Interrogé sur ce ralentissement, le concessionnaire n'a pas apporté de réponse.

L'accroissement du nombre de producteur est principalement dû à celui du nombre de producteurs photovoltaïques.

L'incidence de l'augmentation du nombre de producteurs sur la quantité d'énergie renouvelable produite reste marginale puisque celle-ci diminue en 2016 (-1,15% contre +0,4% en 2015).

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

### 3.9 LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION

<b>Point positif</b>	Croissance du linéaire des réseaux souterrains.
<b>Points à améliorer</b>	Communiquer : <ul style="list-style-type: none"><li>• la localisation des réseaux HTA et BT souterrain à isolation papier (CPI) ;</li><li>• les longueurs et la localisation des réseaux BT souterrain à neutre périphérique (NP) et des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale ;</li><li>• l'inventaire des branchements individuels et collectifs localisés ;</li><li>• le bilan des immeubles mis à disposition du concessionnaire ;</li><li>• la durée de surcharge d'intensité des transformateurs et leur âge.</li></ul>
<b>Points négatifs</b>	Communiquer le coefficient d'utilisation des transformateurs de la concession (% de charge)
	Programmer la suppression des réseaux BT en fils nus en domaine urbain
	Programmer la suppression des réseaux HTA aériens de faibles sections

## 4 LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

### 4.1 LA QUALITE DE LA TENSION

Les exigences liées à la qualité de la tension d'alimentation sont précisées par le code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10.

Les plages réglementaires d'alimentation en électricité sont :  
± 10 % de la tension nominale fixée à 230 V en monophasé et 400 V en triphasé pour la basse tension (BT),  
± 5 % de la tension nominale fixée à 15 kV ou 20 kV pour la haute tension de type A (HTA).

#### L'évaluation globale de la tenue de tension

Obligatoire à compter de 2008, l'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE pour la 1ère fois concernant les données 2013.

Selon l'évaluation statistique de la tenue globale de tension, la proportion d'usagers mal alimentés en tenue de tension sur la concession est de 0,07% en 2016. Elle se situe très en-dessous du seuil réglementaire de 3%.

En complément, une analyse locale évalue plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique. L'indice local, calculé sur la base de ces facteurs d'influence, est de 2,62 pour la concession en 2016. Il est également en-dessous du seuil réglementaire de 8.

Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité n'est donc pas tenu de mettre en œuvre un programme d'amélioration de la tenue globale de la tension sur le réseau de la concession.

#### 4.1.1 Les usagers mal alimentés

Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année des plages réglementaires. Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230V +/- 10%).

Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'usagers BT mal alimentés (UMA) est estimé par Enedis via l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

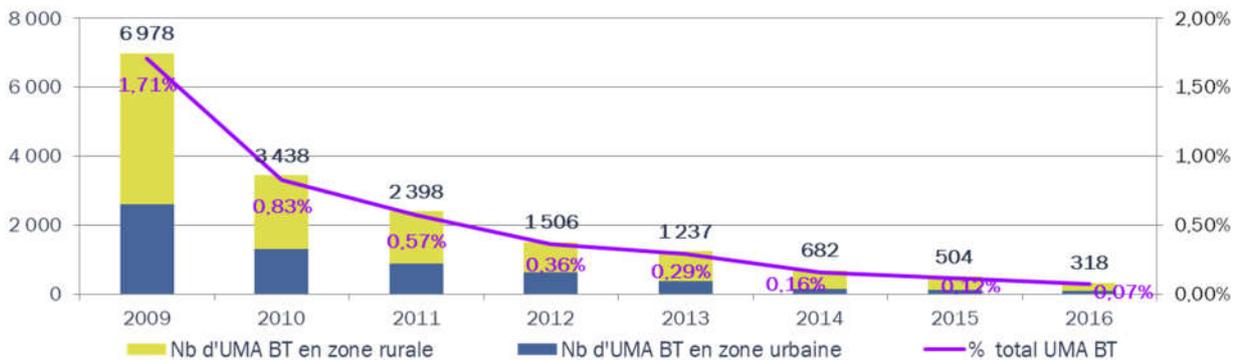
- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charges électriques ;
- Un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide).

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les données présentées ci-après présentent le nombre théorique d'usagers mal alimentés en tenue de tension, calculé par ce logiciel modifié en 2010.

Nombre d'utilisateurs BT mal alimentés	2013	2014	2015	2016
Zone rurale	859	545	398	229
Zone urbaine	378	137	106	89
<b>Total concession</b>	<b>1 237</b>	<b>682</b>	<b>504</b>	<b>318</b>
% d'utilisateurs mal alimentés en rural	0,56%	0,35%	0,26%	0,15%
% d'utilisateurs mal alimentés en urbain	0,14%	0,05%	0,04%	0,03%
% utilisateurs mal alimentés	0,29%	0,16%	0,12%	0,07%

Evolution du nombre et du taux d'utilisateurs BT mal alimentés au regard de la tenue de tension



Selon les hypothèses du logiciel de simulation d'Enedis, le nombre d'utilisateurs mal alimentés dans le département aurait été réduit de 95% entre 2009 et 2016.

Le concessionnaire justifie ces baisses successives depuis 2010 par l'application du nouveau modèle d'évaluation de la tension et par les opérations sur le terrain. L'évolution du nombre d'utilisateurs mal alimentés sur les deux dernières années correspond suivant le concessionnaire à un flux qui varie en fonction de la vie du réseau : renouvellement du réseau, extension etc...

Depuis 2010, le concessionnaire, sans concertation avec les autorités concédantes, a modifié le logiciel d'évaluation de la tenue de tension sur les réseaux basse tension et a mis en œuvre un nouveau plan de tension sur le réseau HTA.

Le nouveau plan de tension s'adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) et tient compte des entités de production décentralisées en intégrant :

- un ajustement du régulateur en charge des transformateurs des postes sources ;
- une optimisation des prises à vides des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT ;
- un écrêtage de la chute de tension HTA à 5%, afin de ne pas faire apparaître la mauvaise alimentation BT dont la levée de contrainte de tension passe par des actions sur le réseau HTA.

Il apparaît que la marge admissible sur le réseau BT est supérieure dans le nouveau plan de tension, dans la majorité des cas, ce qui explique que son application entraîne la diminution du nombre d'utilisateurs considérés comme mal alimentés.

En ce qui concerne les usagers HTA, un seul est en dessous du seuil sur la concession.

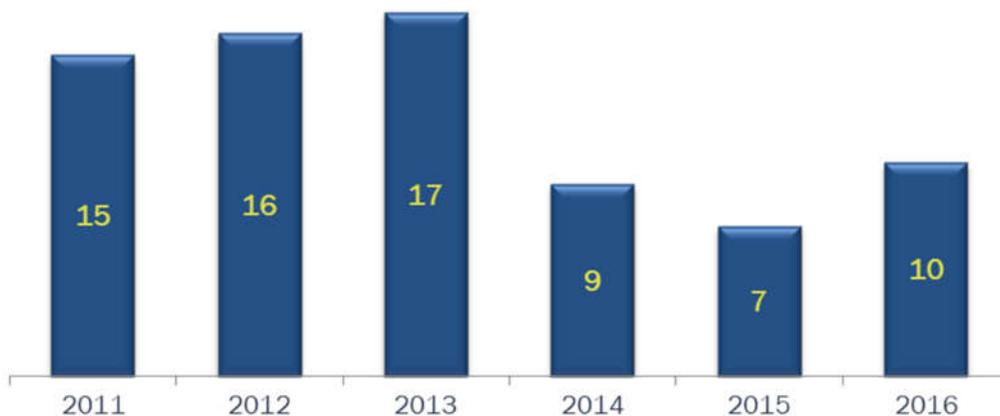
#### 4.1.2 Les chutes de tension HTA

Le cahier des charges de concession prévoit que les variations de tension ne doivent pas dépasser 5% de la valeur contractuelle sur le réseau HTA, au-delà de ce pourcentage, ce réseau est considéré comme étant en chute de tension. Un départ HTA est considéré en contrainte de tension lorsque qu'au moins un de ses points de livraison (poste de distribution publique, abonné ou mixte) en aval est alimenté par une tension 5% inférieure à la tension en amont (jeu de barre du poste source).

Il est important de noter que le concessionnaire ne tient que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes. En effet, la chute de tension HTA amont est écrêtée à 5% dans le modèle de calcul déterminant le nombre d'utilisateurs mal alimentés.

Du fait de l'écrêtage, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle. Le nombre d'UMA communiqué est donc sous-estimé.

#### Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



Le territoire de la concession est alimenté par 329 départs HTA, sans compter les départs de secours mais en incluant les départs dédiés à la production d'énergie. En 2016, 10 d'entre eux (soit 3%) présentent des chutes de tension supérieures à 5% et dont 5 depuis au moins 12 ans et 1 depuis 6 ans.

Le SDEC ÉNERGIE demande au concessionnaire de supprimer ces chutes sur ces 10 départs HTA afin de les rendre conformes aux dispositions du cahier des charges de concession.

#### 4.1.3 Les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT

Les chutes de tension sont estimées à partir de la description technique du réseau et des estimations des puissances appelées en période de pointe. Elles sont comparées à la marge admissible sur cette chute de tension, marge d'autant plus importante que les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT relèvent la tension.

