

Rapport de contrôle de la concession de distribution publique d'électricité attribuée à ENEDIS

Rapport 2018 au titre de l'année 2017



Sommaire

RAPPORT DE CONTRÔLE ENEDIS 2017

Introduction	Page 2
1 Un peu d'histoire.....	Page 4
2 L'organisation administrative des réseaux électriques	Page 4
3 La propriété des ouvrages	Page 6
4 La maîtrise d'ouvrage.....	Page 7
5 Le fondement du contrôle	Page 8
 Le patrimoine et les travaux	 Page 9
1 Le réseau basse tension dit « BT »	Page 10
2 Le réseau moyenne tension dit « HTA »	Page 17
3 Les postes de transformation.....	Page 22
4 Les caractéristiques du réseau Enedis au 31 décembre 2017.....	Page 24
5 Le renouvellement des ouvrages.....	Page 25
 Qualité de la fourniture.....	 Page 27
1 Qualité de la tension.....	Page 27
2 La continuité de fourniture.....	Page 28
 Le service aux usagers.....	 Page 31
1 La clientèle.....	Page 31
2 La consommation.....	Page 31
3 Les recettes.....	Page 32
 Analyse comptable et financière	 Page 34
1 Le compte d'exploitation du concessionnaire	Page 34
2 Les principes comptables.....	Page 41
3 Le patrimoine concédé en chiffres	Page 47
 Glossaire	 Page 57
 Annexe 1	 Page 58
 Annexe 2.....	 Page 59
 Annexe 3.....	 Page 60

Introduction

La mission principale de l'**Union des Secteurs d'Énergie du Département de l'Aisne** est le contrôle de la distribution publique d'électricité dans le département de l'Aisne.

Cette compétence obligatoire est portée depuis la création du syndicat en 1972. De l'extérieur l'organisation du service public de l'électricité et la répartition des rôles entre **Enedis** et l'**USEDA** peut paraître abscons.

L'**USEDA** constitue la voix des communes auprès de l'exploitant du réseau et est le garant du service public de l'électricité.

Le syndicat défend les prérogatives de ses membres face à une entreprise publique dont

certaines orientations ne sont plus compatibles avec les intérêts des communes adhérentes.

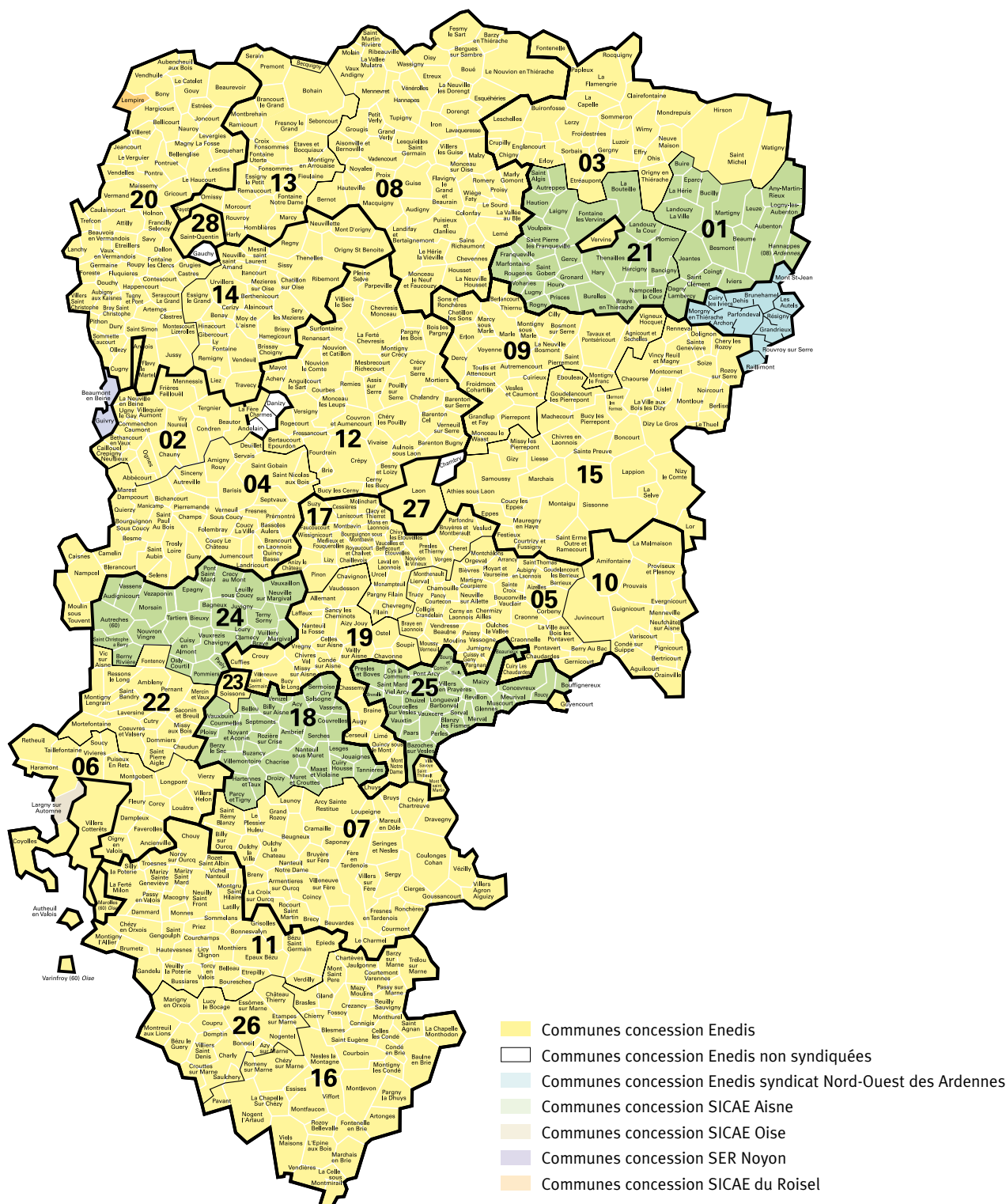
Il faut souligner que lorsque l'**USEDA** est en désaccord avec **Enedis**, le syndicat ne remet jamais en cause l'implication et la qualité des agents **Enedis**. Il dénonce des positions stratégiques de l'entreprise.

Il faut encourager **Enedis** à poursuivre les investissements sur le réseau gage de l'équité entre les territoires urbains et ruraux.

Il faut que chaque tempête ne se transforme pas en opportunité de communication pour **Enedis** mais rappelle à **Enedis** le besoin d'entretenir et moderniser les réseaux.



Pouvoir concédant du service public de l'électricité dans l'Aisne



1 Un peu d'histoire

Le présent rapport concerne uniquement le contrôle de la concession confiée à Enedis

Avant d'examiner le compte rendu présenté par Enedis, il est essentiel de comprendre comment s'articule le système électrique français.

Dès la fin du XIX^{ème} siècle, les communes ont été un maillon essentiel de la distribution d'électricité.

En effet, une loi de 1884 leur attribuait la compétence d'organisation de ce service public en pleine extension.

Au début du XX^{ème} siècle, la distribution d'électricité était assurée par des entreprises privées agissant au début par de simples permissions de voirie puis, après la loi du 15 juin 1906, par des concessions.

En ville, les concessionnaires étaient souvent des entreprises privées qui dégageaient des bénéfices suffisants pour créer et exploiter des réseaux d'électrification. En zone urbaine le réseau s'est rapidement étendu.

En zone rurale, la progression était lente. L'habitat diffus, la longueur des réseaux rendaient les coûts d'investissement et d'exploitation trop élevés pour des entreprises privées, c'est pourquoi, les communes ou leur groupement sont intervenus et ont supporté la plus grande part des investissements.

En même temps, des coopératives d'électricité ont été créées par des agriculteurs (SICAE).

Au début de la 2^{ème} guerre mondiale, on dénombrait en France 154 entreprises de production, 85 entreprises de transport et 1 150 entreprises de distribution.

La loi n°46 - 628 du 8 avril 1946 nationalise cette multitude d'entreprises pour créer EDF, concessionnaire unique et obligé des communes pour la distribution et de l'État pour le transport.

Seules les régies et les SICAE ont été laissées en dehors de cette nationalisation.

2 L'organisation administrative des réseaux électriques

2-1 Au niveau national

Les grandes dates qui ont marqué l'organisation de la distribution d'électricité en France sont les suivantes :

1884 La loi du 5 avril 1884 caractérise la distribution d'énergie électrique comme un service public local d'essence communale.

1906 La loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie reconnaît aux communes le pouvoir concédant en matière de distribution d'électricité. Les communes ou leurs regroupements ont la responsabilité d'organiser la distribution publique d'électricité.

1917 Création des syndicats appelés « syndicats d'électrification rurale ».

1934 Création de la FNCCR, Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

1936 Création du Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (FACE).

1946 Transfert à l'état de la propriété des entreprises privées concessionnaires des services publics d'électricité et de gaz ; les collectivités locales conservent le pouvoir concédant et la maîtrise d'ouvrage des investissements sur leurs réseaux de distribution. Loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. Cette loi a laissé toutefois subsister les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) créées sous la forme de société d'économie mixte ou de société coopérative pour 4 communes qui n'avaient pas eu recours à des entreprises privées pour la construction et l'exploitation de leur réseau d'électricité. L'activité de ces entreprises est faible puisqu'en 2010 elle ne concerne que 170 concessions de distribution représentant environ 5 % des utilisateurs.

1982 Accroissement des compétences des collectivités locales grâce à la décentralisation.

1992 Aboutissement des négociations entre la FNCCR et EDF pour un nouveau modèle de contrat de concession.

2000 - 2006 *Ouverture progressive des marchés de l'énergie à la concurrence et renforcement du rôle des autorités concédantes de la distribution d'électricité (loi du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés publics de l'énergie, loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique).*

13 décembre 2000 La loi relative à la solidarité et au renouvellement urbain (SRU).

2 juillet 2003 La loi Urbanisme et Habitat (UH) simplifiant les dispositions d'urbanisme issues de la loi SRU.

1^{er} juillet 2007 Les marchés énergétiques sont ouverts à la concurrence pour tous les clients particuliers.

24 décembre 2007 Le décret n°2007-1826 fixant des niveaux de qualité et des

prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

1^{er} janvier 2008 La création d'ERDF (Electricité Réseau Distribution France), société anonyme, filiale à 100 % du groupe EDF.

17 juillet 2008 Le décret fixant les taux de réfaction mentionnés dans l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000- 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

4 août 2008 La loi de modernisation de l'économie, relative au développement du très haut débit en fibre optique, autorise les autorités organisatrices des réseaux de distribution d'électricité, accessoirement à l'exercice de cette compétence, à assurer, en complément des travaux qu'elles réalisent sur ces réseaux, la maîtrise d'ouvrage et l'entretien d'infrastructure de génie civil destinées au passage de réseaux de communications électroniques.

2010 La loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME).

Le Code Général des Collectivités Territoriales reprend la réglementation en matière de distribution publique d'énergie électrique, dans son article L2224- 31 et sera cité dans cette note.

L'existence de ces textes législatifs a généré des événements issus ou conséquences de leur application, dont les principaux sont les suivants :

- **1917** Création des syndicats appelés « Syndicat d'électrification rurale ».
- **1934** Création de la FNCCR, Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.
- **1936** Création du FACE, Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

- **1999** Première phase de l'ouverture des marchés de l'énergie. Les clients consommant plus de 100GWh par site sont éligibles (16 GWh en mai 2000, 7 GWh en février 2013).
- **1^{er} juillet 2004** Ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité et de gaz pour les clients professionnels et les collectivités locales.
- **1^{er} juillet 2007** Ouverture à la totalité du marché français de l'électricité, après

établissement d'un rapport d'étape de la Commission Européenne programmé en 2006.

- **1^{er} janvier 2008** Electricité Réseau Distribution de France (ERDF) est une société anonyme. Filiale à 100 % du groupe EDF, elle exploite le réseau de distribution d'électricité de la concession (ex EDF).

- **2016** ERDF change de nom et devient Enedis.

2-2 Au niveau local

Aujourd'hui, la plupart des communes n'exercent pas toutes de manière isolée, leur attribution en matière de distribution d'énergie, mais adhèrent à des syndicats intercommunaux regroupant de plus en plus fréquemment l'intégralité ou la quasi-totalité des communes du Département, auxquels elles ont transféré leurs compétences.

À ce jour, au niveau national, il reste encore 736 concessions dont 537 communales et 199 intercommunales.

Dans le département de l'Aisne au 31 décembre 2017, il reste 9 autorités organisatrices d'électricité (AODE) dont 4 intercommunales.

Dans le cadre du département de l'Aisne, l'USEDA est la plus grande autorité organisatrice de distribution d'électricité. Elle regroupe 793 communes représentant 533 000 habitants.

Courant 2016, trois nouvelles communes, LA FÈRE, VERVINS et VILLERS-COTTERÊTS ont adhéré à l'USEDA.

L'USEDA a délégué l'exploitation du service public de l'électricité à trois concessionnaires :

- Enedis pour 672 communes (contrat de concession signé le 6 février 1995 pour une durée de 30 ans),
- La SICAE DE L' AISNE pour 136 communes (contrat de concession signé le 3 février 1995 pour une durée de 30 ans),
- La SICAE DE L'OISE pour 1 commune (contrat de concession signé le 4 mai 2005 pour une durée de 30 ans).

L'Union des Secteurs d'Énergie du Département de l'Aisne propriétaire des réseaux publics de distribution d'électricité comme le définit l'article 46 de la loi de nationalisation de 1946 est la personne publique responsable de la distribution publique.

3 La propriété des ouvrages

L'article 46 de la loi de nationalisation de 1946 indique que les collectivités locales sont propriétaires des installations sur le territoire de la concession. Ces installations sur le territoire leur sont remises à titre gratuit à la fin de la concession.

Par suite, en ce qui concerne les ouvrages de distribution, ces derniers appartiennent à l'autorité concédante, entre les limites physiques suivantes :

- A l'amont, ouvrages de transport de l'électricité (bornes de sortie des

disjoncteurs des postes sources, interfaces du réseau de transport et du réseau de distribution publique),

- A l'aval, installations intérieures des abonnés (bornes de sortie du disjoncteur abonné).

Les ouvrages de distribution comprennent les installations de tension strictement inférieures à 63 kV, jusqu'au disjoncteur abonné (lignes moyenne tension HTA, lignes basse tension BT, postes de transformations, branchements, etc...)

4 La maîtrise d'ouvrage

L'article 36 de la loi 46-628 du 8 avril 1946 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.

Le mode de gestion du service public est encadré par le contrat de concession signé le 6 janvier 1995 imposant une répartition des travaux entre les deux seules entités que sont l'USEDA et Enedis. Ce contrat ne prévoit aucune autre maîtrise d'ouvrage possible privée ou publique sur le territoire de la concession.

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

Type de travaux	Commune A	Commune B	Commune C
Renforcement HTA	Enedis	Enedis	Enedis USEDA (1)
Renforcement BT	Enedis	Enedis	USEDA (1)
Extension HTA	Enedis	Enedis	Enedis USEDA (2)
Extension BT puissance inférieure à 250 KVA y compris partie branchement sous domaine public	Enedis	USEDA	USEDA
Réalisation de Branchement individuel	Enedis	Enedis	Enedis
Lotissement	Enedis (3) USEDA (4)	Enedis (3) USEDA (4)	USEDA
Enfouissement réseau BT	USEDA	USEDA	USEDA
Réalisation des réseaux intérieurs dans les lotissements	USEDA	USEDA	USEDA

Commune A : Commune urbaine ne reversant pas la Taxe sur la Consommation Finale de l'Electricité (TCFE) à l'USEDA

Commune B : Commune urbaine reversant la TCFE à l'USEDA

Commune C : Commune rurale

- 1 Dans le cadre de travaux de renforcement BT avec des travaux sur le poste de transformation, l'USEDA interviendra sur le réseau HTA.
- 2 Dans le cadre d'une demande d'extension BT ou de contrainte électrique BT entraînant la création d'un poste, l'USEDA construira la structure HTA.
- 3 Enedis assure le renforcement HTA.
- 4 le réseau BT est posé par l'USEDA.