Le concessionnaire a refusé de transmettre les valeurs de ces réglages de tension. Les valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA et des prises à vide des transformateurs HTA/BT ont donc été recalculées à partir des restitutions relatives aux chutes de tension fournies par Enedis.

Ces analyses de détail montrent des anomalies et des incohérences :

- des anomalies sont mises en avant sur les valeurs des régleurs en charge des postes source dans le modèle ;
- les valeurs utilisées dans le modèle pour les prises à vides 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 FACE sur la concession.

#### 4.1.4 Les départs BT mal alimentés

Sur les 27 938 départs BT qui alimentent la concession, les résultats des calculs statistiques du concessionnaire indiquent que 76 alimentent au moins un usager mal alimenté (soit 0,3%).

Enedis ne communique plus l'identification des départs ce qui ne permet plus la localisation des usagers mal alimentés.

#### 4.1.5 Les contraintes d'intensité

##### **Les contraintes d'intensité sur les transformateurs HTA/BT**

Un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% (puissance 2h).

Dans le cadre des études de raccordement au réseau électrique de producteurs, Enedis calcule la charge du transformateur en déduisant la charge minimale du réseau BT. Cette dernière est estimée à 20% de la charge maximale.

##### **Les contraintes d'intensité sur les câbles**

Un câble est en contrainte lorsque l'intensité maximale transitant dedans est supérieure ou égale à son intensité maximale admissible (puissance 10 mn).

Enedis utilise une intensité maximale admissible « hiver » dans les études de raccordement de consommateur, et une intensité maximale admissible « été » dans les études de producteur.

## 4.2 LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE

### **La continuité d'alimentation électrique**

La continuité de fourniture perçue par l'utilisateur s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit par an.

La continuité d'alimentation électrique se mesure pour un usager au cours d'une année par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 mn),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 mn),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour chacun de ces critères, une valeur de référence est définie. Au-delà de cette valeur, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».

Les perturbations provoquées par ces coupures portent :

- pour les coupures très brèves, sur le fonctionnement des appareils électriques,
- pour les coupures brèves et longues, sur le confort de l'utilisateur et la productivité des entreprises.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont aussi bien dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau HTA, au réseau BT ou aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour des travaux, soit par des incidents.

Obligatoire à compter de 2009, l'évaluation globale de la continuité de la l'alimentation électrique n'est fournie que partiellement par Enedis au SDEC ÉNERGIE depuis 2014. Le travail de négociations relatif au nouveau cahier des charges de concession a permis de recouvrir les données depuis 2011.

Ainsi, en 2016 :

- 634 usagers (BT et HTA) ont subi plus de 6 coupures longues,
- 411 usagers (BT et HTA) ont subi plus de 35 coupures brèves
- et 4 1326 usagers (BT et HTA) ont subi plus de 13 heures de coupures longues cumulées.

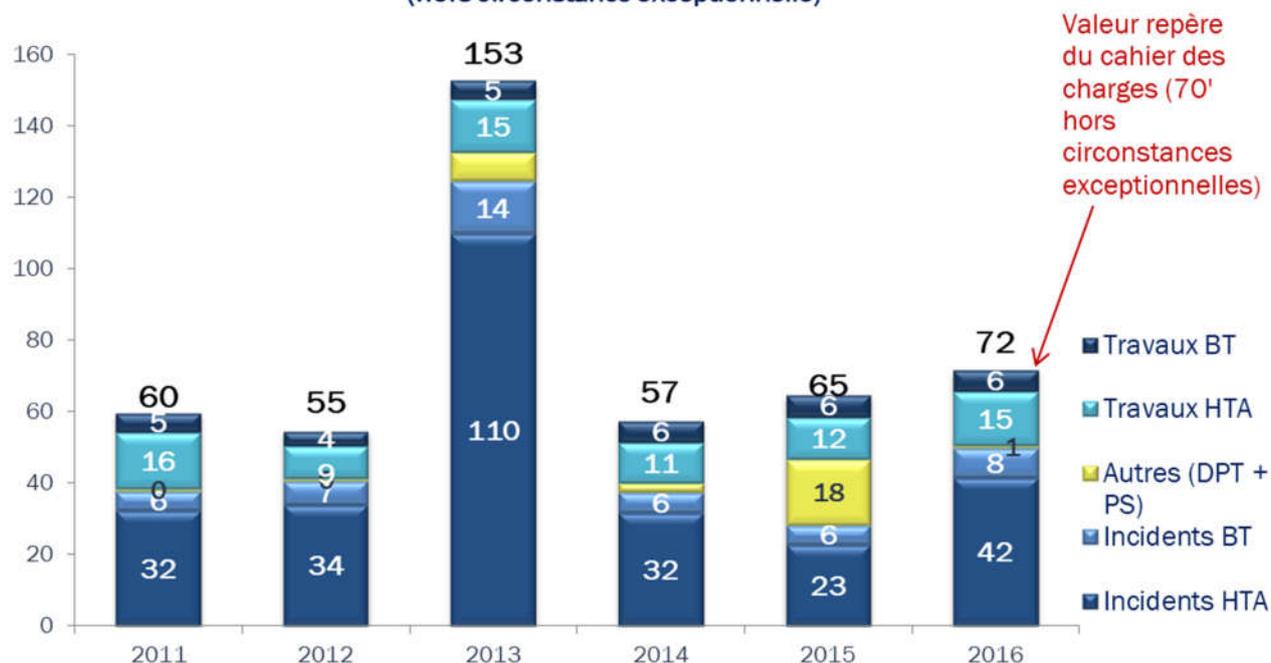
Ces usagers mal alimentés au regard de la continuité d'alimentation représentent 1,1% des usagers de la concession. Lorsque cette proportion dépasse 5%, le niveau de qualité du réseau est réputé non respecté.

#### 4.2.1 Le critère B

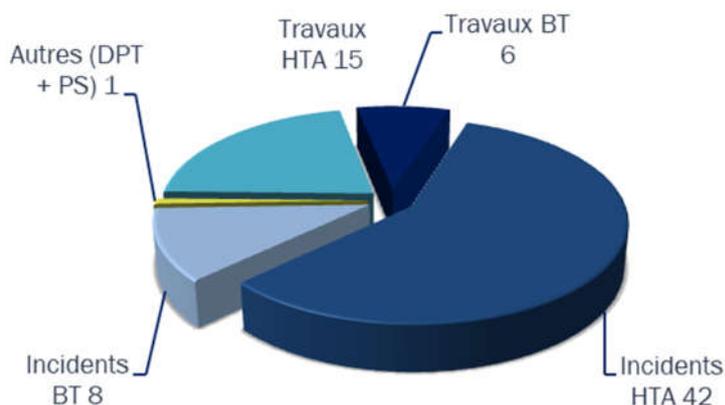
Pour un usager, alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le critère B. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Le cahier des charges de concession prescrit que ce critère ne doit pas dépasser 70 minutes.

Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

**Evolution de la durée moyenne de coupures (critère B) en min  
(hors circonstance exceptionnelle)**



### Décomposition du critère B en minutes par cause en 2016



Plusieurs critères B sont présentés dans les rapports de contrôle :

- le critère B toutes causes confondues (TCC), c'est-à-dire comprenant les coupures liées aux incidents climatiques exceptionnels ;
- le critère B hors incidents exceptionnels (HIX), c'est-à-dire comprenant les coupures hors celles liées aux incidents climatiques exceptionnels. Celui-ci est décomposé à la maille concessive par grande catégorie de cause (RTE, incidents, travaux).

Le critère B HIX (hors événement exceptionnel) de la concession présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'évènements climatiques comme en 2013. Ces aléas amènent notamment le critère B de la concession à dépasser le seuil des 70 minutes défini dans le cahier des charges du contrat de concession. Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 60 minutes. Le critère B HIX pour l'année 2016 est de 72 minutes, contre 65 minutes en 2015.

Ce constat amène donc à souligner l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques. A titre informatif, les incidents sur le réseau HTA contribue à près de 60% du critère B de la concession en 2016 (35% en 2015).

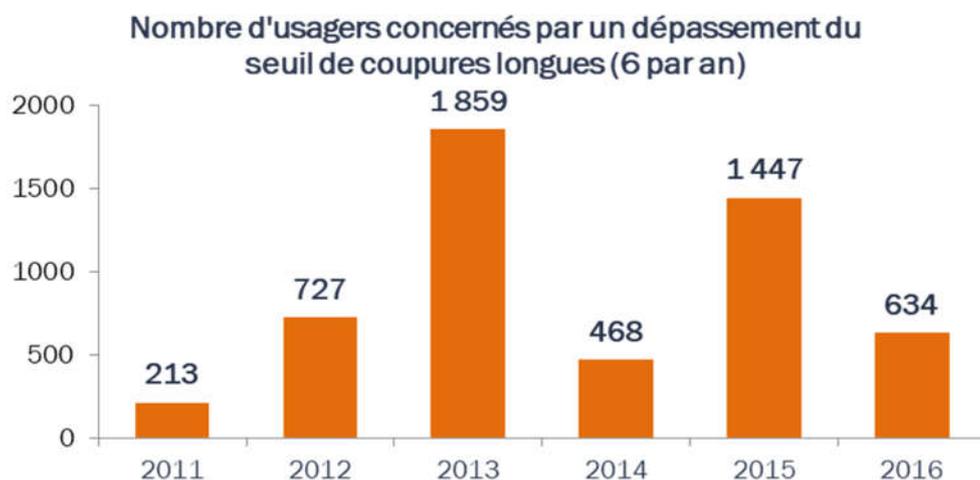
Dans le cadre de la mission de contrôle portant sur l'année 2016, le concessionnaire a refusé à nouveau de communiquer les informations relatives au critère B à la maille communale. Cette information, connue d'Enedis, est transmise agglomérée sur plusieurs années et par intervalles d'une heure, sous forme de carte lors des conférences départementales et des réunions cantonales. Cette présentation n'est pas exploitable par le SDEC ÉNERGIE.