5 Le fondement du contrôle

L'USEDA veille à l'acheminement optimal de cette énergie jusqu'au consommateur final.

Assurer le contrôle physique et financier des ouvrages publics de distribution est l'une des missions importantes que l'USEDA assure auprès des communes adhérentes.

La collectivité concédante a l'obligation stricte de contrôler la bonne exécution du contrat par le concessionnaire.

Cette obligation trouve son fondement dans la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique, renforcée par l'article L 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales qui dispose que « les autorités concédantes exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions ».

Cette obligation a été affirmée par l'article 17 de la loi de 2000 sur l'électricité : « les autorités concédantes exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de ces concessions. Elles assurent le contrôle des réseaux publics d'électricité. A cette fin, elles désignent un agent de contrôle distinct du gestionnaire de réseau public de distribution ».

Les missions de service public sont définies à l'article 1 de la loi du 10 février 2000 :

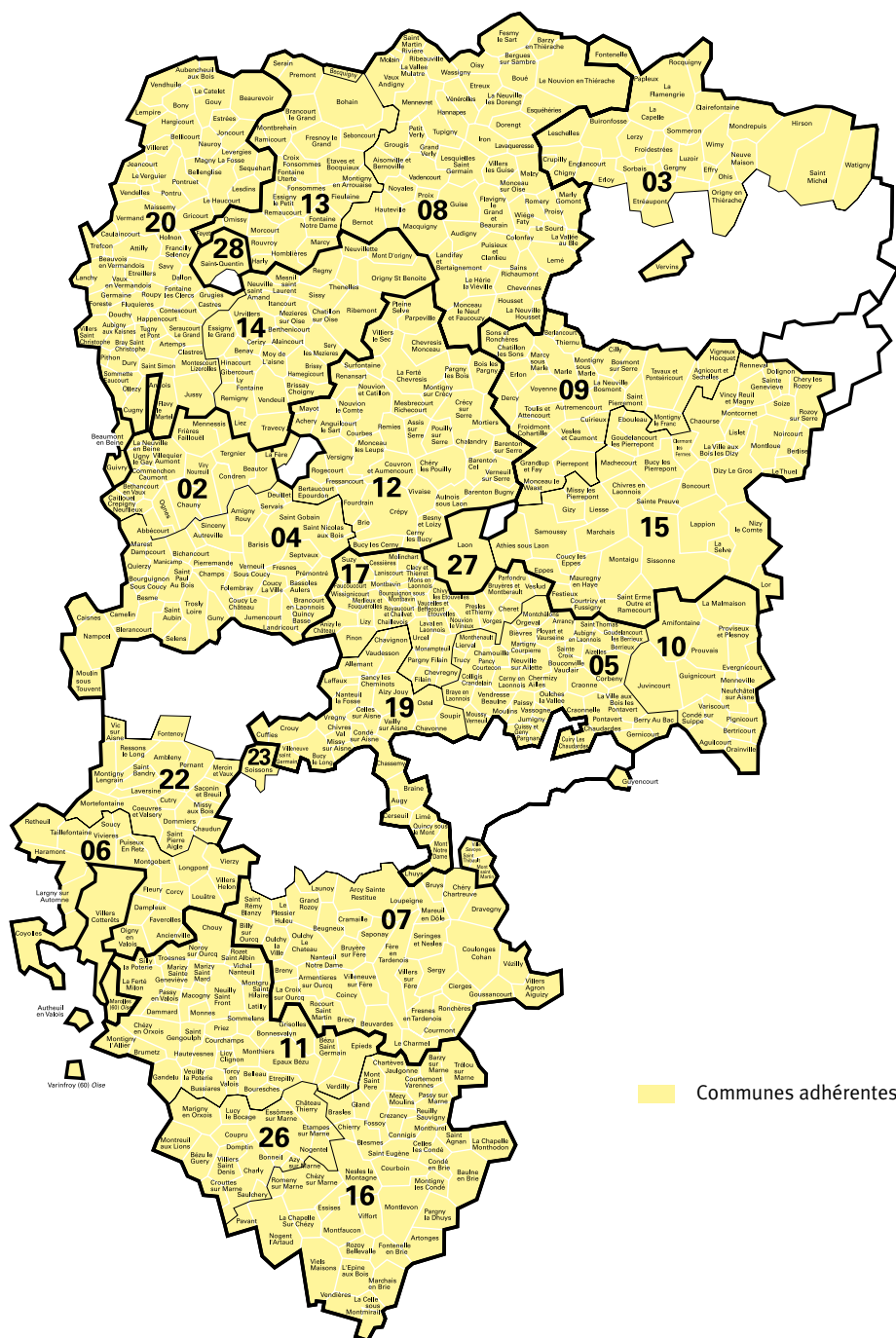
- La garantie de l'approvisionnement sur l'ensemble du territoire de la concession,
- La contribution à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, à la maîtrise de la demande d'énergie et à l'utilisation rationnelle de l'énergie,
- La cohésion sociale et la lutte contre l'exclusion, le développement équilibré du territoire dans le respect de l'environnement, la recherche et le progrès technologique et la sécurité publique,
- Le respect des principes d'universalité, d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Le contrôle des réseaux publics de distribution ne consiste pas à procéder à une inspection détaillée, qui reste à la charge du concessionnaire (article 10 du cahier des charges de la concession) mais, à vérifier que les dispositions du contrat de concession sont bien respectées par Enedis.

Le patrimoine et les travaux

La concession trouve ses limites géographiques aux limites territoriales des 672 communes adhérentes à l'USEDA et desservies par Enedis.

Concession USED-ENEDIS au 31 décembre 2017



Situation au 31/12/2017

Date du contrat : 6 février 1995
 Durée : 30 ans
 Nombre de communes : 672
 Nombre d'habitants : 494 738 dont pour la population rurale 216 816 habitants soit 43,82 % et 277 922 habitants pour la population urbaine.

Le patrimoine de la concession est composé des lignes de distribution publique d'électricité, de tous les organes qui sont mis en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la sécurité des personnes et des biens.

Les lignes électriques correspondent aux lignes dont la tension est inférieure à 63 000 volts.

L'USEDA est propriétaire des ouvrages de distribution publique pour le compte des communes adhérentes, suite au transfert de compétences.

Les limites de propriété sont, d'une part, les postes sources et, d'autre part, la limite de propriété privée du client matérialisée par le compteur électrique ou le disjoncteur.

Les branchements reliant les usagers au réseau (en général construit en propriété privée) font partie du patrimoine de la concession.

Le linéaire de réseau sur la concession Enedis au 31 décembre 2017 s'établit comme suit :

Longueur en KM	Zone urbaine	Zone rurale	TOTAL
Réseau basse tension BT	1 754,6	3 018,7	4 773,3
Réseau moyenne tension HTA	1 528,3	4 813	6 341,3
TOTAL	3 282,9	7 831,7	11 114,6

Les réseaux en zone rurale représentent 70,46 % du linéaire de réseau de distribution publique de concession, alors que la population rurale ne représente que 43,82 % de la population de la concession.

Pour la concession Enedis, 51 communes sont classées en régime urbain et 621 communes en régime rural.

1 Le réseau basse tension dit « BT »

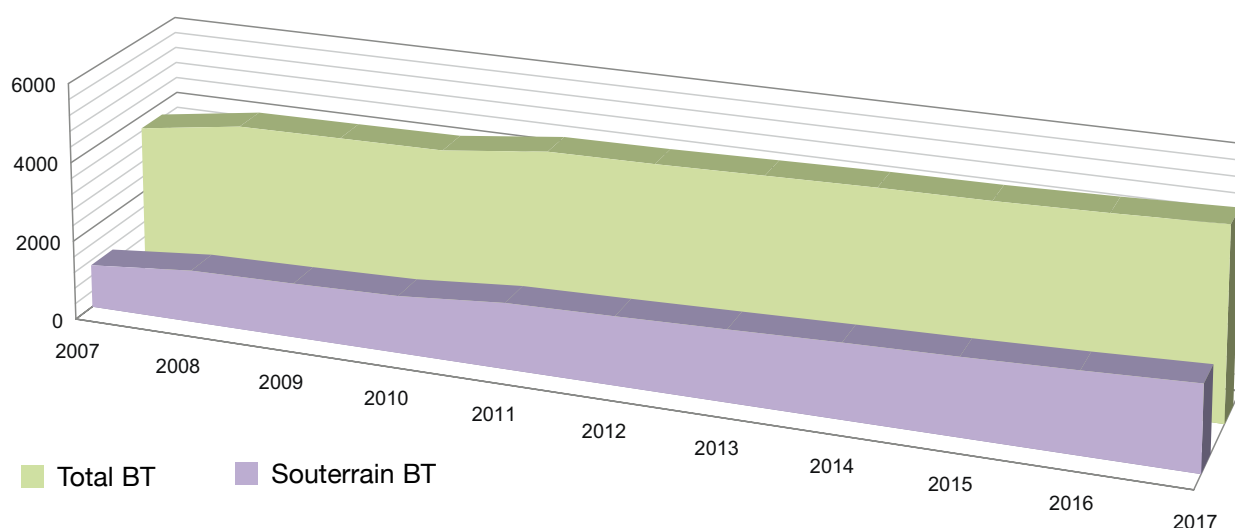
Le linéaire du réseau BT s'établit au 31 décembre 2017 à 4 773,4 km en progression de 2 % par rapport à 2016.

1-1 Evolution du linéaire du réseau BT

Longueur en KM	2016	2017	Variation en %
Aérien nu	413,9	407,5	-1,5 %
Aérien torsadé	2 257	2 253	-0,2 %
Souterrain	2 006,8	2 112,4	5,3 %
TOTAL	4 677,7	4 773,4	2 %

Il reste encore 407,5 km en fils nus soit près de 8,54 % du linéaire des réseaux BT dont 86,5 km fils nus de très faible section.

1-2 Evolution du réseau BT souterrain



Ce sont des réseaux souvent très anciens et de faibles sections. Leur vétusté les rendent dix fois plus fragiles face aux intempéries qu'un réseau torsadé ou souterrain.

1-3 Répartition du linéaire BT entre communes de catégorie rurale et urbaine au 31 décembre 2017

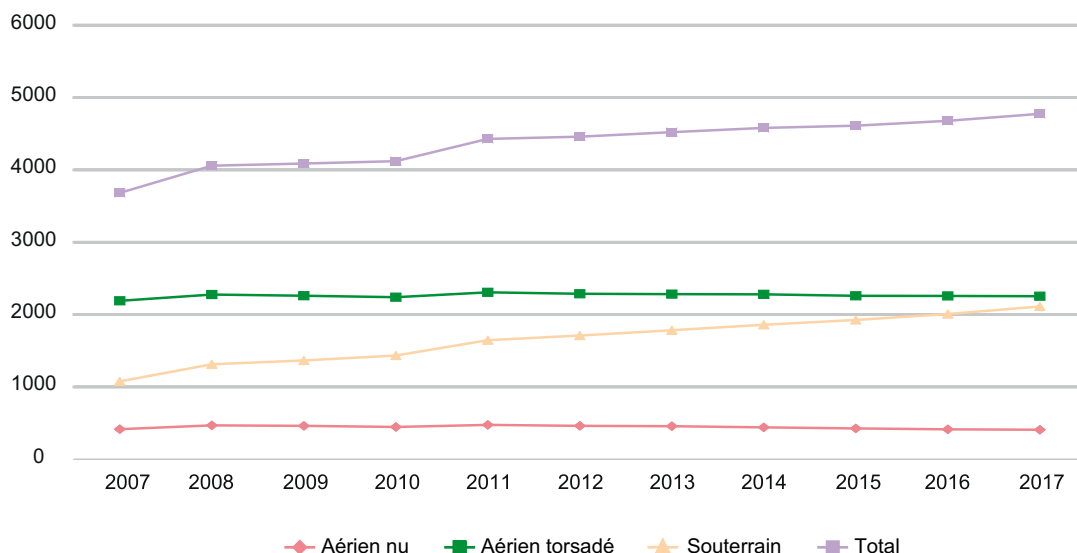
Catégorie des communes (longueur en km)	Aérien nu	Souterrain	Torsadé	Linéaire total BT
Rurales	206,2 6,83 %	1 219,4 40,39 %	1 593,1 52,77%	3 018,7
Urbaines	201,3 11,47 %	892,9 50,89 %	660,4 37,64 %	1 754,6

Le réseau souterrain représente 40,39 % du linéaire total BT en communes dites rurales, 50,89 % pour les communes urbaines et 44,2 % sur l'ensemble de la concession.

A noter que le taux de réseau fils nus est plus élevé en zone urbaine (11,47 %) qu'en zone rurale (6,83 %).

Ce taux démontre le manque de renouvellement des réseaux en zone urbaine par Enedis.

1-4 Evolution du réseau BT



La courbe, ici représentée, permet de constater que la part de souterrain atteint 44,3 % pour le réseau BT sur la concession USED/Enedis en progression de 3,2 %.

L'enfouissement des réseaux électriques présente un double avantage. D'une part, c'est un facteur de sécurité et de qualité. Les nouveaux câbles offrent une meilleure capacité tout en étant protégés des intempéries. D'autre part, ils améliorent l'esthétique urbaine que défigurent les lignes aériennes.

L'USED est en retard par rapport à la moyenne nationale puisqu'elle compte 44,3 % de lignes BT enterrées, mais est en avance par rapport aux zones rurales.

Le taux de linéaire enfoui (au rythme actuel) en fin de concession serait de 60 % à la fin de la concession.

La proportion du réseau fils nus de la concession USED est de 8,54 %.

L'USED s'est donnée comme objectif de supprimer l'aérien nu en secteur rural d'ici la fin du contrat de concession en 2025.

Enedis n'a pas à ce jour de programme spécifique pour supprimer ce type de réseaux en secteur urbain.

Les réseaux les plus fragiles correspondent principalement aux réseaux de faibles sections posés dans les années 1960 (l'âge moyen pour ce type de réseau en BT est de 55 ans).

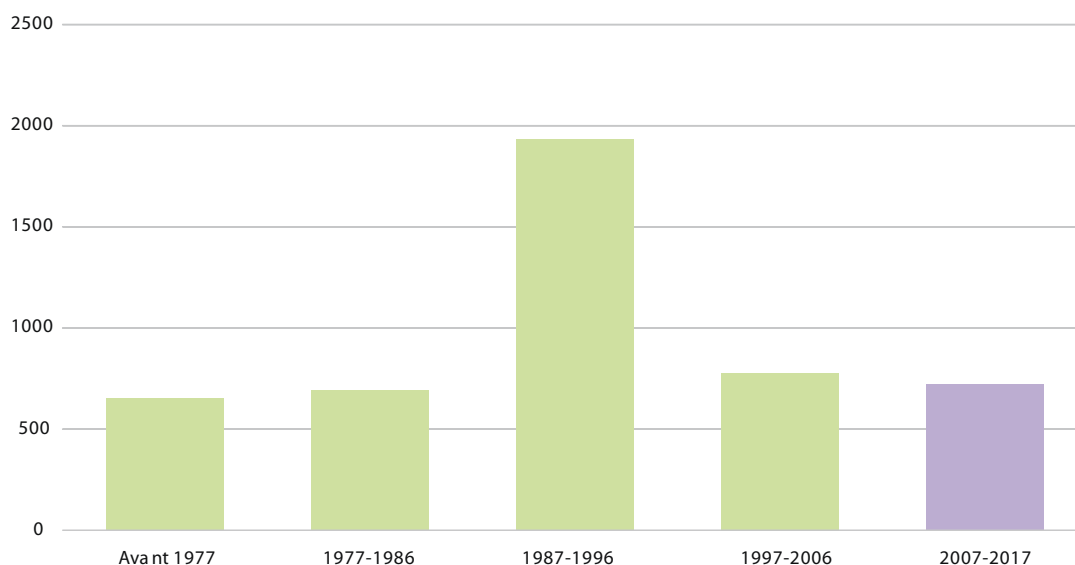
1-5 Taux d'enfouissement BT pour la concession USEDA



L'USEDA a souhaité connaître l'âge physique moyen des réseaux basse tension.