Le concessionnaire n'a communiqué le temps de coupure cumulé de chaque interruption (NiTi) que pour les coupures observées sur l'exercice 2014, alors que cette donnée est fournie, chaque année, sur les autres concessions.

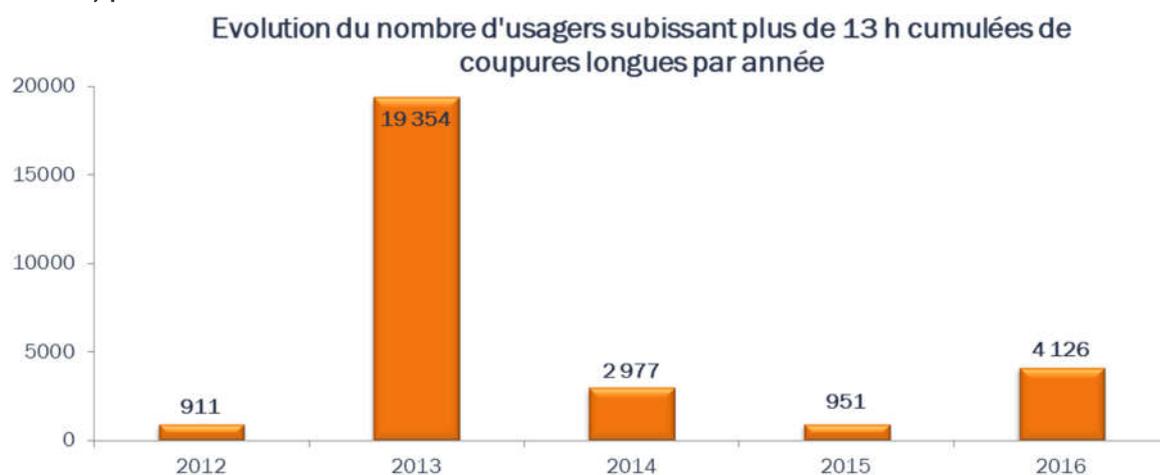
Cette donnée permet de préciser la contribution au temps de coupure de chaque technologie du réseau HTA ramenée pour 100 km. La contribution du réseau souterrain CPI (câble papier imprégné) est importante par rapport à celle du réseau souterrain à isolation synthétique (1,8 minutes pour 100 km, contre 0,1 minute). De même, le réseau aérien de faible section présente une contribution quatre fois supérieure aux autres technologies aériennes.

#### 4.2.2 Les seuils de coupure réglementaires

#### Evolution du nombre d'utilisateurs subissant plus de 6 coupures longues par an



Evolution du nombre d'utilisateurs subissant plus de 13 h cumulées de coupures longues (incidents et travaux) par an



Le nombre d'utilisateur HTA et BT qui a subi plus de 13 heures cumulées de coupures longues (interruptions de plus de 3 minutes) est de 4 126 en 2016, soit 4,5 fois plus qu'en 2015.

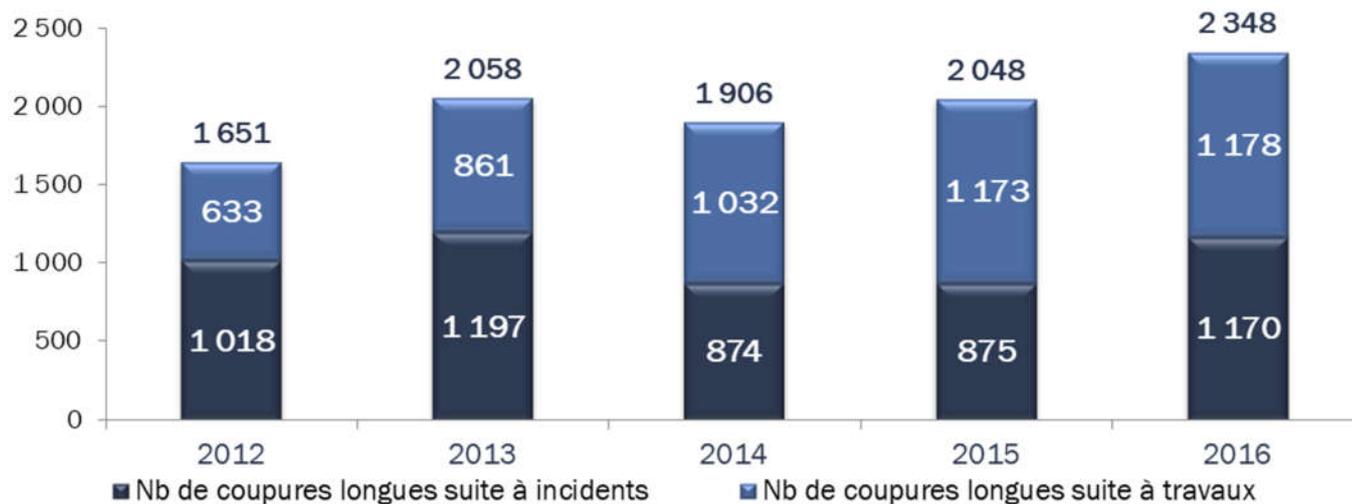
#### Les coupures brèves et très brèves sur le réseau HTA

	2013	2014	2015	2016
Nombre de coupures brèves	640	604	459	NC
Nombre de coupures très brèves	1 325	1 436	1 050	NC

Ces données n'ont pas été communiquées en 2016

#### 4.2.3 Les coupures longues (incidents et travaux)

Evolution du nombre de coupures longues HTA et BT



En 2016, le nombre de coupures longues subies par les usagers est supérieur à celui observé en 2013. Il est à noter que seul un 1/3 du total des coupures longues du réseau HTA et 60% des coupures longues du réseau BT à pour cause un incident. Le reste est dû à des travaux.

Sur les 2 369 coupures longues déclarées par le concessionnaire, 64% concernent le réseau BT.

Les travaux sur le réseau BT constituent 26% du total des coupures longues constatées. Le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis afin de limiter le nombre de coupures 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).

### 4.3 LES COUPURES SUR LE RESEAU HTA DUES AUX INCIDENTS

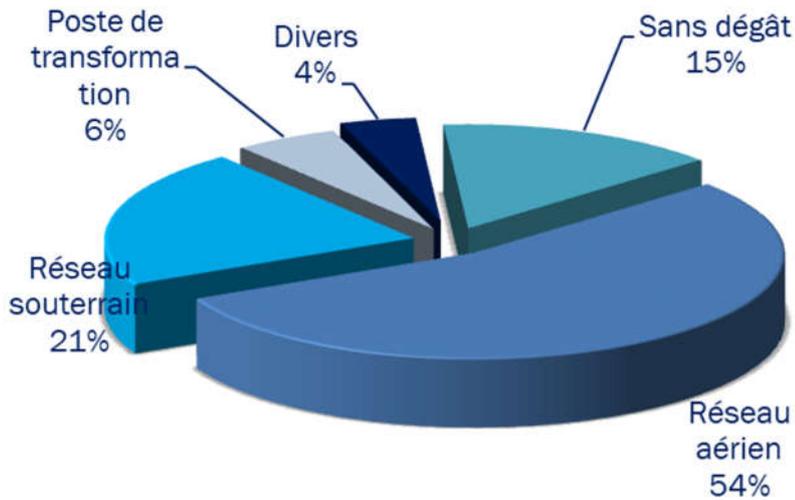
#### 4.3.1 Sièges et causes des incidents HTA

SIEGE DES INCIDENTS	2013	2014	2015	2016
Réseau aérien	214	110	90	<b>149</b>
Réseau souterrain	60	62	63	<b>59</b>
Poste de transformation	28	32	19	<b>15</b>
Divers	14	13	13	<b>11</b>
Sans dégât	47	33	22	<b>41</b>
<b>Nombre total de coupures longues pour incident</b>	<b>363</b>	<b>250</b>	<b>207</b>	<b>275</b>

Depuis 2012, on observe une diminution des incidents sur le réseau HTA et amont (-44%).