Année	Longueur en km	Pourcentage des réseaux
Avant 1977	652	13,66 %
1977-1986	691	14,48 %
1987-1996	1 932	40,48 %
1997-2006	778	16,30 %
2007-2017	720	15,08 %

Age physique moyen du réseau BT



On constate que le réseau basse tension est de 13,66 % de sa longueur est largement amorti (réseau construit avant 1977) si l'on considère que l'amortissement est effectif au bout de 40 ans.

Ce réseau bien qu'amorti continue sans aucun doute à alimenter correctement les usagers. Mais l'USEDA reste vigilante quant au nécessaire renouvellement qu'Enedis ne réalise qu'à l'occasion d'investissements programmés.

1-6 Syndicats de la région picarde

Le pôle énergie Picardie regroupe les 3 principaux acteurs d'énergies de la région Picardie.

- Syndicat d'énergie de l'Oise SE60
- Fédération départementale d'énergie de la Somme FDE80
- Union des secteurs d'énergie du département de l'Aisne USED A

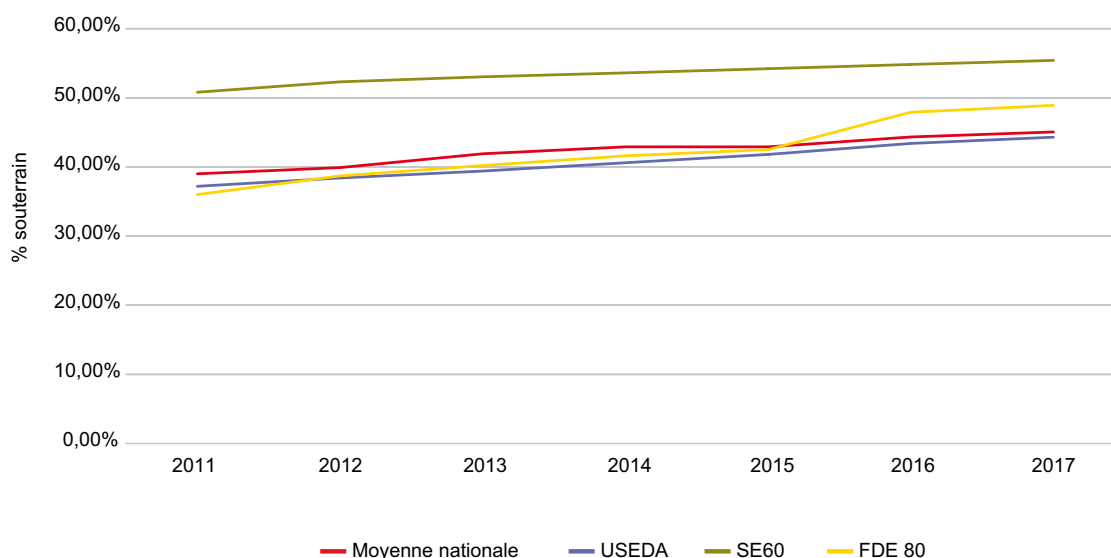
Le pôle énergie Picardie représente :

- 2 016 communes soit 89,3 % des communes de la région Picardie.
- 1 562 882 habitants soit 80,8 % de la population Picardie et a réalisé en 2017, 27,2 millions d'euros d'investissement.

En 2017, le linéaire du réseau BT est de 14 181 Km qui se répartit comme suit :

- SE60 représente 33 % du réseau BT Picardie
- FDE80 représente 33 % du réseau BT Picardie
- USED A représente 34 % du réseau BT Picardie

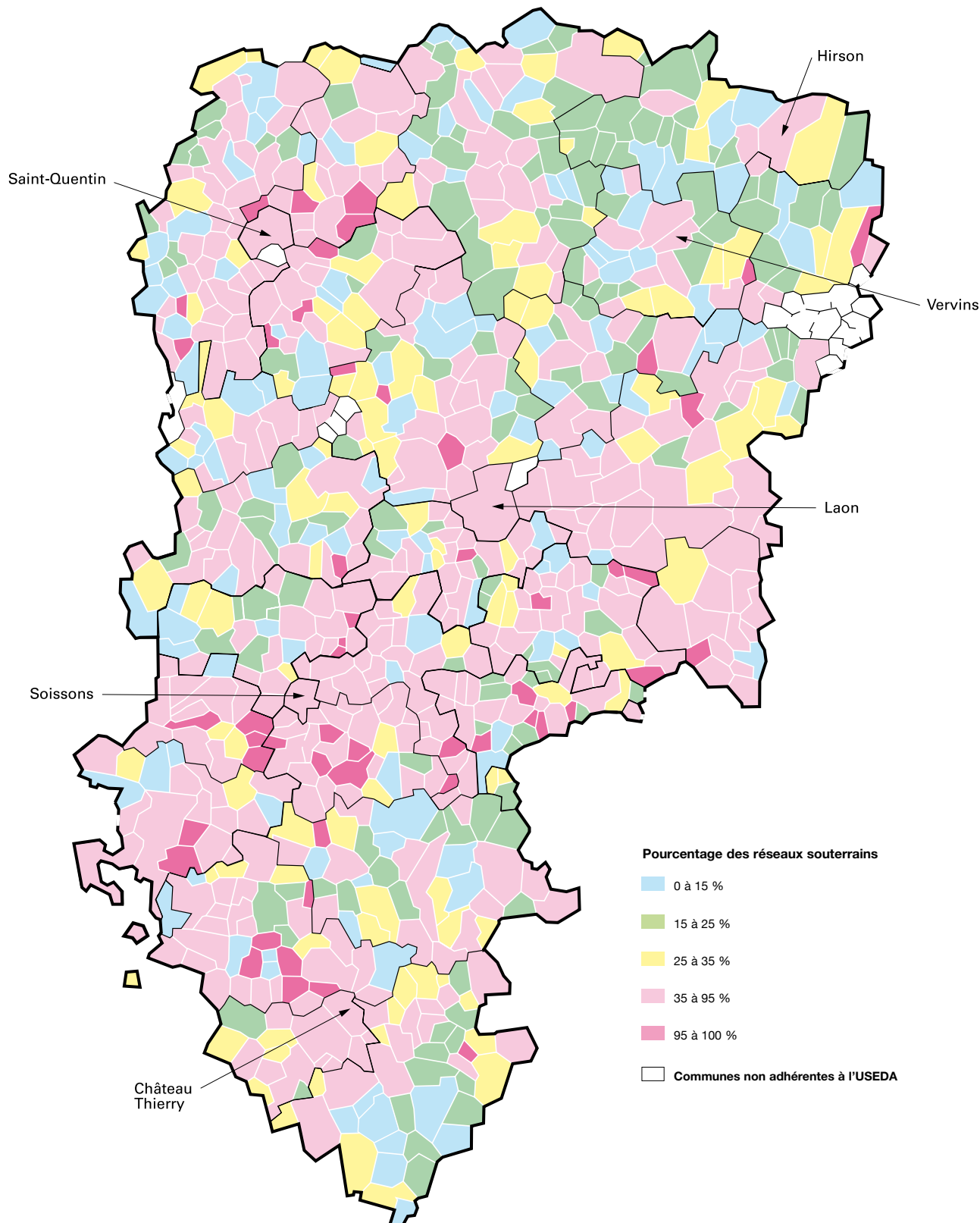
Taux d'enfouissement du Réseau BT



La situation des membres du pôle Picardie est très disparate : supérieure pour le SE60 et légèrement supérieure pour la FDE80 et légèrement inférieure pour l'USED A.

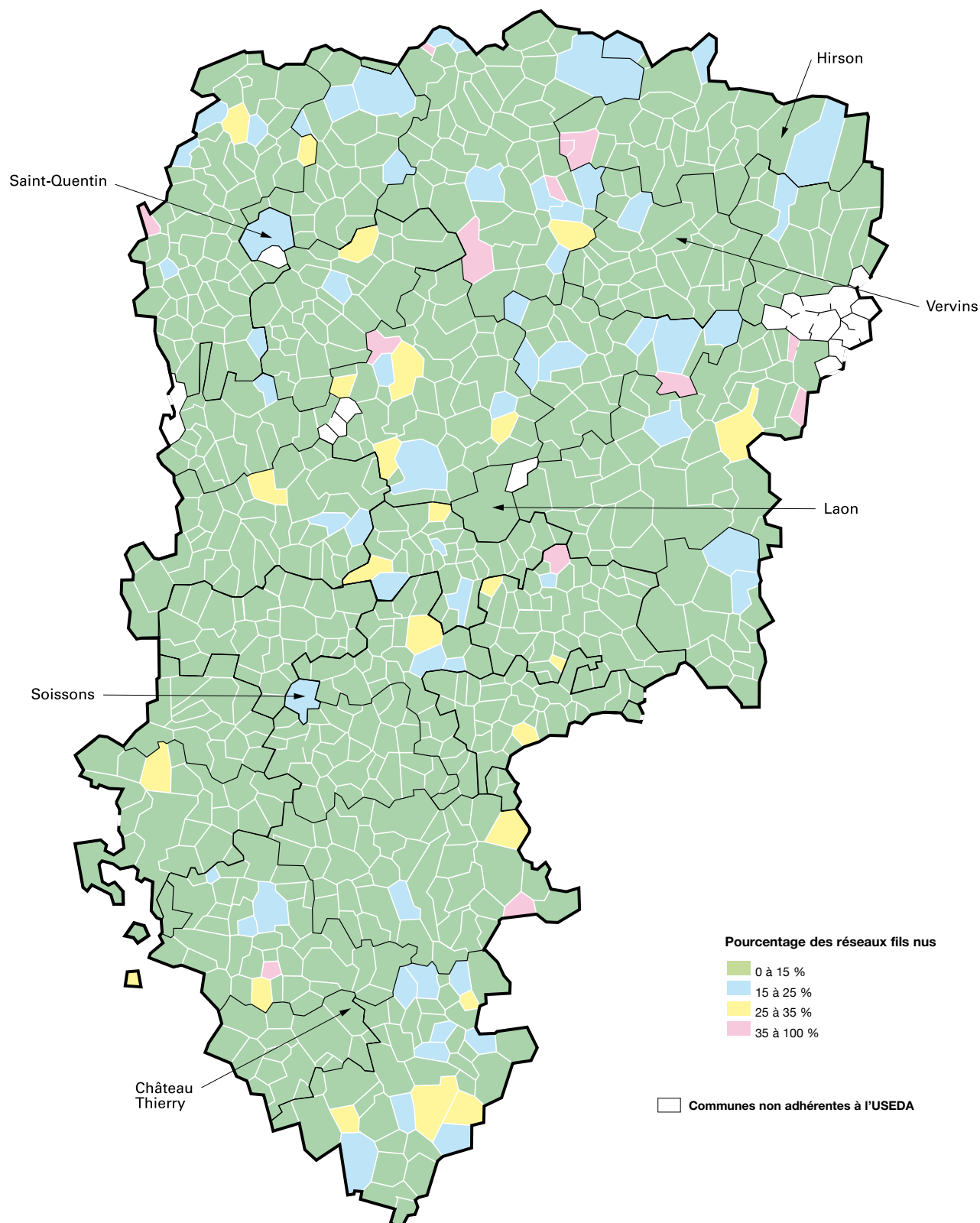
L'Union des Secteurs d'Énergie du Département de l'Aisne

Répartition des réseaux souterrains en basse tension



L'Union des Secteurs d'Énergie du Département de l'Aisne

Répartition des réseaux fils nus en basse tension



2 Le réseau moyenne tension dit « HTA »

Le réseau HTA de la concession représente au 31 décembre 2017, 6 341,3 km en progression de 2 % par rapport à 2016.

2-1 Evolution du linéaire du réseau HTA

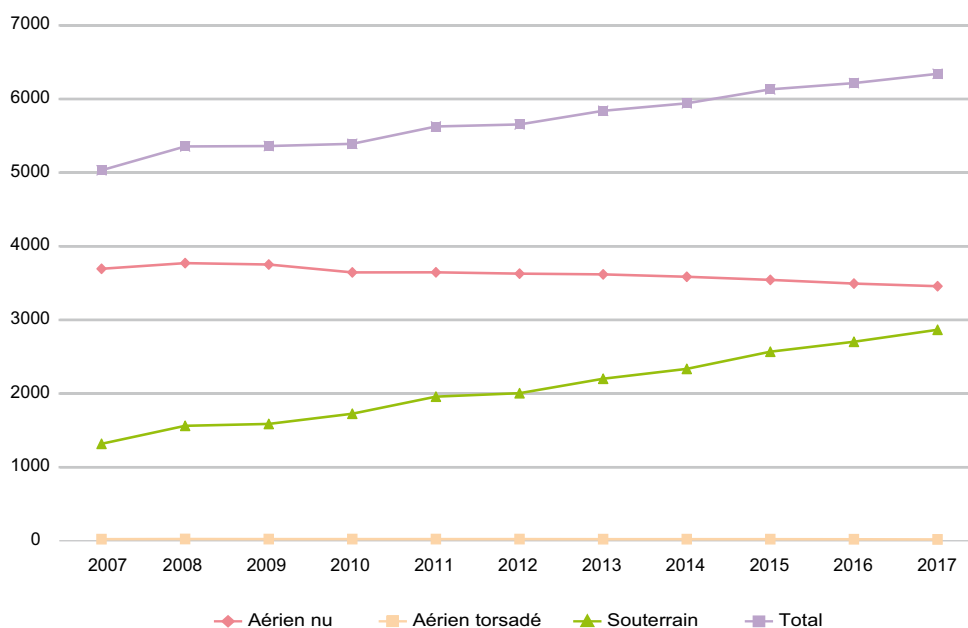
Longueur de réseaux en KM	2016	2017	Variation en %
Réseaux aériens nus	3 492,4	3 457,3	-1 %
Réseaux aériens torsadés	20	18,2	-9 %
Réseaux souterrains	2 702,8	2 865,8	6 %
Réseaux total HTA	6 215,2	6 341,3	2 %

2-2 Répartition du linéaire HTA entre communes de catégorie rurale et urbaine au 31 décembre 2017

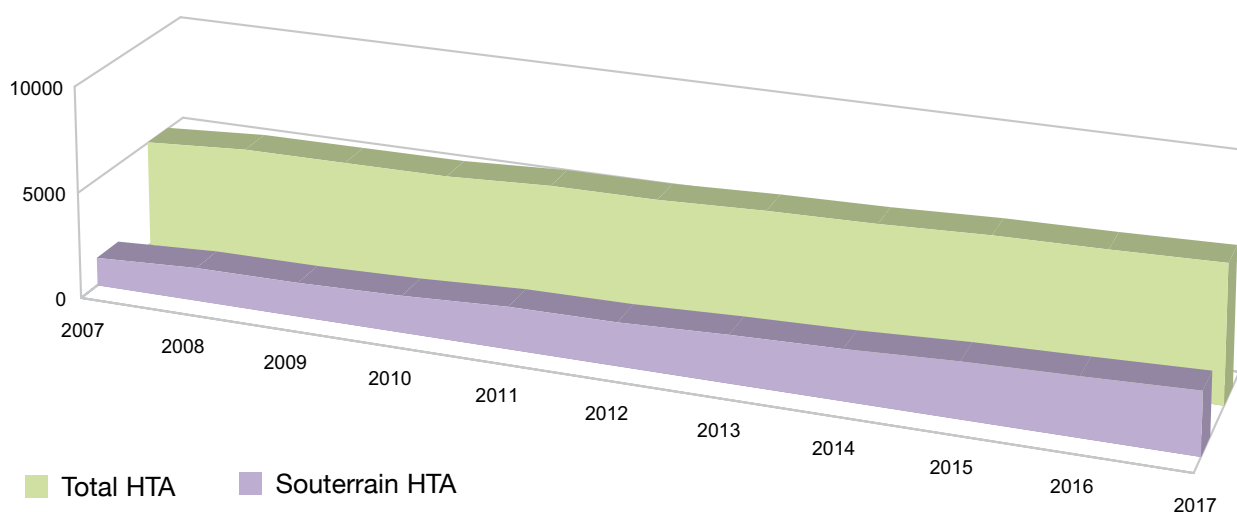
Catégorie des communes (longueur en km)	Aérien nu et fil torsadé	Souterrain	Linéaire total HTA
Rurales	3 022,2 62,79 %	1 790,8 34,92 %	4 813
Urbaines	453,3 29,66 %	1 075 70,34 %	1 528,3

Le réseau souterrain représente 34,92 % du linéaire total en communes dites rurales et 69,91 % pour les communes dites urbaines.