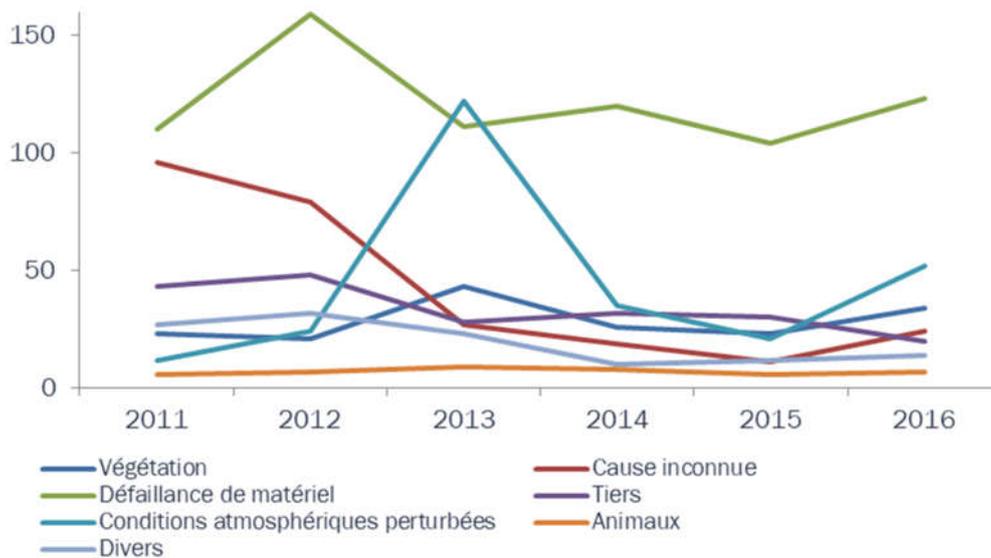
La baisse est significative notamment au niveau du réseau aérien et des postes de transformation.

### Les 275 incidents HTA en 2016 selon leurs sièges

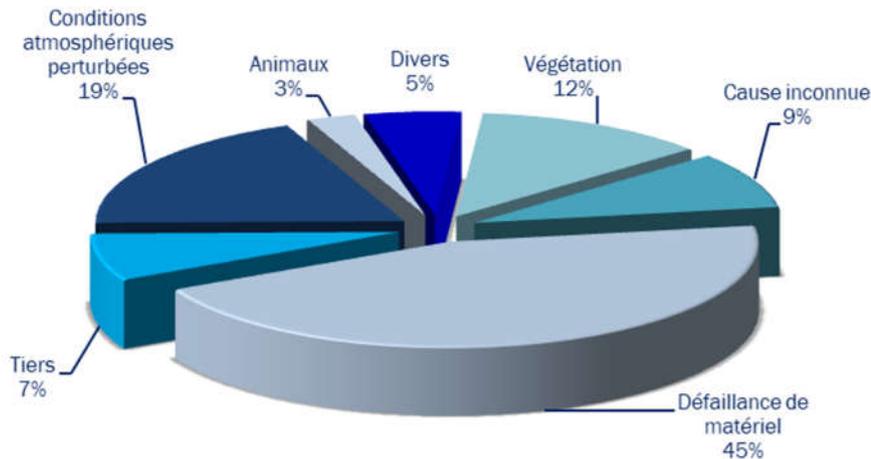


CAUSE DES INCIDENTS	2013	2014	2015	2016
Végétation	43	26	23	34
Cause inconnue	27	19	11	24
Défaillance de matériel	111	120	104	123
Tiers	28	32	30	20
Conditions atmosphériques perturbées	122	35	21	52
Animaux	9	8	6	7
Divers	23	10	12	14
<b>Nombre total de coupures longues pour incident</b>	<b>363</b>	<b>250</b>	<b>207</b>	<b>274</b>

### Evolution des causes des incidents sur le réseau HTA



## Les 274 incidents HTA en 2016 selon leurs causes

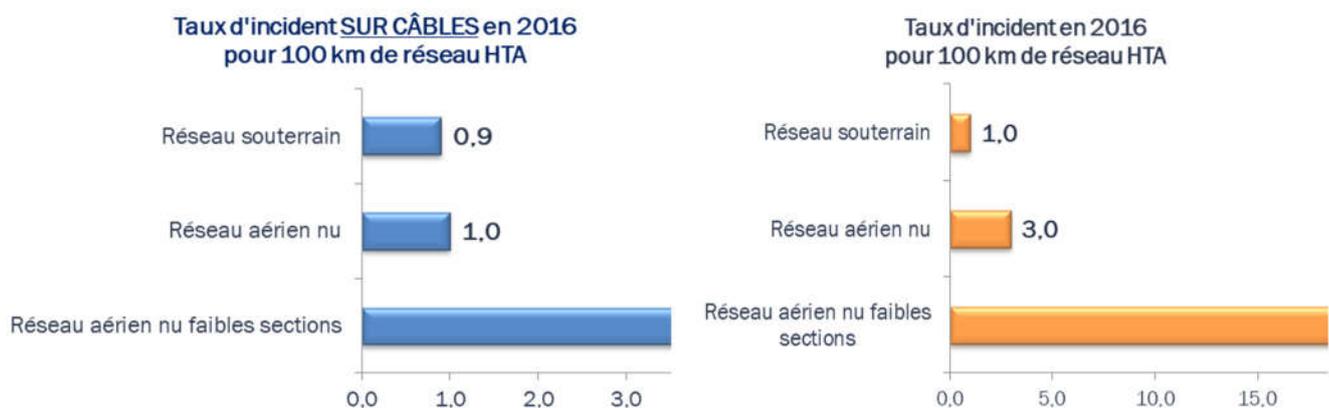


Le nombre des incidents HTA dus à des conditions atmosphériques perturbées a augmenté de +148% en 2016.

Les incidents dus à la végétation augmentent en 2016 de +48% par rapport à 2015. Enedis a mis en place un programme triennal d'élagage des arbres situés à proximité des lignes aérien HTA. Chaque ligne serait visitée au minimum tous les 3 ans. Cependant, le concessionnaire n'a pas souhaité fournir le détail de cette programmation à l'autorité concédante qui en avait fait la demande.

De 2008 à 2012, le SDEC ÉNERGIE a constaté une progression importante des incidents liés à la défaillance de matériel. Le concessionnaire explique cela par une dégradation de la rigueur dans la saisie. Un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents a été engagé auprès du personnel concerné fin 2012, ainsi qu'une modification des libellés des causes d'incident. Le nombre d'incidents HTA ayant pour cause une "défaillance de matériel" a augmenté en 2016, pour la première fois depuis 2012. Il reste cependant élevé au regard des valeurs avant 2009. L'action menée par le concessionnaire semble avoir un effet qui reste limité. De son propre aveu, cet item reste une cause « fourre-tout » qui est préjudiciable à son analyse.

### 4.3.2 Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA

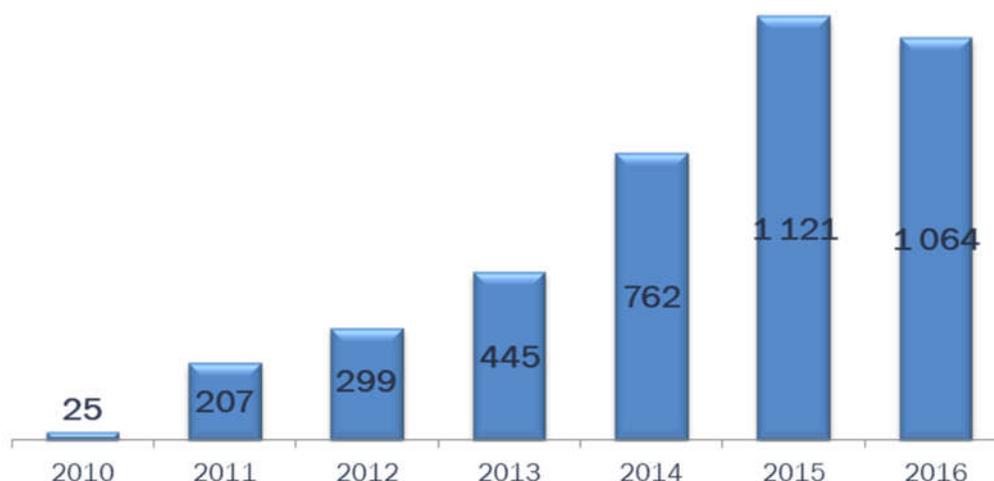


Après une diminution en 2015, année très calme d'un point de vue climatique, le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA aérien nu de faible section a fortement augmenté en 2016. Ce phénomène montre la vulnérabilité du réseau aérien face aux conditions climatiques, notamment pour ce qui concerne le réseau aérien nu faible section dont le taux d'incident a le plus fortement augmenté en 2013, 2014 et 2016.

#### 4.3.3 La maintenance lourde sur le réseau HTA (PDV)

La maintenance lourde correspond à des travaux d'entretien sur les accessoires du réseau HTA aérien (œillelets, isolateurs...) pour conserver la fiabilité du réseau sans pour autant le renouveler.

**Evolution des investissements consacrés à la maintenance lourde en k€**



Après une augmentation constante depuis 2011, les dépenses liées à la maintenance lourde réalisée par Enedis ont diminué en 2016, passant de 1 121 k€ à 1 064 k€.

Enedis a développé un programme visant à prolonger la durée de vie de certains ouvrages (PDV). Le concessionnaire a précisé que ce programme consiste à réaliser des diagnostics complets de départs de plus de 25 ans présentant des problèmes de qualité, une usure prématurée (attaches, œillelets), en se basant sur une étude théorique et une visite sur site. Un chiffrage des opérations à réaliser est ensuite établi et une décision d'investissement est prise.