2-3 Evolution du réseau HTA



2-4 Evolution du réseau HTA souterrain



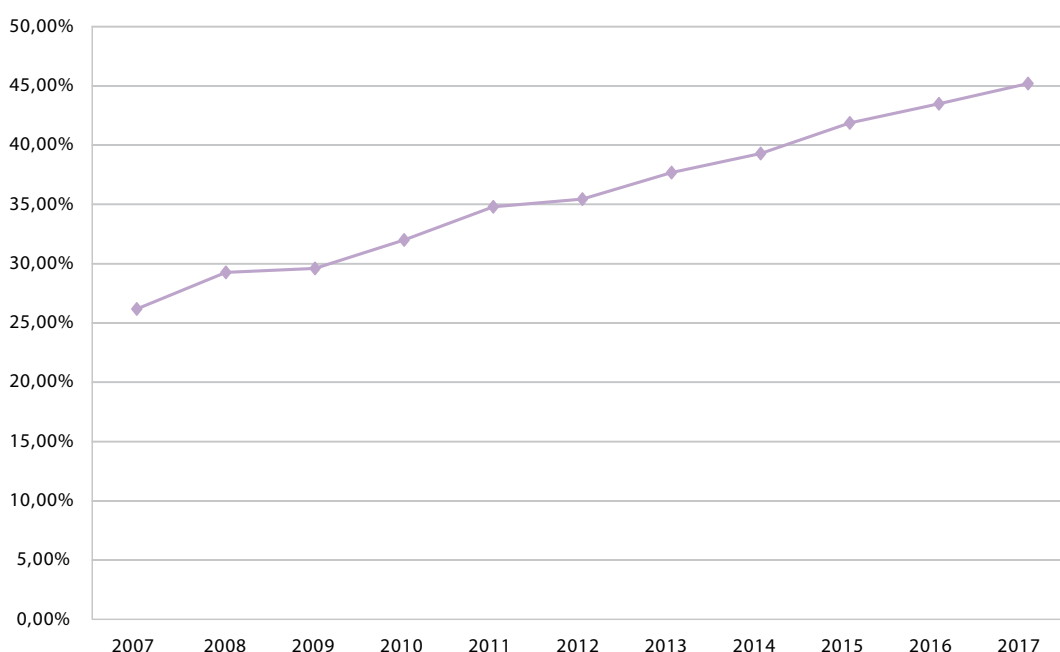
La courbe présentée permet de constater que la part de souterrain atteint 45,19 % pour le réseau HTA. En tenant compte de la tendance des dernières années, la résorption totale du réseau aérien sera effective à l'horizon 2065.

Le taux de réseau souterrain sur la concession USED A est de 45,19 % ce qui constitue un retard

par rapport à la moyenne nationale, mais elle est en avance par rapport aux zones rurales.

Les graphiques ci-après témoignent de l'augmentation progressive du taux d'enfouissement du réseau HTA à la fin de la concession en 2025. Le taux de linéaire souterrain sera (au rythme actuel) de 57 %.

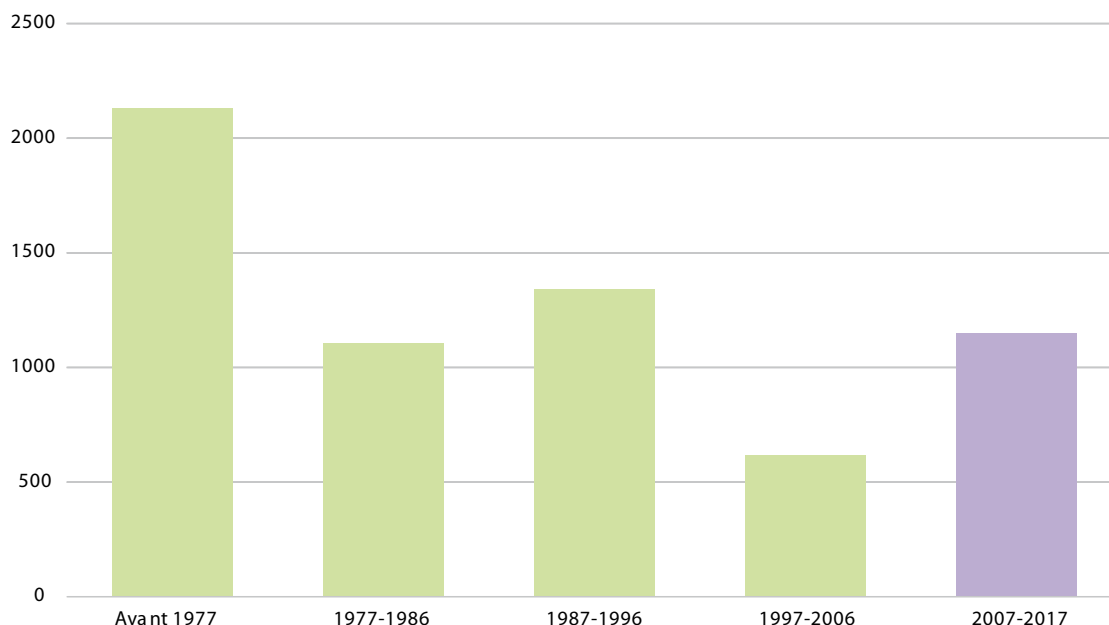
2-5 Taux d'enfouissement HTA pour la concession USED A



Comme pour le réseau basse tension, l'USEDA a souhaité connaître l'âge moyen du réseau HTA.

Année	Longueur en km	Pourcentage des réseaux
Avant 1977	2 129	33,58 %
1977-1986	1 107	17,46 %
1987-1996	1 339	21,12 %
1997-2006	617	9,73 %
2007-2017	1 149	18,12 %

Age physique moyen du réseau HTA



On constate que le réseau haute tension est pour plus de 33 % de sa longueur largement amorti (réseau construit avant 1977).

Nous constatons que les travaux réalisés depuis les dix dernières années n'ont pas permis de compenser le vieillissement du réseau.

Le ralentissement de la moyenne des investissements sur les ouvrages HTA (depuis 10 ans) par Enedis explique l'augmentation du vieillissement vers les ouvrages HTA, car

moins d'ouvrages neufs ou renouvelés vont faire augmenter l'âge moyen des ouvrages en concession. Il s'agit d'un paramètre supplémentaire de surveillance de la vie du patrimoine de l'USEDA.

En 2017, le renouvellement a atteint le même niveau que 2016, puisque l'on est passé de 38,7 km à 39 km de réseau HTA renouvelé, mais ce n'est pas suffisant pour garantir une bonne qualité de fourniture.

2-6 Syndicats de la région picarde

Le pôle énergie Picardie regroupe les 3 principaux acteurs d'énergies de la région Picardie.

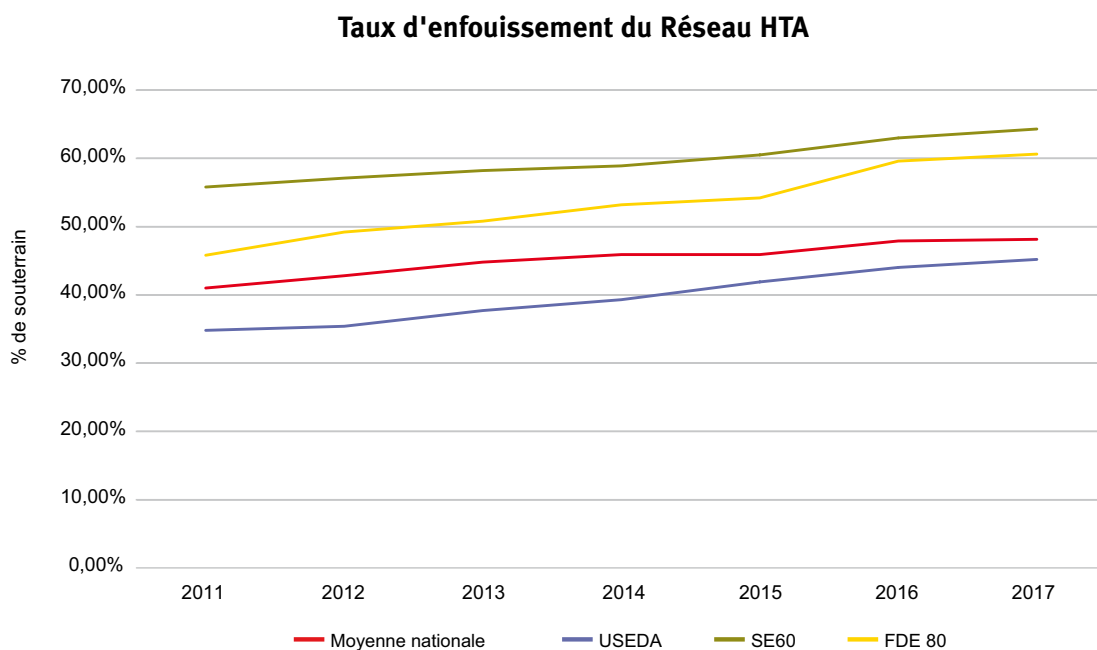
Il s'agit de :

- Syndicat d'énergie de l'Oise SE60
- Fédération départementale d'énergie de la Somme FDE80
- Union des secteurs d'énergie du département de l'Aisne USED A

Il regroupe 2 033 communes, 1 562 882 habitants.

Le linéaire du réseau HTA est de 16 859 km réparti comme suit :

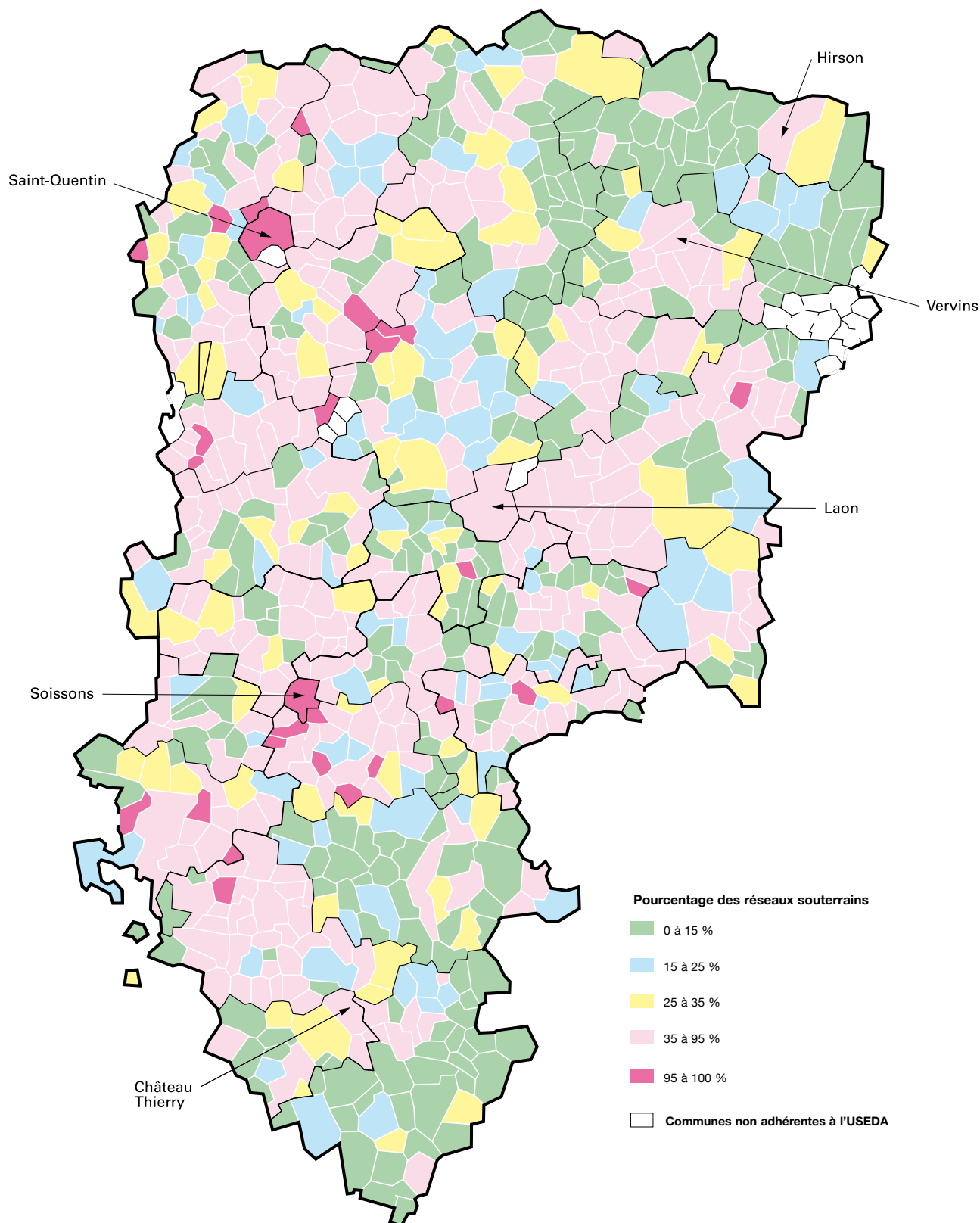
- SE60 représente 28 % du réseau HTA Picardie
- FDE80 représente 35 % du réseau HTA Picardie
- USED A représente 37 % du réseau HTA Picardie



La situation des membres du Pôle Picardie est très disparate : inférieure à la moyenne nationale pour l'USED A et nettement supérieure pour la FDE80 et le SE60.

L'Union des Secteurs d'Énergie du Département de l'Aisne

Répartition d'enfouissements HTA



3 Les postes de transformation

La concession Enedis dispose en 2017 de 6 519 postes de transformation dont 2 168 en zone urbaine en progression de 1,8 % par rapport à 2016.

Les postes de transformation permettent d'assurer le lien entre le réseau moyenne tension HTA et basse tension en abaissant la tension du courant transporté sur le réseau HTA (20 000 volts), à la valeur contractuelle livrée aux usagers, 380 volts en triphasé (230 volts en monophasé).

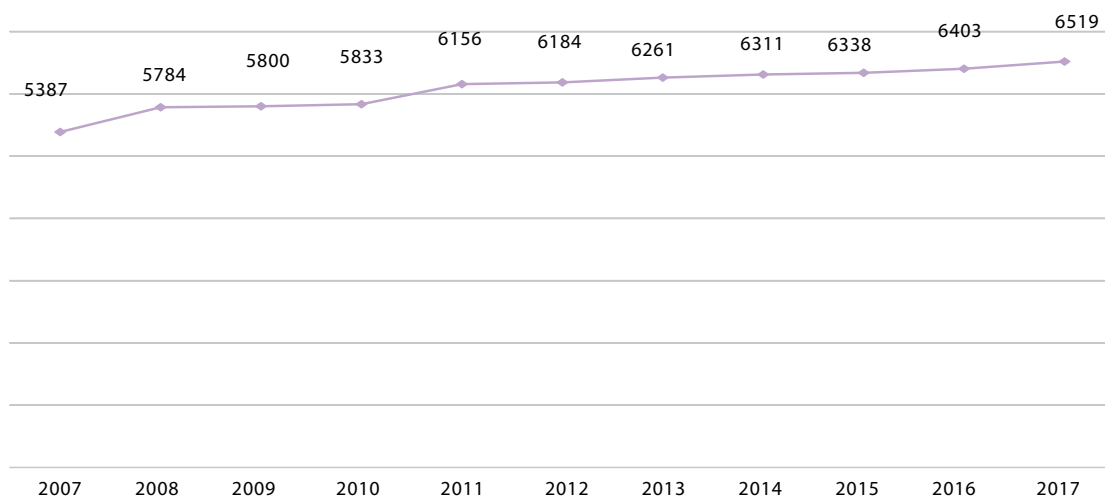
3-1 Répartition des postes HTA/HT au 31 décembre 2017

	2016	2017	Evolution par rapport à 2016
Poste Rural	4 326	4 351	0,58 %
Poste Urbain	2 077	2 168	4,38 %
dont			
Postes sur poteau	2 557	2 517	-1,56 %
Postes cabine haute	404	388	-3,96 %
postes cabine basse	687	716	4,22 %
dont autre poste	2 755	2 898	5,20 %

Nota : la classification rurale ou urbaine du poste est fonction du régime rural ou urbain au sens INSEE de la commune sur le territoire.

Le poste H61 reste prépondérant. Il représente encore 39,9 % du parc des transformateurs contre 38,61 % par rapport à 2016.

3-2 Evolution du nombre de poste HTA/BT



En 2017, les cabines hautes représentent encore 5,95 % du parc de transformateurs contre 6,3 % par rapport à 2016.

L'USEDA doit réfléchir à la mise en place d'un programme d'éradication complète de ces ouvrages.

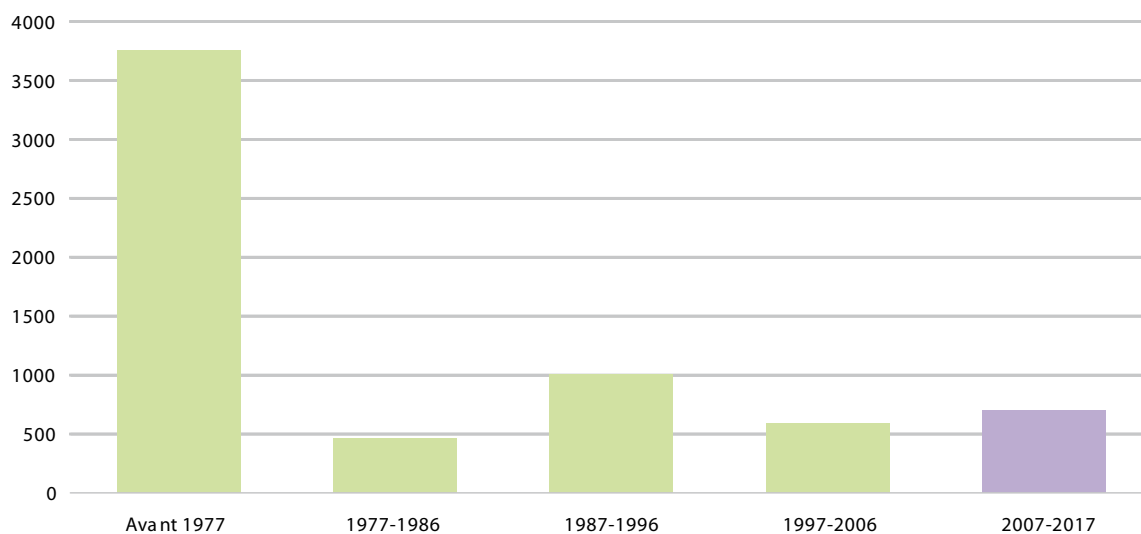
On constate une baisse du nombre de postes maçonnés, de type cabine haute au rythme 16 cabines hautes supprimées par an. L'élimination de ce type de postes prendra plus de 24 ans. Cela n'est pas acceptable mais c'est une amélioration puisqu'en 2016 il fallait 60 années.

Compte tenu du large amortissement de ce type de poste, nous pensons que leur élimination doit se faire sur une période beaucoup plus courte.

3-3 Poste HTA/BT

Année	Nombre de postes	Pourcentage des réseaux
Avant 1977	3 755	57,60 %
1977-1986	464	7,12 %
1987-1996	1 008	15,46 %
1997-2006	592	9,08 %
2007-2017	700	10,74 %

Age physique moyen des postes HTA/BT



Les données sont difficilement exploitables car les âges sont donnés en fonction de la date de construction du génie civil. Il serait souhaitable de connaître la date de mise en place des cellules.

Bilan de la partie ouvrages de la concession :

En 2017, le réseau s'est étendu de 126 km pour le réseau HTA et de 96 km pour le réseau BT. Les réseaux aériens ont régressé de 9 km pour le réseau BT et de 37 km pour le réseau HTA.

Le linéaire de câble souterrain a augmenté de 163 km pour le réseau HTA et de 106 km pour le réseau BT.

Il est regrettable qu'Enedis ne communique pas le réglage des prises à vide HTA/BT, ce qui permettrait de vérifier si les hypothèses prises en compte dans le calcul des abonnés mal desservis sont conformes à la réalité du terrain.

4 Les caractéristiques du réseau Enedis au 31 décembre 2017

	2016	2017
Nombre de poste sources alimentant la concession	20	21
Nombre de poste sources situés sur la concession	19	20
Nombre de départs HTA alimentant la concession	258	258
Nombre de départs HTA issus des postes sources	270	271
Longueur moyenne d'un départ HTA	24,08 km	23,75 km
Longueur des réseaux HTA par usager	24,68 m	24,58 m
Longueur des réseaux BT par usager	18,58 m	18,50 m
Nombre de poste de distribution publique	6 403	6 519
Nombre de cabines hautes HTA/BT	404	388
H61	2 557	2 517
Postes cabine basse	687	716
Nombre de postes type urbain	2 755	2 670
Pourcentage réseaux HTA en souterrain	43,5 %	45,2 %
Pourcentage réseaux BT en souterrain	42,9 %	44,3 %
Pourcentage réseaux BT en aérien nu	8,8 %	8,5 %



5 Le renouvellement des ouvrages

5-1 Définition

Selon l'article n° 10 du cahier des charges de la concession, Enedis doit assurer le renouvellement des ouvrages de la concession.

Le cahier des charges précise :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux de raccordement, de renforcement, de déplacement ou d'amélioration, notamment esthétique. Le concessionnaire participera au financement de ces travaux de renouvellement

si le montant de sa contribution, à verser à l'autorité concédante, a fait l'objet d'un accord avec celle-ci avant l'exécution des travaux.

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées ».

Par conséquent, comme les ouvrages, propriétés de la collectivité, exploités par et pour le compte d'un concessionnaire vieillissent du fait de cette exploitation et des aléas climatiques. Enedis doit veiller à renouveler les réseaux qui présentent un danger pour les usagers ou qui ne répondent plus aux normes de qualité de fourniture.

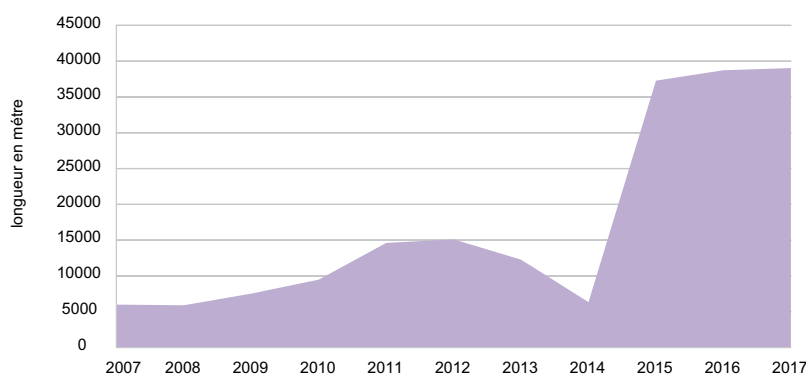


5-2 Le renouvellement HTA

Le tableau résume le renouvellement effectué depuis 2007.

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur en m	5 993	5 903	7 533	9 485	14 614	15 105	12 279	6 343	37 276	38 724	39 039

L'évolution depuis 2007



Sur la concession USEDA, en 2017 Enedis n'a renouvelé que 39,09 km de réseau HTA. A cette vitesse, il faudra près de 162 ans pour renouveler la totalité du réseau en 2017 contre 161 ans en 2016 et 164 ans en 2015.

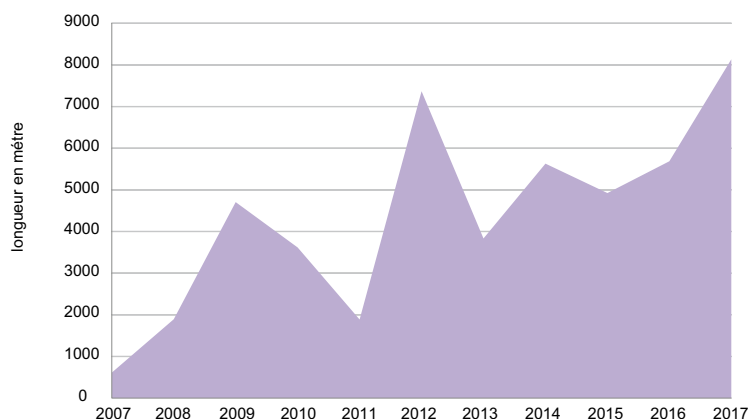
La qualité du réseau ne peut que difficilement s'améliorer.

5-3 Le renouvellement BT

Le tableau résume le renouvellement effectué depuis 2007.

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueur en m	612	1 893	4 705	3 616	1 886	7 367	3 832	5 628	4 923	5 686	8 133

L'évolution depuis 2007



En 2017, le renouvellement BT a augmenté de 43,3 % par rapport à 2016. Ce n'est pas suffisant pour maintenir une fourniture de bonne qualité.

Le concessionnaire qui n'a certes aucune obligation à renouveler les ouvrages de façon systématique doit, selon l'autorité concédante, accentuer son programme de renouvellement des réseaux BT compte tenu des critères de qualité de fourniture qui se dégrade très légèrement au niveau des abonnés mal desservis.

Qualité de la fourniture

1 Qualité de la tension

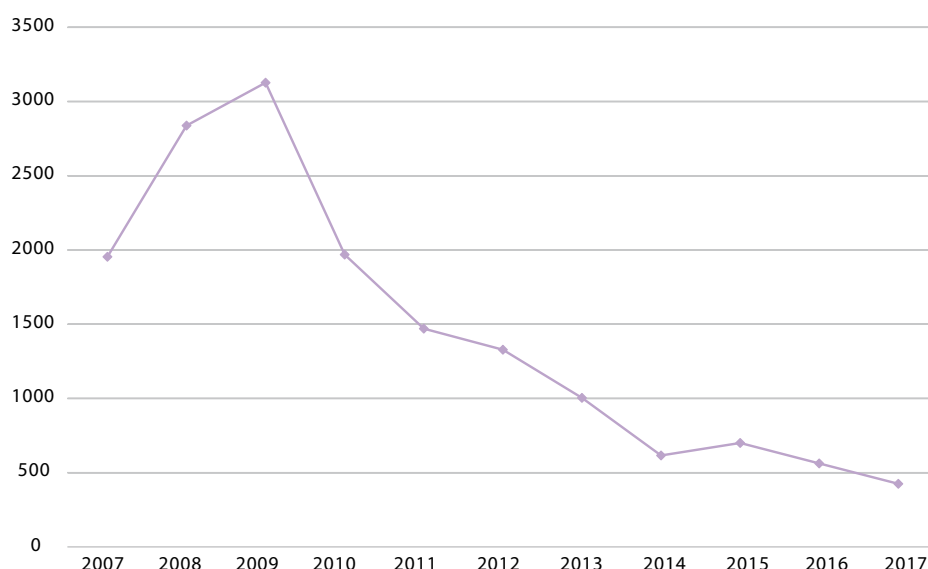
Les chutes de tension en basse tension sont réglementées. Effectivement depuis le 24 décembre 2007, un arrêté porte les tolérances contractuelles chez l'utilisateur à 230 V de + 10% à - 10%.

L'origine de la chute de tension est due à un appel trop important par rapport à la longueur du réseau et à sa section.

En dessous de 207 volts et au-delà de 244 volts l'utilisateur est considéré comme mal alimenté.

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nombre d'abonnés	1 954	2 838	3 127	1 969	1 470	1 328	1 004	616	700	562	425
% abonnés de la concession	1,22 %	1,30 %	1,60 %	0,95 %	0,60 %	0,60 %	0,40 %	0,25 %	0,28 %	0,22 %	0,16 %

Nombre d'abonnés mal alimentés



Depuis 2010, Enedis sans aucune concertation a décidé de modifier le logiciel de simulation des réseaux et a mis en œuvre un nouveau plan de tension sur le réseau HTA. Ce nouveau plan correspond notamment à l'augmentation de la tension des postes sources (passant de 20 000 V à 20 800 V) et des postes de distribution publique.

Cette augmentation permet ainsi à Enedis et selon un calcul purement théorique, de remonter la tension chez les usagers et de réduire le nombre d'usagers qui étaient mal alimentés, avec moins de 207 kV.

Selon les nouvelles hypothèses, le nombre d'usagers mal alimentés sur la concession aura été réduit de 70 % par rapport à 2010.

L'USEDA regrette vivement de ne pas avoir été associée à la démarche et émet de fortes réserves quant à l'adéquation entre le modèle de calcul théorique et la réalité sur le terrain.

C'est pourquoi, il serait souhaitable de s'assurer que le réglage de la tension des postes de transformation, réellement effectué sur le terrain, soit conforme à ce que le logiciel prévoit. Une demande a été formulée auprès d'Enedis en 2013 et réitérée dans le cadre de la loi conférence NOME qui s'est tenue en Juin 2015 dans les locaux de la préfecture de l'Aisne.

Le concessionnaire a refusé de communiquer les renseignements demandés, car selon Enedis les valeurs de réglages sont des actes d'exploitation et les valeurs utilisées dans le modèle par la simulation informatique ne sont pas communiquées. Ce refus a été confirmé lors de la réunion de la conférence FACÉ en juin 2017.

Commentaires :

Les résultats obtenus ne résultent pas de mesures sur le terrain mais sont calculés par l'outil statistique appelé méthode SIG. Ils demandent un minimum de prudence. En effet, leur pertinence repose d'une part, sur la valeur du modèle de calcul et d'autre part, sur l'exactitude des données alimentant celui-ci. Par exemple, la méthode ne prend pas en compte la présence des pompes à chaleur ni même l'existence de tarifs jaunes ruraux. Et d'autre part, les usages de type agricole, bien que significatif, n'existent plus dans les profits spécifiques de calcul de contrainte.

Un protocole a été signé en janvier 2012 entre la direction territoriale de l'Aisne d'Enedis basée à SAINT-QUENTIN et l'USEDA pour quantifier les degrés d'urgence des renforcements à effectuer et la procédure définitive à mettre en place entre Enedis et l'USEDA.

2 La continuité de fourniture

La durée moyenne de coupure, vue par un usager, et le nombre moyen de perturbations permettent de donner une image globale de la qualité du produit « électricité » sur le territoire de la concession Enedis de l'USEDA.

Il faut noter que ces valeurs sont moyennes sur l'ensemble du territoire de la concession et ne permettent pas de mettre en relief les disparités concernant la qualité de fourniture. Il serait très intéressant de connaître la durée de coupure en zone rurale et en zone urbaine, voire même de connaître la durée de coupure pour chaque commune de la concession.

Mais Enedis se refuse à communiquer ces informations.

Le **critère B** correspond au temps moyen exprimé en minutes de l'interruption de fourniture pour l'ensemble des usagers de la concession suite à des travaux ou à des incidents sur le réseau HTA et sur le réseau BT.

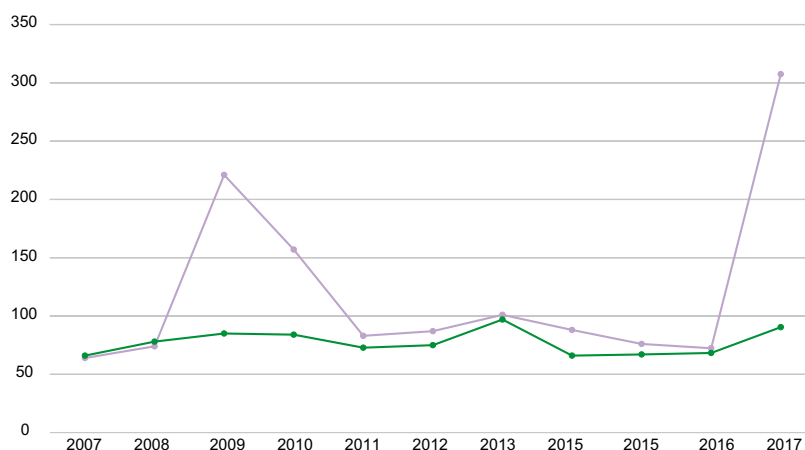
En 2017, la concession USED A a été balayée par la tempête EGON. L'évolution du critère B est le suivant :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Concession	64	74	221	157	83	87	101	88	76	72,3	307,4
National	66	78	85	84	72,8	75	97	66	67	68,3	90,4

L'adhésion de la commune de SAINT-QUENTIN en 2011 contribue à ce que le critère B de la concession USED A devienne équivalent au critère du département de l'Aisne.