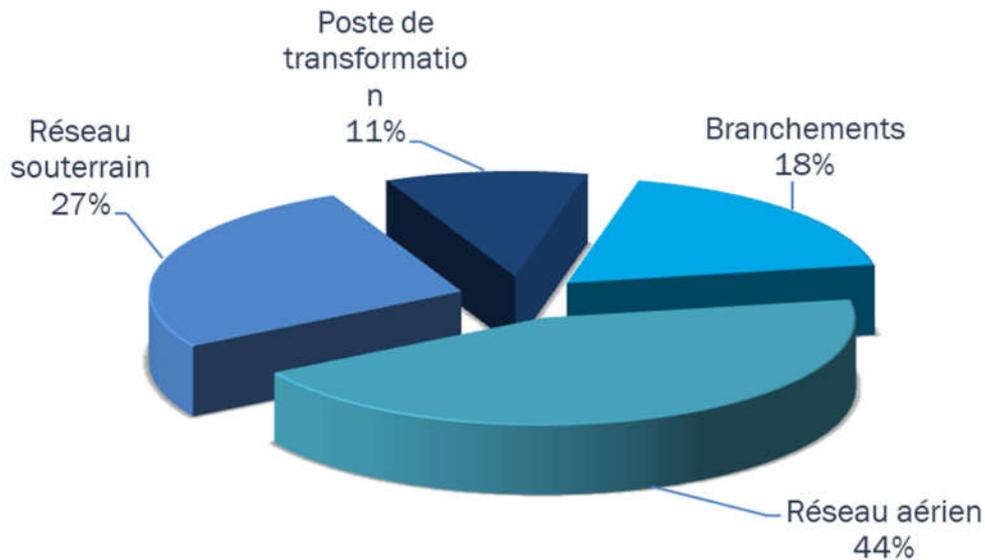
Une fois les travaux de mise en conformité réalisés, la durée de vie de l'installation est alors prolongée sur les plans technique et comptable (prolongation d'au moins 15 ans).

## 4.4 LES COUPURES LONGUES DUES AUX INCIDENTS SUR LE RESEAU BT

### 4.4.1 Sièges et causes des incidents BT

SIEGE DES INCIDENTS	2013	2014	2015	2016
Réseau aérien	415	255	280	399
Réseau souterrain	143	132	199	242
Poste de transformation	76	56	66	95
Branchements	39	60	Inclus dans souterrain	inclus dans souterrain/divers
Sans dégât	71	60	Inclus dans divers	inclus dans divers
Divers	90	61	133	167
<b>Nombre total de coupures longues pour incident</b>	<b>834</b>	<b>624</b>	<b>678</b>	<b>903</b>

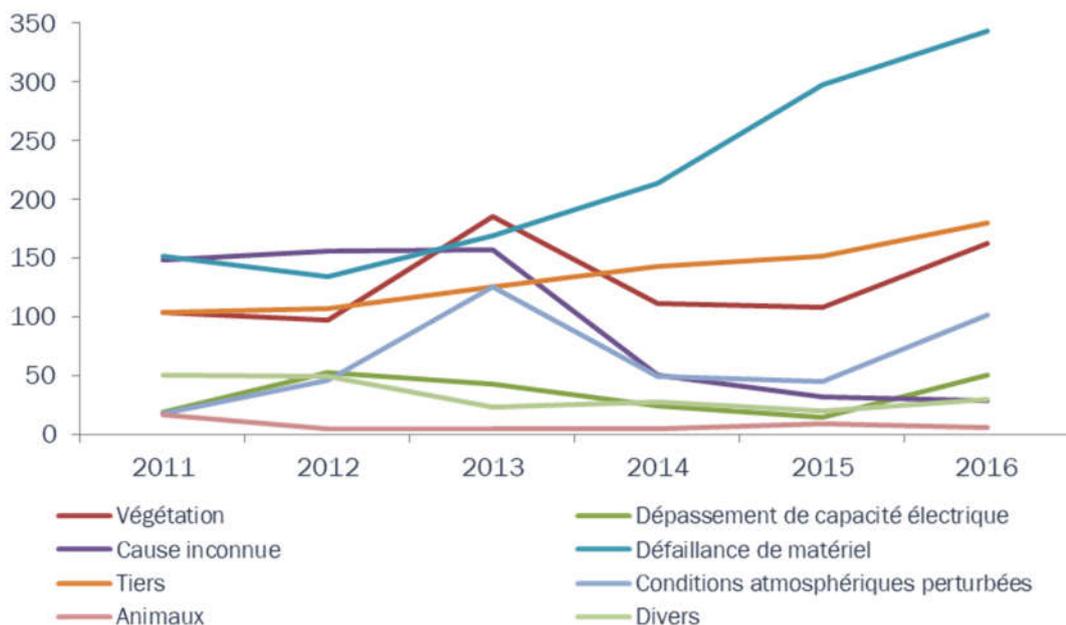
## Les 903 incidents BT en 2016 selon leurs sièges



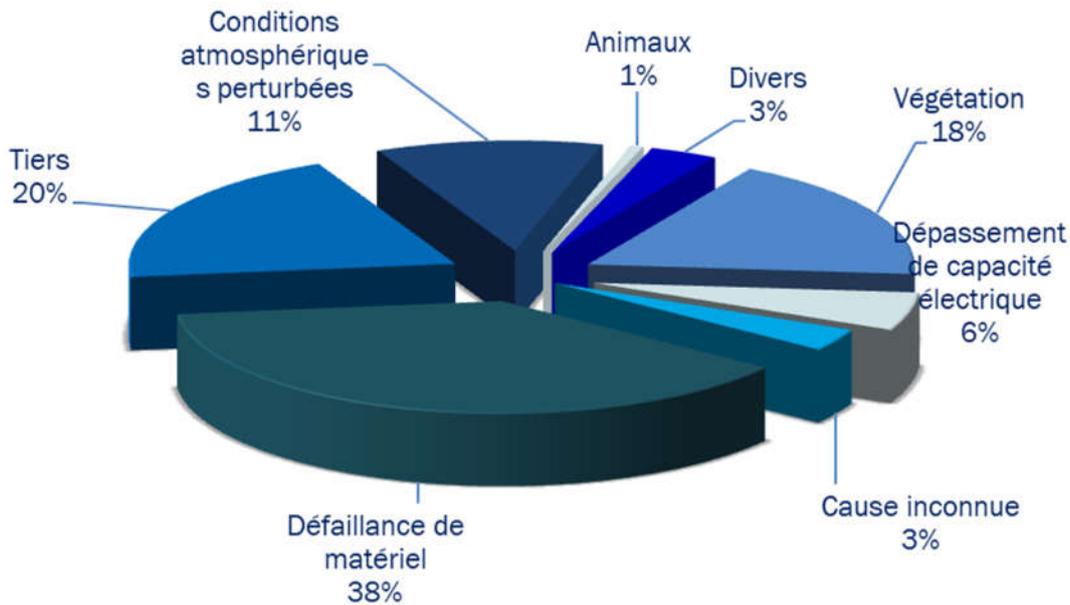
Le nombre des incidents survenus sur le réseau BT est en forte augmentation par rapport à 2015 avec un total de 903. Le réseau aérien reste celui qui est le plus concerné par les coupures pour incident, avec 44% du nombre total des incidents enregistrés sur le réseau BT.

CAUSE DES INCIDENTS	2013	2014	2015	2016
Végétation	185	111	108	163
Dépassement de capacité électrique	43	24	15	50
Cause inconnue	157	50	32	29
Défaillance de matériel	169	214	297	343
Tiers	126	143	152	180
Conditions atmosphériques perturbées	126	49	45	102
Animaux	5	5	9	6
Divers	23	28	20	30
<b>Nombre total de coupures longues pour incident</b>	<b>834</b>	<b>624</b>	<b>678</b>	<b>903</b>

### Evolution des causes des incidents sur le réseau BT



### Les 903 incidents BT en 2016 selon leurs causes



Le nombre d'incidents BT recensés comme étant dus à une "défaillance de matériel" ne cesse de croître depuis 2006, cependant le concessionnaire n'a pas constaté d'augmentation du nombre de fiche anomalie matériel. De son propre aveu, cet item reste une cause « fourre-tout » malgré un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents fait auprès du personnel concerné. L'action menée par le concessionnaire semble donc avoir un effet qui reste limité.

#### 4.4.2 Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT



En 2016, le réseau basse tension en fil nu subit 4 fois plus d'incidents que le réseau aérien en torsadé. Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber pour 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.

#### 4.4.3 L'élagage

		2013	2014	2015	2016
HTA	Linéaire en km	1 703	262	246	275
	Montant en k€	411	727	550	694
BT	Linéaire en km	621	82	53	77
	Montant en k€	151	240	163	230
TOTAL	Linéaire en km	2 324	344	299	352
	Montant en k€	562	967	713	923

Les modalités de comptabilisation des longueurs élaguées ayant changé fin 2013. Les données de linéaires à partir de 2014 ne sont donc pas comparables aux données des années précédentes.

Le linéaire de haie élaguée le long des réseaux HTA et BT a augmenté de 18% entre 2015 et 2016. Dans le même temps, les dépenses d'élagage ont augmenté de 30%.

Le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA. Il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce que refuse le concessionnaire. En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT, alors que 18% des incidents observés sur le réseau BT sont dus à un problème de végétation.

#### 4.5 LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

<b>Point positif</b>	Critères de qualité de l'électricité distribuée très inférieurs aux seuils réglementaires.
<b>Points à améliorer</b>	Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques
	Etablir un programme de travaux spécifique pour résorber les 10 départs HTA en chute de tension depuis au minimum 5 ans consécutifs dans un délai raisonnable.
	Transmettre le programme d'élagage aux abords du réseau HTA et établir un programme d'élagage pour le réseau BT
<b>Points négatifs</b>	Communication d'informations défaillante (demande récurrente), notamment sur :
	- les critères pris en compte pour déterminer le nombre d'UMA (localisation des transformateurs présentant une chute de tension > 5%, valeurs des régulateurs en charge des transformateurs HTB/HTA, valeurs réelles et optimisées des prises à vide des transformateurs HTA/BT),
	- le programme "Prolongation de Durée de Vie" des ouvrages HTA,
	- la décomposition du critère B à la maille communale,
	- les 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.
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 AEC.

### 5.1 LE PATRIMOINE

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

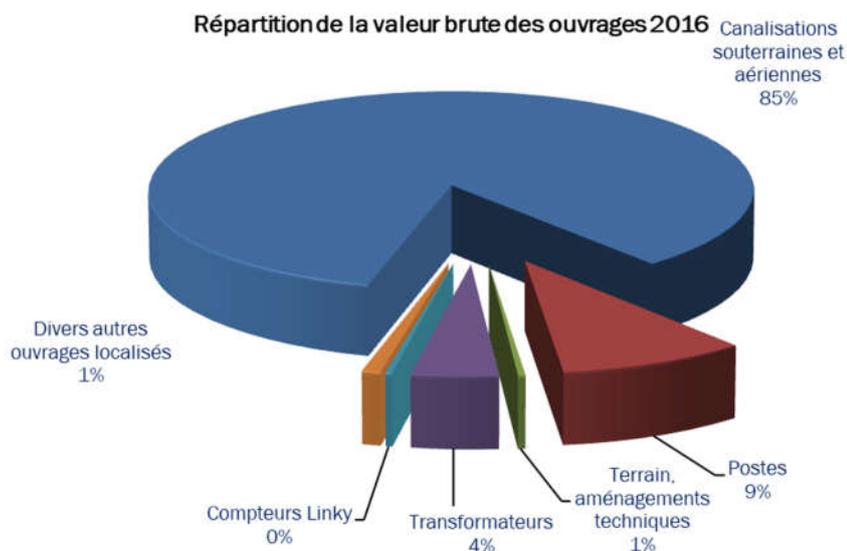
	Valeur brute d'actif en k€	Évolution N/N-1 en
2013	1 011 788	4,1
2014	1 048 132	3,6
2015	1 078 404	2,9
2016	1 112 602	3,2

Au 31-12-2016, les immobilisations de la concession sont estimées à 1 112 602 K€. La valeur de ces immobilisations augmente de 3,2% par rapport à 2015.

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 propres)
- 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 (branchements individuels et collectifs, matériel de comptage et autres biens non localisés 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. On rappellera néanmoins qu'en 2015 deux familles d'ouvrages ont été localisées: les transformateurs et les compteurs Linky ce qui réduit la part de biens non localisés sur la concession



La valeur des biens localisés sur périmètre de la concession représente 79% de la valeur brute des immobilisations de la concession. La valeur des biens non localisés représente 21 % de cette valeur brute. Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées se maintient en 2016.

L'accroissement du patrimoine observé en 2016 se répartit principalement sur les canalisations hautes et basses tensions (Ouvrages localisés) à hauteur de 21,7 M€ et sur les branchements (Ouvrages non localisés) pour 7,4 M€.

La valeur brute des transformateurs localisés s'établit à 37,8M€. En ce qui concerne les matériels de comptage, la baisse de 1 M€ s'explique par la sortie mécanique des compteurs les plus anciens. A noter en corolaire la forte progression de la valeur brute des compteurs Linky (+2,9M€).

### 5.1.2 La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Valorisation Enedis	Nombre de dossiers	Coût réel financé par le SDEC ÉNERGIE en €	Montant valorisé par Enedis en €	Ecart
2013	300	13 016 395	12 636 490	-2,92%
2014	431	18 636 325	18 571 793	-0,35%
2015	342	12 413 369	12 891 256	3,85%
2016	307	11 143 914	11 739 842	5,35%

La collectivité réalise chaque année des travaux rentrant dans le périmètre de la concession. A la suite de la remise de ces travaux en exploitation et afin de mettre en concession ces biens, Enedis ne prend pas le coût réel de ces prestations financées par le SDEC ÉNERGIE mais les valorisent selon un barème propre au concessionnaire.

Cet écart est estimé au 31-12-2014 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, n'a pas été renouvelée mais les procédures mises en œuvre ont été maintenues au-delà de son terme.

Le tableau ci-dessus présente le nombre de dossiers de travaux valorisés au cours de l'année 2015 quelle que soit la date de mise en service de ces ouvrages.

On note en 2016 un écart positif de valorisation de 5,35%.

### 5.1.3 Le montant des travaux mis en concession<sup>6</sup> au titre de l'exercice comptable 2016

Montant des travaux mis en concession en k€ par	2013	2014	2015	2016
<b>Enedis</b>	29 808	27 878	28 343	28 478
dont participation de tiers	1 798	1 340	1 962	1 231
<b>SDEC ÉNERGIE</b>	17 350	15 650	12 686	12 538
Dont financement ENEDIS			905	806
Tiers	364	141	577	24
<b>Total</b>	<b>47 522</b>	<b>43 668</b>	<b>41 606</b>	<b>41 040</b>

<sup>6</sup> Un ouvrage mis en concession est un ouvrage immobilisé à l'inventaire.

La variation des actifs concédés qui figure dans le CRAC présente la variation d'investissements.

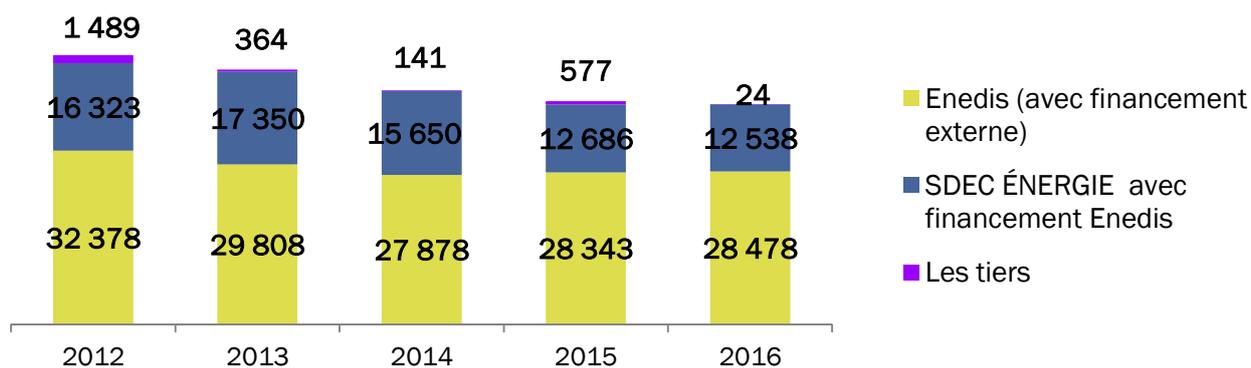
Cette entrée en concession correspond aux mises en service de l'exercice 2016 mais également à des mises en services portant sur des exercices antérieurs.

Les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2016 représentent au total 41 M€, soit 3,8% de la valeur brute du réseau en début de période.

Ils sont en baisse légère par rapport à l'exercice 2015 qui avait enregistré des investissements sur le réseau à hauteur de 41,6 M€.

Cependant cette baisse est constante depuis 2012.

### Montant des travaux mis en concession en k€



La variation des actifs concédés qui figure dans le CRAC présente la variation d'investissements par nature de financeur.

On constate une progression du montant des travaux mis en concession par Enedis avec financement externe depuis 2014. Sans financement externe, c'est en 2016 que cette progression a eu lieu.

Sur les mises en concession de l'exercice 2016, ENEDIS a financé 28 M€ (soit 68 %). Cette répartition sera corrigée a posteriori puisque l'on constate chaque année que les mises en concession de l'exercice peuvent concerner les années antérieures

#### 5.1.4 Montant des travaux mis en concession par année de mise en service

Montant des travaux mis en concession en k€ par année de mise en service	Avt 2012	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Enedis (avec participation de tiers)	15	-17	-99	10	4 555	24 014	28 478
Enedis (dont financement externe)	-25	5	14	-16	271	982	1 231
SDEC ÉNERGIE (avec financement Enedis)	20	75	0	964	9 674	1 805	12 538
SDEC Energie (dont financement Enedis)	0	24	0	29	697	56	806
Les tiers				24			24
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>58</b>	<b>-99</b>	<b>998</b>	<b>14 229</b>	<b>25 819</b>	<b>41 040</b>

Réalisé à partir du tableau des mouvements de l'exercice (état 23xx), le tableau suivant fait apparaître les valeurs inscrites à l'inventaire comptable au cours de l'exercice 2016 en les éclatant par année de mise en service.

Il met en évidence les retards de mise à jour de l'inventaire comptable puisque plus de 37% du patrimoine inscrit en 2016 correspond à des biens dont les dates de mise en service sont antérieures à l'exercice en cours: Certaines corrections portant sur des mises en services ayant eu lieu, pour certaines d'entre elles, il y a plus de 10 ans, on est en droit de s'interroger sur la fiabilité de l'inventaire comptable des biens en concession.