On constate une baisse du temps de coupure. Le temps de coupure est toujours supérieur à la moyenne nationale qui en 2017 est de 90,4 minutes.

Évolution du critère B



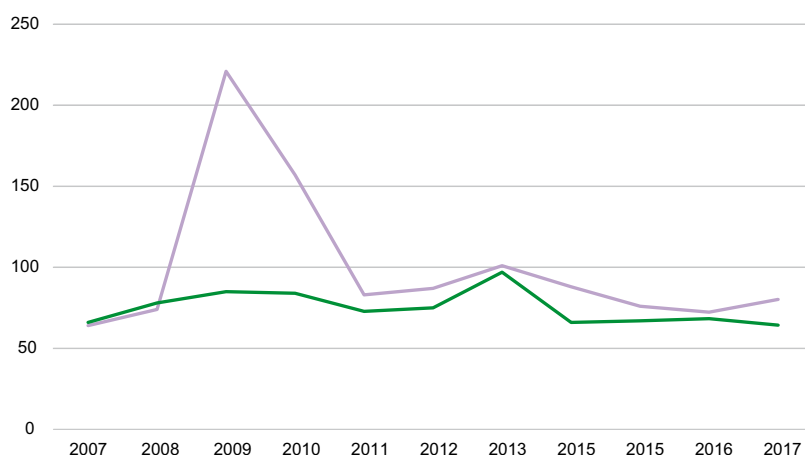
Pour pouvoir établir une comparaison objective avec le temps de coupure des années précédentes, il faut comparer le critère B hors évènements climatiques exceptionnels.

En 2017, il est le suivant :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Concession	64	74	221	157	83	87	101	88	76	72,3	80,2
National	66	78	85	84	72,8	75	97	66	67	68,3	64,2

Le temps de coupure est toujours supérieur à la moyenne nationale avec les évènements climatiques, qui en 2017 est de 64,3 minutes et ceci depuis 2008.

Évolution du critère B hors évènements climatiques



Le critère B, hors évènements climatiques exceptionnels, s'est dégradé en 2017 puisqu'il est passé de 72,3 minutes en 2016 à 80,2 minutes en 2017.

On constate que depuis 2008, le temps de coupure de la concession est supérieur à la moyenne nationale.

La politique de maintenance mise en place par ENEDIS ne semble pas porter ses fruits.

Bilan de la partie

Point positif :

- Enedis a communiqué la longueur des réseaux sur lequel l'élagage a été réalisé.

Point à améliorer :

- Enedis n'a pas fourni le critère B à la maille communale.

Points négatifs :

- Enedis refuse de communiquer le réglage des prises à vide des transformateurs.
- Le critère B, hors événements climatiques exceptionnels, s'est dégradé passant de 72,3 minutes en 2016 à 80,2 minutes en 2017.



Le service aux usagers

Comme tous les ans, le contrôle de l'activité du concessionnaire en matière de clientèle permet de mesurer les efforts fournis en matière de prestation.

1 La clientèle

En 2017, la concession USED-Enedis comprend 257 903 points de livraison (en progression de 2,44 % par rapport à 2016).

En 2017, le nombre de clients au tarif régulé s'élève à 196 651 abonnés soit une baisse de 4,13 % par rapport à 2016.

Le nombre de clients ayant fait valoir leur droit à l'éligibilité est de 61 252 (soit 23,75 % du nombre total d'abonnés en progression de 30,42 % par rapport à 2016).

Entre 1996 et 2017, l'augmentation moyenne annuelle s'élève à 10,4 % (120 411 abonnés en 1996 et 257 903 abonnés en 2017, soit + 137 662 contrats) en raison de l'augmentation du périmètre de l'USED.

En 13 ans, l'USED est passée de 260 227 habitants pour 723 communes à 533 000 habitants pour 794 communes.

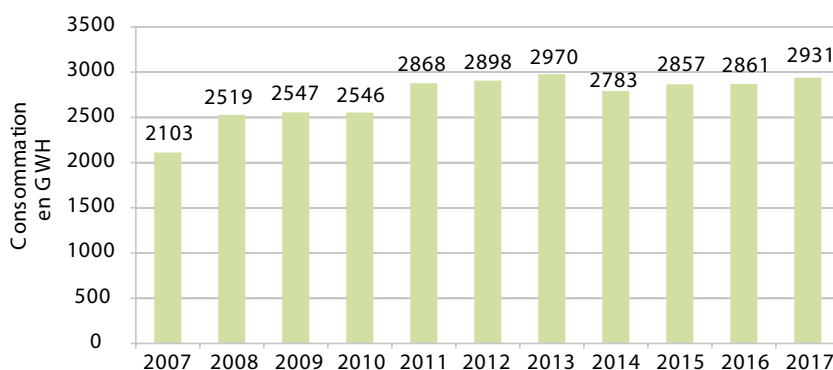
2 La consommation

Enedis a été en mesure de fournir l'intégralité des consommations de la concession pour l'année 2017. Ainsi en 2017, les kW acheminés s'établissent à **2 931 GWh en hausse de 2,4 %** par rapport à 2016.

Depuis 2007, l'évolution à l'acheminement s'établit comme suit :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Acheminement en GWh	2 103	2 519	2 547	2 546	2 868	2 898	2 970	2 783	2 857	2 861	2 931

Évolution de l'énergie acheminée



3 Les recettes

Compte tenu de l'ouverture des marchés, on distingue désormais les recettes d'acheminement correspondant à l'activité du gestionnaire de réseau et les recettes de fourniture correspondant à l'activité du fournisseur.

Le coût d'acheminement est fixé par décision ministérielle. Il comprend les frais inhérents à l'entretien et à la continuité du réseau, à leur renouvellement, à la relève des compteurs et au dépannage.

Le tarif bleu (C5) est réglementé pour les puissances souscrites ou inférieures ou égales à 36 kVA.

Le tarif réglementé est fixé nationalement et correspond à :

- Une part fourniture,
- Une part Tarif Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE)

Il doit garantir au gestionnaire de réseaux les moyens d'entretenir et de développer les réseaux dans des conditions satisfaisantes de sécurité, de qualité et de rentabilité assurant leur pérennité. Il est payé par le client à son fournisseur qui le réserve au gestionnaire de réseau.

En raison de l'ouverture, Enedis communique pour les tarifs régulés (clients non éligibles et ceux éligibles n'ayant pas fait valoir leur droit à l'éligibilité) les recettes globales hors taxes et CSPE (contribution aux charges du service public de l'électricité).

La CSPE permet :

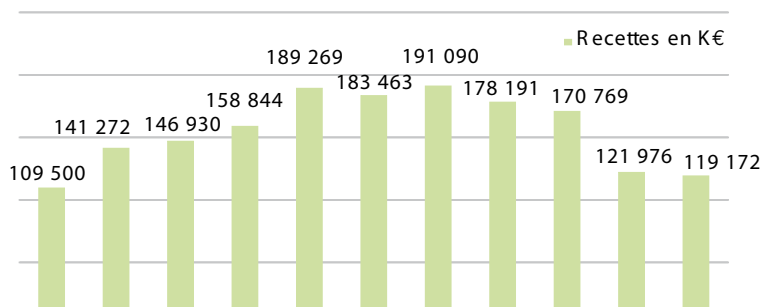
- Le financement des missions de services publics et notamment des dispositifs sociaux,
- le rachat d'énergie renouvelable,
- l'alimentation des zones non interconnectées.

Cette contribution figure sur les factures et correspond à 0,0225 €/kWh au 1^{er} janvier 2018 (en augmentation de 15,3 % par rapport à 2015).

L'évolution des recettes globales pour les tarifs régulés est la suivante :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Recettes en K en euros	109 500	141 272	146 930	158 844	189 269	183 463	191 090	178 191	170 769	121 976	119 172
Evolution en %	-1,33 %	29,02 %	3,62 %	8,00 %	19,15 %	-3,07 %	4,16 %	-6,75 %	-4,17 %	-28,57 %	-2,30 %

Évolution des recettes des tarifs régulés



La baisse de 2,3 % en 2017, est liée à la migration de tarifs bleus des tarifs régulés aux tarifs ouverts à la concurrence.

Au niveau de l'ensemble des abonnés de la concession il n'est possible de ne connaître que les recettes d'acheminement.

L'évolution des recettes d'acheminement est la suivante :

	2016	2017
Recettes en K en euros	95 963	99 355
Evolution en %		+ 3,5 %



Analyse comptable et financière

1 Le compte d'exploitation du concessionnaire

Enedis tient une comptabilité nationale qui ne permet pas de connaître directement les produits et les charges, à la maille de la concession.

Ces éléments doivent donc être restitués à l'aide de données directement enregistrées à la maille de la concession ou de la commune.

Lorsqu'elles sont disponibles, ces données sont utilisées de préférence aux données comptables enregistrées à une maille plus étendue.

C'est le cas pour la plupart des produits (recettes d'acheminement) ; mais aussi pour une grande partie des charges (redevances de concession, FACE, dotations aux amortissements et provisions).

Des données comptables enregistrées à une maille locale correspondant à l'organisation territoriale du distributeur Enedis.

La maille pertinente pour l'activité de distribution est désormais constituée par un territoire régional au sein duquel sont mis en commun les moyens et les compétences, qui étaient naguère répartis entre dix à quinze centres EDF Gaz de France Distribution. En France, il y a 25 directions régionales.

La prise en compte de cette maille est susceptible d'avoir des impacts significatifs sur les éléments financiers d'exploitation (cf. calcul des éléments financiers, ci-après).

Des données comptables enregistrées à la maille nationale.

Ces données sont réparties entre 25 régions du distributeur Enedis au prorata des activités métiers. Des données sont issues des comptes dissociés nationaux.

La loi du 10 février 2000 a imposé à Enedis de réaliser une dissociation comptable pour l'activité d'acheminement. Ces écritures sont enregistrées à la maille nationale, à la maille des entités

locales du distributeur Enedis ou directement à la maille de la concession ou de la commune.

En s'appuyant sur cette comptabilité dissociée, il est possible de fournir des éléments financiers pour l'activité d'acheminement d'une concession. Ces éléments n'ont toutefois de sens que pour des concessions qui atteignent une dimension significative.

Les recettes de l'activité d'acheminement résultent du tarif d'utilisation des réseaux d'électricité TURP. Arrêté par voie réglementaire, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), il est indépendant de la distance d'acheminement de l'énergie et de la situation géographique du point de livraison. Il permet au distributeur Enedis de financer l'activité de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire qu'il dessert.

Les tarifs sont réputés calculés pour permettre de dégager un résultat reflétant les coûts effectivement engagés par le gestionnaire de réseaux. Pour le distributeur Enedis, cette adéquation doit s'établir à l'échelle de l'ensemble du territoire qu'elle dessert, les concessions étant considérées comme un tout.

En réalité, chacune d'entre elles présente des caractéristiques propres (densité de clients, tissu industriel, géographie, zone climatique...) qui ont une incidence déterminante sur ses produits et ses charges.

Dans le tableau en page suivante, apparaissent les termes « contribution d'équilibre » et « contribution à l'équilibre », respectivement en produit et en charge, ils résultent de la démarche suivante : de façon conventionnelle, il a été recherché un résultat strictement équilibré entre produits et charges pour les concessions prises dans leur ensemble puis, sur la base de cet équilibre d'ensemble, la part qu'il est nécessaire d'affecter à chacune des concessions pour que ses produits et ses charges soient équilibrés.

La contribution d'équilibre (ou de la contribution à l'équilibre) traduit la part que la concession devrait se voir affecter (ou retirer) pour être à l'équilibre quand ses caractéristiques propres ou ses conditions d'exploitations sont dans une situation défavorable (ou favorable).

Le tableau ci-après rassemble ces éléments et fournit la totalité des produits et des charges de la concession.

	Année 2016	Année 2017	Variation 2016/2017
PRODUITS			
Recettes d'acheminement	95 898	99 662	3,93 %
dont clients HTA	21 078	20 870	-0,99 %
dont clients BT ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVa	63 352	66 419	4,84 %
dont clients BT ayant une puissance supérieure à 36kVa	10 852	11 400	5,05 %
dont autres	616	974	58,12 %
Recettes de raccordements et de prestations	12 135	14 983	23,47 %
dont raccordements	10 644	13 555	27,35 %
dont prestations	1 491	1 428	-4,23 %
Autres recettes	2 556	2 005	-21,56 %
Autres produits	20 084	23 064	14,84 %
production stockée et immobilisée	12 330	16 954	37,50 %
reprises sur amortissement et provisions	6 562	5 276	-19,60 %
autres produits divers	1 193	831	-30,34 %
TOTAL DES PRODUITS	130 673	139 714	6,92 %
CHARGES			
Consommation de l'exercice en provenance de tiers	55 128	62 895	14,09 %
dont accès réseau amont	25 832	26 148	1,22 %
dont redevances concédant (R1-R2)	2 725	2 821	3,52 %
dont autres consommations externes	19 373	26 573	37,17 %
dont achats d'énergie pour couvrir les pertes	7 559	7 353	-2,73 %
Impôts taxes et versements assimilés	5 084	4 752	-6,53 %
dont contribution au FACE	2 042	1 904	-6,76 %
dont autres impôts et taxes	3 042	2 848	-6,38 %
Charges personnel	19 640	19 892	1,28 %
dotations d'exploitations	23 935	24 191	1,07 %
dont dotation aux amortissements	11 162	12 541	12,35 %
dont dotation aux provisions	1 180	1 671	41,61 %
dont autres dotations d'exploitations	11 593	9 979	-13,92 %
Autres Charges	3 027	5 826	92,47 %
Charges Centrales	5 014	5 236	4,43 %
Contribution à l'équilibre	6 997	6 210	-11,25 %
TOTAL DES CHARGES	118 825	129 002	8,56 %
TOTAL DES PRODUITS - TOTAL DES CHARGES	11 848	10 712	-10,60 %

La différence entre les produits et les charges qui apparaît en bas de ce tableau est positive pour chaque concession quand les résultats nationaux d'Enedis pour l'activité d'acheminement sont positifs, et inversement.

Ce chiffre indique le niveau de participation de la concession à ce résultat, **après la prise en compte de la contribution d'équilibre ou de la contribution à l'équilibre de la concession.**

Les éléments financiers n'ont de sens que pour des concessions qui atteignent une dimension significative.

Applications aux usagers :

Les tarifs sont fixés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) et applicables sur tout le territoire national. Le tarif de transport et de distribution de l'électricité, unique sur tout le territoire national, est fondé sur le principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique, indépendamment de la distance parcourue par l'électricité entre le lieu de production et le lieu de consommation.

Ces coûts sont pris en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Le principe de la tarification unique sur l'ensemble du territoire a pour conséquence que toutes les concessions ne se trouvent pas dans des situations financières objectivement comparables.

Les déséquilibres résultent de l'hétérogénéité des recettes et des charges de chaque concession (géographie, densité de la population), alors qu'elles bénéficient du même tarif de distribution.

Pour neutraliser cet effet, Enedis a mis en place des « contributions d'équilibre ». Les comptes de chaque concession affichent donc un double résultat, le résultat réel et le résultat dit « normatif » de la concession comprenant cette contribution. Cette péréquation est une donnée essentielle : il s'ensuit que, les grandes concessions urbaines financent les territoires ruraux où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

La contribution d'équilibre ne fait l'objet d'aucun prélèvement effectif de la concession ni d'aucun versement. Elle correspond simplement à la répartition du résultat d'Enedis sur l'ensemble de la concession. En 2016, la concession Enedis/USEDA est une concession « rentable » puisque l'USEDA a contribué à l'équilibre global d'Enedis à une hauteur de 6 992 000 € en 2016 contre 15 128 000 € en 2015. Ce n'est pas une notion à caractère comptable ni un flux financier.

1-1 Les produits

Ils sont constitués des éléments suivants :

Production de service : ce montant est constitué principalement des recettes suivantes :

- **Recette d'acheminement** : il s'agit :

⇒ **de l'acheminement livré et facturé** : clients aux tarifs réglementés, clients ayant exercé leur éligibilité, ainsi qu'une partie des recettes de dépassement de puissance souscrite et de consommation d'énergie réactive ;

⇒ **de l'acheminement livré** mais non facturé à la date de clôture des exercices comptables (variation par rapport à l'exercice précédent positive ou négative). Il s'agit principalement de l'énergie en compteur qui figure dans la rubrique « ont autres » du tableau détaillé des produits.

En 2017, le chiffre d'affaire a augmenté de 4 millions d'euros par rapport à 2016. Cette hausse est liée par un climat favorable avec des températures majoritairement inférieures de 0,2°C par rapport aux normales climatiques. A cette hausse s'ajoute un effet propice lié à l'incertitude du TURPE et à l'évolution des grilles tarifaires de 1,1 % au 1/08/2016 et de la hausse d'entrée dans le TURPE 5 +2,71 % au 1^{er} août 2017.

- **Recette de raccordements et prestations** : ce sont les recettes des raccordements de clients facturés ainsi que celles des services et interventions facturées aux clients alimentés en basse et haute tension (BT et HTA) comme les changements de puissance.

Depuis 2014, Enedis affecte les recettes des producteurs à la concession. C'est un point très positif qu'il faut souligner.

- **Autres recettes** : travaux et prestations de services pour les tiers (y compris EDF et Enedis).

Chiffres d'affaires : il représente la somme des recettes du distributeur.

Autres produits : ils comportent principalement la production immobilisée (part des achats de matériels et des coûts de main-d'œuvre utilisés pour la construction de nouveaux ouvrages) et les reprises sur provisions. Les autres produits comprenant en outre la reprise amortissements et provisions. Ce poste constitue principalement des charges de provisions, charges du personnel sur les reprises des provisions pour le renouvellement.

Contributions à l'équilibre : montant qu'il serait nécessaire d'affecter à la concession pour équilibrer ses produits et ses charges pour un niveau de tarif équilibrant l'ensemble des charges de concessions. Il y a contribution à l'équilibre quand les caractéristiques propres de la concession ou ses conditions d'exploitation sont dans une situation défavorable.

Commentaire :

L'augmentation des reprises pour provisions est due principalement au progrès de l'allongement de la durée de vie (pour le réseau HTA on ne change plus les poteaux et câbles, la durée de vie de ces parties d'ouvrages augmente, en pénalisant à terme l'USEDA en tant que propriétaire des ouvrages.)

1-2 Les charges

Elles comprennent les éléments suivants :

Les consommations de l'exercice en provenance de tiers : il s'agit des achats externes d'Enedis, dont les trois éléments suivants sont :

- **Accès au réseau amont** : ce montant correspond aux charges d'acheminement d'électricité sur le réseau de transport.

En 2017, pour la concession USED A, ce montant était de 26,1 millions d'euros, soit une augmentation de 1,22 % par rapport à 2016 (avec un montant de 25,8 millions d'euros).

- **Achat d'énergie** : achats servant à couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution.

La baisse de 0,2 % est liée à la baisse du prix du marché au regard des trois dernières années.

- **Redevance de la concession** : somme des parts R1 et R2 de la redevance de concession payée au titre de l'exercice 2016. La hausse de 3,52 % démontre l'augmentation des travaux réalisés par l'USED A.

Depuis la mise en place, en 2014, du « protocole de Montpellier » le lissage du calcul de la redevance R2, a fait perdre à l'USED A environ 2 500 000 euros au titre de cette redevance. 2017 est la dernière année de l'application de ce protocole.

Impôts taxes et versements assimilés : on ne retrouve pas dans ce poste les taxes pour lesquelles Enedis n'est que percepteur et qui n'apparaissent donc pas en charges (exemple : TVA, taxes locales sur l'électricité) ni l'impôt sur les sociétés. On y retrouve en revanche :

- **Contribution au CAS FACE** : c'est la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification.

Le CAS FACE (Compte d'affectation spéciale financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale) est dédié à la gestion des aides pour l'électrification rurale.

En 2017, l'USED A a reçu 2 352 000 euros ce qui représente environ 3 552 000 euros TTC de travaux.

Enedis contribue au niveau national pour 94 % du financement de ce compte (ce qui correspond au pourcentage de concession exploité pour Enedis au niveau national).

- **Autres impôts et taxes** : taxes foncières et professionnelles, hors impôt sur les bénéfices.

Charges de personnel : elles comportent les salaires et traitements ainsi que les charges sociales. Depuis 2010, au sein de la rubrique achats et charges d'exploitation, la ventilation des charges de personnel affectées à l'exploitation est différente pour les agents travaillant sur le réseau (au prorata des km de réseau) pour les autres agents (au prorata du nombre de clients).

Dotations d'exploitation : ce poste regroupe toutes les charges de dotations aux amortissements et aux provisions. On distingue des autres dotations, les dotations aux amortissements et les dotations aux provisions pour les biens de Distribution Publique (DP) :

- Dotations aux amortissements DP : cette charge correspond à un amortissement industriel calculé sur la valeur historique des biens, et étalé sur leur durée de vie. Il couvre d'une part, l'amortissement des financements du concédant et d'autre part celui des financements du concessionnaire.
- Dotations aux provisions DP : cette charge correspond à la provision pour le renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens et constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ces dotations sont comptabilisées conformément aux dispositions contractuelles du cahier des charges de concession, elles portent sur :

- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
- la provision pour renouvellement,
- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concessionnaire.

Autres charges : autres charges d'exploitation courantes, type de valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut et d'éventuelles amendes et pénalités.

On voit apparaître depuis le bilan financier de 2001, une nouvelle charge qui est maintenant individualisée. Il s'agit des *charges centrales*.

En incluant les charges des services centraux qui assurent pour l'ensemble d'Enedis certaines fonctions de supports, de missions d'expertises, d'assistance de coordination de fonctions opérationnelles sur l'ensemble du territoire national.

Ces charges sont réparties au prorata du nombre de clients de la concession.

Contribution à l'équilibre : montant qu'il serait nécessaire d'affecter à la concession pour équilibrer ses produits et ses charges pour un niveau de tarif couvrant l'ensemble des charges de la concession ou ses conditions d'exploitation sont dans une situation favorable.

Commentaires sur les éléments financiers de la concession :

Depuis 2007, le marché de l'électricité a été intégralement ouvert à la concurrence. C'est pourquoi, l'USEDA s'attache dès à présent à suivre essentiellement le compte de résultat de la seule activité d'acheminement de l'électricité.

Sur le réseau de distribution, il faut notamment s'assurer que les recettes perçues par l'utilisateur du réseau public de distribution d'électricité couvrent bien les charges d'exploitation, de maintenance et de renouvellement de ce réseau.

Le compte d'exploitation de l'activité d'acheminement communiqué par Enedis dans le compte rendu d'activités 2017 fait état de produits à hauteur de 139 714 000 euros (constitué à près de 71,3 % de recettes d'acheminement) et de charges à hauteur de 129 002 000 euros (dont 9,72 % de dotation aux amortissements, de 1,3 % de dotation aux provisions, et de 4,8 % de contribution de l'équilibre dégageant un « bénéfice » de 10 712 000 euros).

1-3 Le calcul des éléments financiers

En 2012, la comptabilité du Distributeur Enedis comprend, en métropole, la comptabilité d'EDF Gaz de France Distribution et celle d'Enedis.

EDF Gaz de France Distribution tient une comptabilité d'exploitation au périmètre de chaque Centre. Or, l'évolution des activités de distribution conduit les Centres à développer des compétences spécifiques exercées sur des territoires plus vastes. Cette nouvelle organisation, gage de professionnalisme et d'efficacité, a pour conséquence que la comptabilité d'un Centre ne renvoie plus une image fidèle de son territoire et des concessions qu'il dessert.

Enedis tient une comptabilité correspondant au périmètre de sa structure nationale et de ses structures régionales.

Les opérations qui intéressent l'ensemble de l'activité publique sont comptabilisées directement au plan national. La plupart des produits et charges sont donc enregistrés à une maille plus étendue que celle de la concession, ce qui nécessite certains retraitements.

Le compte d'exploitation de l'activité d'acheminement reste toutefois peu lisible dans la mesure où :

- d'une part, de nombreux produits et charges, comptabilisés par Enedis sur un périmètre excédant celui de la concession, sont affectés à la concession à l'aide de clés de répartition sans que l'USEDA ait connaissance des assiettes servant aux répartitions ;
- d'autre part, les recettes d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont calculées différemment suivant les consommateurs.

L'USEDA tire un bilan contrasté des types de mission de contrôle menée sur l'acheminement 2015 du concessionnaire Enedis.

D'un côté, Enedis a communiqué davantage d'informations détaillées relatives tant aux inventaires physiques et comptables du patrimoine concédé qu'à la qualité de l'électricité distribuée et à l'économie de la concession ce qui va dans le sens de la transparence.

En outre, la comparaison de certaines données entre plusieurs sources d'information a pu faire apparaître des écarts significatifs, nonobstant le fait que ces données puissent répondre à des définitions parfois dissemblables.

Enfin, l'USEDA regrette que de nombreuses données ne soient pas enregistrées à la maille de la concession (voire communale) et ne puissent être approchées qu'à l'aide de clés de répartition.

Afin de disposer d'une image plus fidèle possible de la concession et de la qualité du service public rendu, l'USEDA poursuivra sa demande d'amélioration de la fiabilité des informations communiquées par Enedis.

A chaque fois que c'est possible, les données comptables régionales sont complétées par des données disponibles directement à la maille de la concession.

A défaut, la restitution d'éléments financiers d'exploitation à la maille de la concession impose la répartition des données connues à la maille régionale. Chaque nature comptable est alors répartie selon la clé la plus représentative.

Produits	Mode de répartition principal pour la concession
Production de services Recettes d'acheminement Raccordements Prestations Autres recettes	Affectation directe à la concession à hauteur de 95 % Affectation directe de la concession Au prorata du nombre de clients
Autres produits Production stockée et immobilisée Reprise sur amortissements et provisions Autres produits divers	Affectation directe de la concession Au prorata du nombre de clients Au prorata du nombre de clients

Charges	Mode de répartition principal pour la concession
Consommation de l'exercice en provenance des tiers Accès réseau amont Achats d'énergie Redevance de concession Autres consommations externes	Au prorata du nombre de kWh facturés Au prorata du nombre de kWh facturés Affectation directe à la concession Au prorata du nombre de clients
Impôts Taxes et versements assimilés Contribution au Facé Autres impôts et taxes	Au prorata des kWh acheminés (formule FACE) Au prorata du nombre de clients
Charges de personnel	Clé production stockée immobilisée/ Longueur du réseau/Nombre de clients
Dotations d'exploitation Dotation aux amortissements DP Dotation aux provisions DP Autres relations d'exploitation	Affectation directe à la concession Affectation directe à la concession Au prorata du nombre de clients
Autres charges	Au prorata du nombre de clients

Les charges centrales sont la somme de différente nature de charges constatées au niveau des services d'Enedis

Chacune de ces charges est restituée suivant les modes de répartition cités dans le tableau ci-dessus.

Conclusion :

Le compte d'exploitation ne constitue pas un véritable compte d'exploitation de la concession car outre les charges et les produits, il intègre un élément totalement étranger à la concession : la contribution à l'équilibre des autres concessions gérées par Enedis.

Cette contribution résulte de l'application d'une péréquation nationale entre les différentes concessions.

Le montant de la contribution résulte d'un calcul effectué par Enedis au niveau national, calcul auquel le syndicat ne peut avoir accès et se trouve dans l'impossibilité de déterminer la véritable marge de l'activité de distribution de sa concession.

Enedis poursuit la politique qu'elle a mis en place depuis 2011. Pour mémoire, en 2011 Enedis a augmenté la durée de vie des réseaux aériens torsadés et poursuit à ce jour, des études pour augmenter la durée de vie des câblages souterrains BT et HTA sans aucune concertation avec les autorités concédantes.

En 2012, Enedis a modifié la durée de vie des ouvrages de transformation HTA/BT en le portant de 30 à 40 ans.

Par courrier en date du 11 février 2013, l'USEDA a demandé à Enedis de lui communiquer les études scientifiques qui ont permis d'engager cette démarche. Enedis a opposé une fin de non-recevoir en indiquant que ces études étaient confidentielles.

Enedis poursuit sa politique de dégradations des finances des autorités concédantes. Comment peut-on établir des relations de confiance ?

La mauvaise ou la non-information de l'USEDA par son concessionnaire contrevient au principe de la permanence des méthodes comptables. L'impact financier est important pour l'USEDA.

D'une part, l'équilibre financier et économique du contrat de concession est rompu et d'autre part, les dettes et créances d'Enedis et de l'USEDA en fin de contrat seront modifiées puisque les provisions repoussées au-delà du terme de la concession deviennent caduques.

C'est pourquoi, l'USEDA conteste fortement ce changement unilatéral de pratique comptable dès lors que celle-ci influe sur l'équilibre économique du contrat de concession et continuera d'être contesté.

2 Les principes comptables

2-1 L'enregistrement à l'actif

On distingue deux types de financement qui sont :

- Les financements de l'autorité concédante : l'USEDA
- Les financements du concessionnaire : Enedis

Les immobilisations concédées « distribution publique » sont inscrites à l'actif du bilan d'Enedis au compte 22 sans distinction des apports (USEDA ou Enedis).

Les biens financés en totalité ou en partie par l'USEDA comportent une contrepartie au passif du bilan. Cette contrepartie est enregistrée dans un sous-compte 2 294 intitulée « contre valorisation des ouvrages droit en nature du concédant ».

Les subventions reçues par Enedis pour le financement des biens concédés sont enregistrés dans le même sous compte car elles constituent également une contrepartie des ouvrages inscrits à l'actif.

Les ouvrages de la concession peuvent être :

- Localisés c'est-à-dire rattachés à un lieu et ont un inventaire physique et comptable.
- Non localisés et dans ce cas, ils sont mis dans un grand pot commun et restitués à chaque concession au prorata du nombre d'abonnés.

Les ouvrages sont classés par les enregistrements comptables en urbain ou en électrification rurale.



La classification est la suivante :

	Communes urbaines*		Communes rurales*	
	Localisation	Régime	Localisation	Régime
Réseau BT	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Réseau HTA	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Poste de transformation	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Cellules IACM	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Transformateurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Compteurs	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains
Branchements	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains

* au sens de la distribution publique d'électricité

Plusieurs catégories d'ouvrages non localisés vont être localisés très rapidement. Ils le sont depuis 2014, notamment pour les colonnes montantes nouvellement posées et le seront d'une part en 2015, pour les transformateurs et d'autre part, dès le lancement pour le compteur LINKY. La localisation des branchements et des colonnes montantes en stock restent à l'étude.

Ce changement modifiera les règles de la comptabilité concédée comme suit :

	Communes urbaines*		Communes rurales*	
	Localisation	Régime	Localisation	Régime
Réseau BT	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Réseau HTA	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Poste de transformation	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Cellules IACM	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens urbains
Transformateurs	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Compteurs	Ouvrages localisés	Biens urbains	Ouvrages localisés	Biens ruraux
Branchements	Ouvrages non localisés	Biens urbains	Ouvrages non localisés	Biens urbains

* au sens de la distribution publique d'électricité

2-2 Les modalités d'amortissement

Les techniques comptables d'amortissement et de provisions doivent tenir compte de trois éléments essentiels :

- L'origine du financement des biens,
- Le mode de prise en charge du renouvellement éventuel,
- Le devenir des biens des provisions constituées en fin de concession.

2-2-1 L'origine de financement des biens

La plupart des cas de figure correspondent :

- soit à des biens entièrement financés et remis gratuitement en concession par l'USED A,
- soit à des biens entièrement financés et mis en concession par Enedis.

Mais il convient également de tenir compte des financements partiels concernant les biens pour lesquels une contribution de tiers a été perçue par le concessionnaire (participations d'usagers, subventions diverses...).