#### 5.1.5 Montant des travaux mis en concession consolidé par année de mise en service

Montant des travaux mis en concession en k€ par année de mise en service	2013	2014	2015	2016
Enedis (sans financement externe)	26 130	23 708	24 790	23 032
Enedis (dont financement externe)	1 697	1 493	1 781	982
<b>Sous total</b>	<b>27 827</b>	<b>25 201</b>	<b>26 571</b>	<b>24 014</b>
SDEC ÉNERGIE (sans financement Enedis)	15 289	16 427	14 383	1 749
SDEC Energie (dont financement Enedis)	1 016	1 039	796	56
<b>Sous total</b>	<b>16 305</b>	<b>17 467</b>	<b>15 180</b>	<b>1 805</b>
Les tiers	302	364	256	0
<b>Total</b>	<b>44 434</b>	<b>43 032</b>	<b>42 006</b>	<b>25 819</b>
<b>Total Financement Enedis</b>	<b>61%</b>	<b>58%</b>	<b>61%</b>	<b>89%</b>

Le concessionnaire corrigeant tous les ans les valeurs comptables biens mis en concession antérieurement, le tableau ci-dessus présente les montants des travaux mis en concession consolidés au 31-12 2016 par financeurs. Les données 2012 -2015, font apparaitre un fluctuation du financement net d'Enedis entre 58 et 61% des travaux mis en concession.

Le SDEC ENERGIE et les tiers financent entre 37 et 40 % des biens mis en concession.

Les valeurs 2016 étant incomplètes (mise en concession partielle), elles seront analysées lors du prochain contrôle.

### 5.1.6 Les dépenses d'investissement déclarées par Enedis au titre de la conférence NOME

Investissements Enedis en k€	2013	2014	2015	2016	Evolution en %
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	14 617	16 134	14 214	11 270	-19 %
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	21 468	19 532	18 339	19 885	8 %
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	855	821	595	64	-89 %
<b>Total</b>	<b>36 940</b>	<b>36 488</b>	<b>33 148</b>	<b>35 093</b>	<b>6 %</b>
Dont investissements postes source	2 418	3 498	2 160	2 207	2 %
<b>Total investissement hors postes source</b>	<b>34 523</b>	<b>32 990</b>	<b>30 988</b>	<b>32 886</b>	<b>6 %</b>

ENEDIS présente dans le Compte rendu annuel d'activité un tableau intitulé « Investissements ENEDIS ». Ce tableau fait état d'un montant total de dépenses d'investissements à hauteur de 35 093 K€, soit un écart de 12 M€ par rapport aux apports nets ENEDIS.

Une partie de cet écart provient des postes sources pour 2,12M€. Interrogé depuis plusieurs années au sujet de cet écart, ENEDIS avait précisé lors du contrôle précédent que « le montant des investissements du tableau NOME repris dans le CRAC de l'exercice N représente les dépenses d'investissements réalisés par ENEDIS l'année N, sur l'ensemble des chantiers (qu'ils soient en cours ou terminés) ».

ENEDIS a complété son explication en précisant, comme sur le contrôle précédent, que la différence provenait :

- du décalage temporel entre le moment où est réalisée la dépense d'investissement et le moment où l'ouvrage est effectivement mis en service,
- du fait que les financements ENEDIS du tableau qui retrace la variation des actifs concédés au cours de l'année sont nets des financements externes (ex : participations) alors que le tableau NOME présente des dépenses brutes,
- du fait que la variation des actifs concédés qui figurent dans le tableau relatif à la variation des actifs concédés ne tient pas compte des ouvrages hors concession dont ENEDIS est propriétaire mais qui servent également à la concession (exemple : postes sources, outils cartographiques, agence de conduite).

Dans un deuxième temps, ENEDIS a transmis une segmentation des dépenses d'investissement NOME : (dépenses localisées, dépenses non localisées) : Les informations communiquées ne permettent toujours pas de produire un état de réconciliation entre les différentes données communiquées par le concessionnaire.

### 5.1.7 Dépenses d'investissement : focus sur les chantiers de prolongation de la durée de vie (PDV) des canalisations HTA aériennes

	2012	2013	2014	2015	2016
Linéaire de réseau HTA - aérien traité (m)		15 249	57 381	80 115	87 844
Dépenses immobilisées (€)		255 211	653 928	1 050 953	1 076 483
Coût unitaire moyen €/m		17	12	13	12
Provision pour renouvellement constituée sur le tronçon traité en €				867 199	1 391 234
Provision pour renouvellement reprise en résultat en tant que recette d'exploitation en €				790 331	1 281 998
Provision pour renouvellement réaffectée sur les ouvrages mis en service en €				76 868	109 235
% de la provision pour renouvellement réaffectée sur les ouvrages mis en service en €				8,86%	7,85%

La PDV consiste à remettre à niveau les tronçons de réseau HTA aérien défaillants. Elle ne se substitue pas à l'entretien ni à la maintenance des réseaux (élagage, remplacement isolé de supports,...).

La PDV vient donc en complément de la maintenance et des actions qui visent à sécuriser le réseau aérien. Ces travaux garantiraient pour 15 ans un fonctionnement satisfaisant de la ligne dans des conditions atmosphériques normales, avec un entretien régulier. Ils sont opérés sur des lignes

anciennes (de plus de 25 ans), dont la pérennité est assurée (pas de programme délibéré prévu à moyen terme).

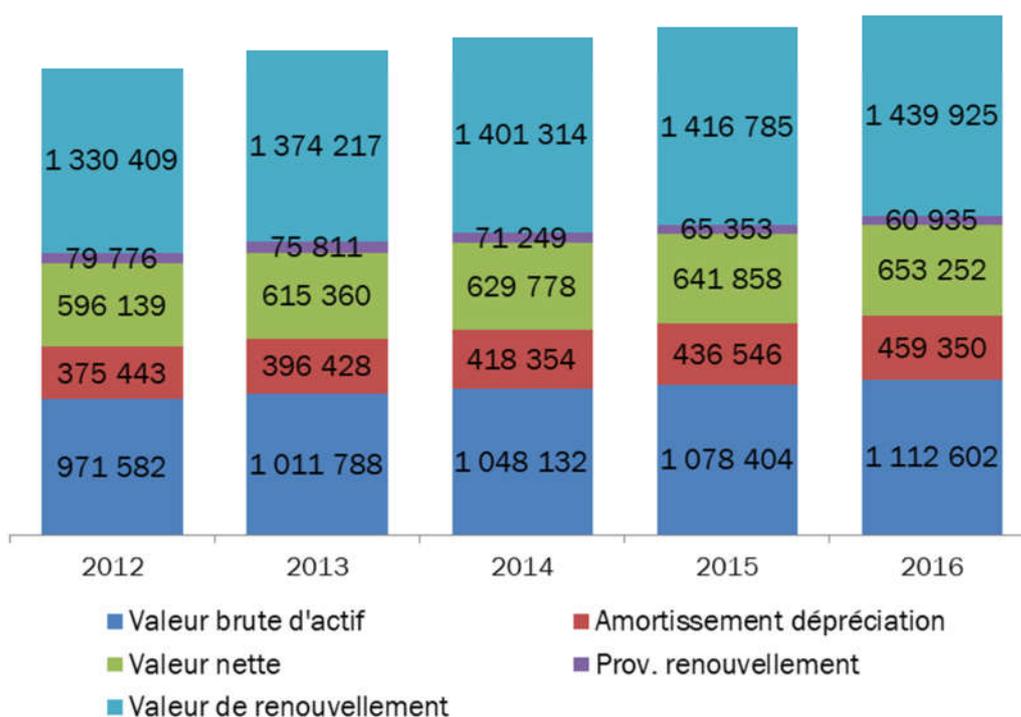
Une opération de PDV correspond à un renouvellement partiel d'ouvrage et se traduit donc sur le plan comptable par :

- un retrait partiel d'actif,
- une mise en immobilisation des dépenses,
- un prolongement de la durée de vie de l'ouvrage,
- Eventuellement, une reprise de provision.

En 2016, ENEDIS a traité 87,8 km de linéaire de réseau pour un cout moyen de 12 €/m. Au terme de cette opération 92% des provisions constitué ont été reprises en résultat en tant que recette d'exploitation

#### 5.1.8 L'analyse du patrimoine

##### Les valeurs comptables



Au 31/12/2016, les immobilisations en service de la concession sont évaluées à :

- 1 112 602 K€ de valeur brute comptable
- 653 252 K€ de valeur nette comptable
- 60 935 K€ de provisions pour renouvellement
- 1 439 925 K€ de valeur de remplacement

Cette année le concessionnaire ayant à nouveau refusé de communiquer le montant des amortissements, le SDEC ÉNERGIE estime le cumul des amortissements à 459 350 K€. Le taux d'amortissement continue de dériver de manière continue : de 36.1% en 2007 à 41,3% en 2016.

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.

En 2016, le stock des provisions pour renouvellement diminue de 6,3% soit -4,4 M€ pour s'établir à 60 935 K€. Cette évolution provient principalement des provisions pour renouvellement sur les biens non localisés du fait du retrait des branchements et colonnes montantes les plus anciens.

Il convient également de noter que les opérations de Prolongation de Durée de Vie engagées ces dernières années concourent également à la baisse de la provision pour renouvellement.

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

#### 5.1.9 Variation de la valeur des ouvrages en 2016

En k€	Valeur brute des ouvrages au 31/12/2015	Apports Enedis nets	Apports externes nets (concédants & tiers)	Retrait	Valeur brute au 31/12/2016
Ouvrages localisés	<b>854 450</b>	<b>20 864</b>	<b>9 951</b>	<b>3 230</b>	<b>882 035</b>
Canalisations souterraines et aériennes	725 838	14 959	9 194	2 432	<b>747 559</b>
Postes	80 658	1 467	361	148	<b>82 338</b>
Transformateurs	37 221	625	336	26	<b>38 156</b>
Compteurs Linky	19	2 938	0	328	<b>2 629</b>
Divers autres ouvrages localisés	10 714	875	61	296	<b>11 354</b>
Ouvrages non localisés	<b>223 981</b>	<b>7 188</b>	<b>3 036</b>	<b>3 639</b>	<b>223 697</b>
Transformateurs	0	0	0	0	<b>0</b>
Branchements	188 175	1 374	0	2 429	<b>187 120</b>
Comptages	32 662	5 459	3 033	1 075	<b>40 079</b>
Autres comptages non localisés	3 144	355	4	135	<b>3 368</b>
<b>Total</b>	<b>1 078 431</b>	<b>28 052</b>	<b>12 988</b>	<b>6 869</b>	<b>1 112 602</b>

La variation des actifs concédés qui figure dans le CRAC présente la variation d'investissements par nature de financeur.

Cette entrée en concession correspond aux mises en service de l'exercice 2016 mais également à des mises en services portant sur des exercices antérieurs.

Les retraits d'immobilisations correspondent en principe aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons.

On note un retour à la normale du volume des retraits 6,8 M€ contre 10,1 M€ en 2015.

Cet effet s'expliquerait par le programme de remplacement des compteurs qui a conduit à pratiquer des retraits importants sur les ouvrages. Les compteurs étant des biens non localisés cette information n'a pu être recoupée au niveau local : En effet, pour les biens non localisés, le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie théorique, même lorsque ces biens restent en service.

Ainsi, au titre de 2016, l'intégralité des branchements et colonnes montantes datant de 1976 ont été sortis de l'inventaire des biens non localisés.

## 5.2 DETTE ET CREANCE RECIPROQUE

### 5.2.1 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€	2013	2014	2015	2016	évolution 2015/2016
Droits en nature	615 387	629 790	641 866	653 259	2%
Créance en espèce vis à vis du concédant	-267 854	-273 910	-280 128	-289 756	3%
Dette en espèces vis à vis du concédant	137 411	145 006	152 069	161 023	6%
<b>Total des droits du concédant</b>	<b>484 944</b>	<b>500 886</b>	<b>513 807</b>	<b>524 526</b>	<b>2%</b>

**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 2016, le droit du concédant communiqué dans le CRAC enregistre une progression de 10,7 M€ (soit +2,1%) et s'établit à 524 519 k€ .

Cette valeur recalculée par le Concédant s'établit à 524 525 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, 2014 et 2015, le concédant a sollicité la ventilation des droits du concédant selon l'origine des droits (apports de la collectivité, utilisation de provisions...ni d'une 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.

### 5.2.2 Dette et créance réciproque dans le cadre d'une fin de concession en 2016

Si l'autorité concédante met fin prématurément au contrat de concession, elle aurait à indemniser le concessionnaire (ticket de sortie) dans le cadre de l'article 31 du cahier des charges. Cette indemnisation résulte de la compensation entre le "rachat" des ouvrages de la concession financés et non amortis par le concessionnaire (réévalués) et la dette du concessionnaire correspondant aux provisions de renouvellement et aux amortissements sur les financements du concédant.

	2013	2014	2015	2016	évolution 2015/2016
Ticket de sortie	61 623	61 764	65 778	69 866	6%

## 5.3 LE COMPTE D'EXPLOITATION

Produit en k€	2013	2014	2015	2016	Evolution 2015/2016
Acheminement	156 490	148 653	152 852	156 514	2,4%
Recettes de raccordement et prestations	9 776	9 561	9 216	8 275	-10,2%
Autres produits	26 650	26 802	37 730	33 021	0,9%
<b>Total des produits avant la contribution à l'équilibre</b>	<b>192 916</b>	<b>185 016</b>	<b>194 798</b>	<b>197 810</b>	<b>1,5%</b>
Contribution d'équilibre	2 066	119	2 945	6 387	116,9%
<b>Total des produits</b>	<b>194 982</b>	<b>185 135</b>	<b>1 97 743</b>	<b>204 197</b>	<b>3,3%</b>

Charge en k€	2013	2014	2015	2016	Evolution 2015/2016
Charges d'exploitation hors personnel	67 395	65 929	67 996	70 806	4,1%
Charges de personnel	32 603	32 222	30 162	29 377	-2,6%
Accès réseau RTE	41 006	36 938	42 692	44 495	4,2%
Redevance de concession (R1, R2) et FACE	8 385	7 883	7 738	7 745	0,1%
Dotation aux amortissements et provisions	22 997	22 936	24 777	24 916	0,6%
Contribution aux charges centrales	5 384	5 886	7 861	8 786	11,8%
<b>Total des charges avant la contribution à l'équilibre</b>	<b>177 770</b>	<b>171 794</b>	<b>181 226</b>	<b>186 125</b>	<b>2,7%</b>
Contribution à l'équilibre	0	0	0	0	
<b>Total des charges</b>	<b>177 770</b>	<b>171 794</b>	<b>181 226</b>	<b>186 125</b>	<b>2,7%</b>

Le concessionnaire indique que les principes d'élaboration du compte d'exploitation suivants sont retenus :

- un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune).
- pour le reste, le Concessionnaire ne réalise pas l'affectation directe des charges et produits sur le périmètre de la concession mais procède par répartition à partir d'une collecte réalisée au niveau supra-concessif

En 2016, on note une progression des produits au compte d'exploitation, de 1,5 % (hors contribution à l'équilibre). Cette progression est liée à une augmentation des recettes d'acheminement (en hausse de 3,662 M€ par rapport à 2015 (152,852 M€)) qui représentent 79% des produits de la concession. Cette hausse serait liée d'une part à un effet volume, conséquence d'un climat favorable avec des températures moyennes constatées inférieures aux normales climatiques et d'autre part à un effet prix lié à l'indexation du tarif d'acheminement (TURPE).

On relèvera à l'inverse depuis 2015, un ralentissement net des produits liés aux raccordement des usagers. On notera en outre, que le concessionnaire présente désormais un sous compte exposant les reprises d'amortissements et de provisions pour renouvellement qui s'établit à 1,707M€ en 2016 pour les reprises de provisions pour renouvellement.

Le montant de la contribution à l'équilibre est supérieur à celui de 2015 (2 945 K€ en 2015, 6 3 87K€ en 2016). Rappelons sur ce point que le TURPE fixé par la CRE, Identique sur l'ensemble du territoire français, permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi d'assurer l'équilibre économique global d'Enedis. Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en-deçà de l'équilibre global, le montant du produit qui sera nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen vient consolider les produits de la concession ce qui est le cas depuis 2012, pour la concession du département du Calvados.

Il est à noter que cette contribution à l'équilibre n'est pas une notion à caractère comptable, ni un flux financier mais elle illustre le lien essentiel entre les concessions qu'est l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Globalement, les charges progressent de 2,7 % en 2016.

On relève une progression de 4,1 % des charges d'exploitation tandis que les charges de personnel diminuent de 2,6 %.

On note en outre une progression importante de la contribution aux charges centrales (+11,8%). Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. L'agrégat « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée et il est donc impossible de définir la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

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

#### 5.4 RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES

Linéaire HTA en km	2013	2014	2015	2016
Fichier technique HTA	8 554	8 580	8 618	8 652
Fichier comptable HTA	8 715	8 739	8 680	8 748
Ecart technique/comptable HTA	-161	-159	-61	-96

Linéaire BT en km	2013	2014	2015	2016
Fichier technique BT	10 789	10 863	10 921	10 991
Fichier comptable BT	10 854	10 912	10 954	11 011
Ecart technique/comptable BT	-65	-49	-33	-20

Enedis enregistre les ouvrages de la concession dans deux fichiers indépendants, l'un technique et l'autre comptable. On constate en 2016 un écart de linéaire de réseau entre les données techniques par rapport aux éléments comptables de - 0,2% pour la BT et de -1,1% pour la HTA.

Le SDEC ENERGIE souligne que les écarts de longueur indiqués ci-dessus sont des écarts à la maille de la concession (et non à la maille communale), sans prise en compte des technologies (aérien, souterrain, fils nus, torsadés...). Si on retient les écarts absolus cumulés en tenant compte des ETI (Elément Technique d'Immobilisation) des ouvrages, de leurs dates de mise en service et de leur

localisation à maille communale : code géographique INSEE), les écarts entre la base technique et comptable sont substantiels.

## 5.5 LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

<b>Point positif</b>	La réduction des écarts de la sous-valorisation des ouvrages réalisés par le SDEC Energie.
<b>Points négatifs récurrents</b>	La limitation à 20% des provisions pour renouvellement des biens ruraux.
	Le non-amortissement des biens financés par le SDEC Energie.
	L'absence d'information 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.