La répartition des biens amortis en remise gratuite après localisation des biens non localisés est la suivante :

	Communes urbaines*		Communes rurales*	
	Travaux Enedis	Travaux USED A	Travaux Enedis	Travaux USED A
Réseau BT	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Réseau HTA	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Poste de transformation	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Cellules IACM	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis
Transformateurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Compteurs	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Remise gratuite
Branchements	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis	Biens amortis

* au sens de la distribution publique d'électricité

A ces changements s'ajoutent les modifications de l'avenant n° 24 qui ont modifié le statut urbain de 14 communes en statut rural et le statut rural de 12 communes en statut urbain.

2-2-2 Le mode de prise en charge du renouvellement éventuel

En théorie, Enedis a systématiquement la charge du renouvellement.

Mais, dans la pratique, l'USED A peut procéder à des renouvellements ou épargner des renouvellements au concessionnaire, en procédant à des renforcements ou à des améliorations esthétiques d'ouvrages.

2-2-3 Le devenir des biens en fin de concession

Le Conseil National de la Comptabilité (CNC) distingue trois cas de figure, selon l'origine du financement et le devenir des biens au terme du contrat de concession :

- a) les biens de retour financés par l'USEDA :** ils lui reviennent automatiquement et gratuitement en fin de concession,
- b) les biens de remise :** financés par Enedis, ils doivent être remis gratuitement au concédant en fin de concession,
- c) les biens de reprise :** financés par Enedis, ils sont transférés à l'USEDA en fin de concession contre paiement d'une indemnité. Cette démarche pourra être suivie la nature des biens, soit contractuellement imposée, soit laissée à la convenance de l'USEDA, soit subordonnée à un accord entre les deux parties.

Parmi les biens de reprise figurent par exemple :

- Les locaux : centres, agences et points d'accueil,
- Le fichier « technique » (base de données GDO) et l'application informatique de calcul des chutes de tension,
- Le fichier « clients » ainsi que les applications informatiques de gestion de la clientèle (QE, CLIO, CLARA...).

Néanmoins, en ce qui concerne les fichiers et applications informatiques, la qualification de biens de reprise mériterait une réflexion spécifique, car ces biens pourraient être considérés comme financés par les usagers du service public.

S'agissant des ouvrages qui sont situés en zone rurale et qui sont financés par l'USEDA, aucun amortissement n'est réalisé ni par Enedis, ni par l'USEDA.

Ces ouvrages font l'objet d'un traitement comptable particulier.

En cas de financement concédant, celui-ci remet gratuitement l'ouvrage. Pour Enedis, le concessionnaire ne procède pas à un amortissement du financement du concédant sur ce type de bien. **Enedis considère que, les biens situés en zone rurale n'étant pas renouvelés par elle, elle n'a pas à les amortir, quand bien même ces biens seraient renouvelables avant la fin de la concession.**

Pour autant, il constitue au niveau national (et non ouvrage par ouvrage), une provision pour renouvellement (PR) à hauteur de 20 % de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine.

Le taux de 20 % (pour la PR) vise selon Enedis à couvrir le préfinancement des renouvellements effectués par Enedis. Mais ce choix appelle plusieurs remarques.

D'une part, la justification donnée par Enedis ne donne pas entièrement satisfaction :

- Afin de justifier l'absence de Provision de Renouvellement, Enedis se fonde sur l'argument selon lequel il n'amortit pas des biens qu'il n'a pas à renouveler... pourtant il constitue une Provision au Renouvellement au niveau national.
- En matière de financement des concessions, on rappelle que le critère de bien renouvelable avant/après la fin de la concession est celui utilisé pour déterminer la nécessité de constituer ou non des dotations aux amortissements.

D'autre part, ce choix comptable n'est pas conforme à l'article 10 du cahier des charges, qui confie au concessionnaire le renouvellement de tous les ouvrages en concession, sans distinction de nature :

- L'autorité concédante pourrait être « lésée » compte tenu du montant de provisions qui aurait dû, en vertu du cahier des charges, être constitué.

- Ni le concessionnaire, ni le syndicat ne constituent de réserves en vue du renouvellement des biens situés en zone rurale. La question de la capacité financière à prendre en charge le renouvellement de ces biens se posera donc.

Pour ce qui concerne la fin du contrat de concession le cahier des charges prévoit les modalités de renouvellement ou de rupture anticipée du contrat (chapitre V) :

- Les parties doivent se réunir au moins un an avant l'échéance du contrat afin d'envisager les conditions ultérieures d'exploitation du service.

Pour l'échéance du contrat, deux cas de figure sont prévus :

- Renouvellement de la concession :

L'éventualité d'un renouvellement de la concession avec un autre concessionnaire n'est pas explicitement évoquée.

- Absence de renouvellement de la concession :

○ Conditions restrictives : le non renouvellement peut avoir lieu si le maintien du service ne présente plus d'intérêt et ce, dans 2 cas :

- soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent (changement de réglementation),
- soit parce que l'autorité concédante juge préférable d'organiser un service nouveau compte tenu des progrès de la science.
- en cas de non renouvellement de la concession, l'autorité concédante doit en informer son concessionnaire au moins un an avant la fin du contrat.

Par ailleurs, la résiliation anticipée est possible après la 10^{ème} année du contrat et sous réserve d'un préavis de 4 ans :

- Il s'agit d'un rachat de concession, qui est possible sans justification auprès du concessionnaire dans les conditions décrites au contrat.

- Compte tenu de la durée résiduelle du contrat et du préavis de 4 ans à respecter, la résiliation anticipée est envisageable depuis 2005 et ne sera plus possible à partir de janvier 2021.

- L'indemnité du concessionnaire est alors calculée sur la base de la valeur non amortie des ouvrages, réévaluée par référence au taux moyen des financements long terme du concessionnaire, complétée des amortissements industriels.

- Le solde excédentaire des provisions de renouvellement est remis à l'autorité concédante.

- La valeur des biens de reprise est déterminée à dire d'experts (valeur économique).

Dans tous les cas de figure, le solde de la provision de renouvellement est remis au concédant :

- Qui a l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé.

Le solde est défini comme étant « l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires à ces opérations.

Rappel sur la provision de renouvellement :

La provision de renouvellement déductible a pour objet de permettre au concessionnaire de faire face à son obligation de renouveler les biens de retour.

Elle ne porte que sur les biens renouvelables pendant la durée du contrat.

Biens apportés à titre gratuit par le concédant : la provision de renouvellement est constituée progressivement pour un montant égal à la valeur de remplacement du bien (provision intégrale).

Bien mis dans la concession par le concessionnaire : provision « différentielle » égale à l'écart entre valeur de renouvellement et valeur historique avec ajustements annuels.

En cas de non renouvellement ou de rachat anticipé, le sort des droits du concédant au terme de la concession est le suivant :

- Dette du concédant envers le concessionnaire :
 - valeur nette comptable de l'ensemble des biens en concession, quelle que soit leur mode de financement, cette contre-valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non renouvellement de la concession).
 - cf. article 31 b du cahier des charges : « le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à **la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement** ».
 - l'indemnisation éventuellement perçue par le concessionnaire correspond logiquement à son financement non amorti.
- Dette du concessionnaire envers le concédant :
 - cf. article 31 b du cahier des charges : « le concessionnaire reversera à l'autorité concédante **le solde des provisions constituées pour le renouvellement** ultérieur desdits ouvrages (faisant partie de la concession), **complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant** ».

En fin de concession, la somme des différents flux représente un ticket de sortie pouvant être positif ou négatif.

2-3 Les provisions :

L'amortissement industriel permet tout d'abord au concessionnaire de reconstituer son financement à hauteur de la valeur

d'origine du bien. Enedis est, par ailleurs, autorisé à reconstituer des provisions pour renouvellement, afin d'anticiper le surcoût éventuel généré par le remplacement des ouvrages en concession et dont le renouvellement doit être réalisé avant la fin de la concession.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens, au-delà du terme de la concession en application de l'article 36 de la loi du 9 août 2004, conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement.

En effet, en vertu des contrats de concession, Enedis reste tenu de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité sur la durée du contrat de concession).

L'obligation de financement du renouvellement à hauteur de la valeur de remplacement est assurée par :

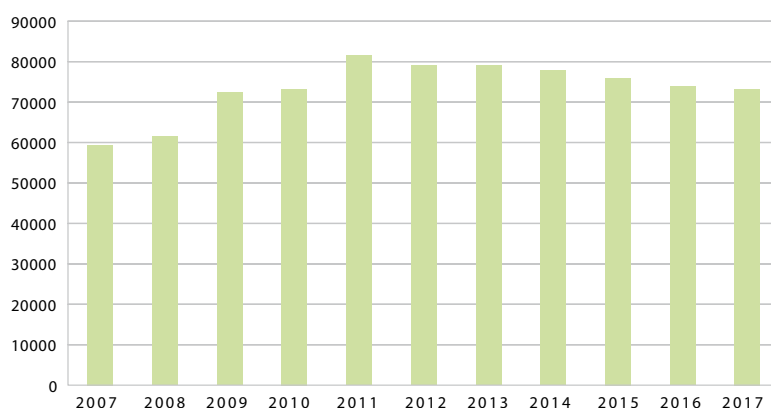
- l'amortissement des financements du concédant et du concessionnaire sur la durée de vie des ouvrages,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute « amortissable » et constituée sur la durée de vie des ouvrages.

Lors du renouvellement, la provision pour renouvellement et l'amortissement du financement du concédant sont considérés comme financement du concédant sur le nouveau bien.

Les provisions ainsi constituées et non utilisées seront remises, en fin de concession, à l'autorité concédante.

Évolution des provisions de 2007 à 2017 :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Provision de renouvellement en K€	59 355	61 405	72 343	73 188	81 555	78 951	79 049	77 821	75 954	73 887	73 191



Aucun détail n'a été fourni sur le calcul de la provision de renouvellement.

Inexorablement, les provisions pour renouvellement baisseront logiquement puisque les ouvrages anciens qui portaient ces provisions sont peu à peu remplacés par des nouveaux ouvrages mais surtout artificiellement par l'allongement de la durée de vie de certains biens dont la date de renouvellement dépasse la date de fin de contrat.

3 Le patrimoine concédé en chiffres

Le patrimoine des collectivités locales est concrètement constitué des lignes de réseau, moyenne tension, basse tension, aériennes, souterraines, des postes de transformations, des compteurs... Mais tout ceci se traduit également en chiffres, car ces biens ont une valeur qu'il est important de pouvoir chiffrer.

3-1 L'image financière du patrimoine :

3-1-1 Les principes généraux

La valeur brute des ouvrages est leur valeur historique d'achat.

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

Les ouvrages réalisés par le concessionnaire Enedis sont immobilisés à leur coût d'achat.

Un groupe de travail FNCCR/Enedis s'est mis en place et un protocole d'accord relatif à la

mise en œuvre d'une nouvelle procédure de valorisation par Enedis des ouvrages construits sur la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes a été signé en juin 2009.

Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire, il est fourni un plan de recollement, des tableaux de pose et de dépose. L'autorité concédante, maître d'ouvrage communique à Enedis les éléments techniques significatifs par l'intermédiaire d'une fiche de collecte.

Le concessionnaire doit se rapprocher systématiquement de l'autorité concédante lorsque la valorisation a obtenu des seuils. Les « seuils d'alerte » mentionnés à l'article 2 entre

le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l'outil de valorisation sont définis comme suit :

- plus ou moins 1 000 euros, pour les travaux correspondants à des coûts exposés communiqués par l'autorité concédante inférieurs à 10 000 euros,
- plus ou moins 8 %, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 10 000 euros et inférieurs à 100 000 euros,
- plus ou moins cinq pour cent, pour les travaux correspondants à des coûts exposés supérieurs ou égaux à 100 000 euros.

Ce protocole a été signé pour une durée de deux ans. Mais un avenant a prolongé son application pour l'année 2017.

La valeur nette des ouvrages correspond à la valeur brute moins les amortissements pratiqués.

Le temps d'amortissement des différents ouvrages sont fixés par Enedis sans aucune concertation avec les autorités concédantes.

Ces biens sont ensuite amortis en comptabilité. Les amortissements permettent de s'assurer que la capacité d'autofinancement est suffisante pour remplacer le bien à l'identique ; ils reflètent également le vieillissement des ouvrages.

Schématiquement, chaque année les ouvrages s'usent et se rapprochent de leur fin de vie, une dotation aux amortissements est donc soustraite à leur valeur d'origine, afin de coller à la réalité et d'obtenir ce qu'on appelle la valeur nette comptable de l'ouvrage.

Le taux d'amortissement est le rapport de l'amortissement d'un ouvrage (la somme de toutes les dotations aux amortissements depuis qu'il a été mis en service) sur la valeur brute. Ainsi, plus le taux d'amortissement d'un ouvrage est élevé, plus celui-ci est proche de sa fin de vie.

Si on multiplie le taux d'amortissement par la durée de vie de l'ouvrage on obtient un âge. Cet âge est théorique. La durée de vie réelle d'un bien ne correspond pas à sa durée de vie théorique.

Un transformateur, par exemple, est supposé avoir une durée de vie de 10 ans. Toutefois, si ce transformateur est obsolète après 9 ans de service, il sera remplacé. De même, s'il peut servir plus longtemps, il sera tout de suite déposé. Or lorsqu'on arrive à la fin de vie théorique d'un ouvrage, il est entièrement amorti. L'âge comptable maximum d'un ouvrage est donc sa durée de vie théorique, il ne sera pas amorti au-delà de cette limite et ne « vieillira » donc plus.

On peut de même calculer l'âge moyen du patrimoine en multipliant le taux d'amortissement global par une durée moyenne théorique de 35 ans. L'âge comptable ainsi calculé n'est donc qu'indicatif et doit être distingué de l'âge réel du patrimoine. Il se trouve par ailleurs légèrement biaisé par le fait que l'on se base sur des valeurs historiques : les investissements les plus récents ont un poids plus important que les plus anciens. Il donne cependant une information qui n'est pas à négliger dans une approche pluriannuelle.

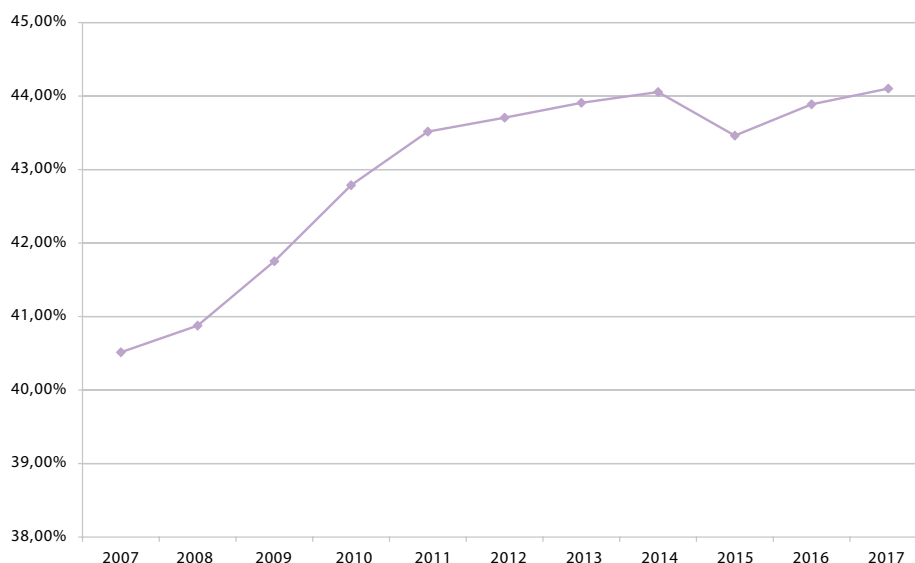
En 2017, l'âge comptable de la concession USED A est de 15,43 ans (-0,6 ans par rapport à 2015 alors qu'en 2000 l'âge comptable de la concession USED A était de 11,7 ans).

Evolution du vieillissement comptable de 2007 à 2017 :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Vieillessement comptable	40,51 %	40,88 %	41,75 %	42,79 %	43,52 %	43,71 %	43,91 %	44,05 %	43,46 %	43,89 %	44,10 %

Le vieillissement comptable des ouvrages en concession (rapport entre le montant des amortissements de dépréciation et la valeur brute des biens inscrits à l'actif) se stabilise tout en continuant à augmenter.

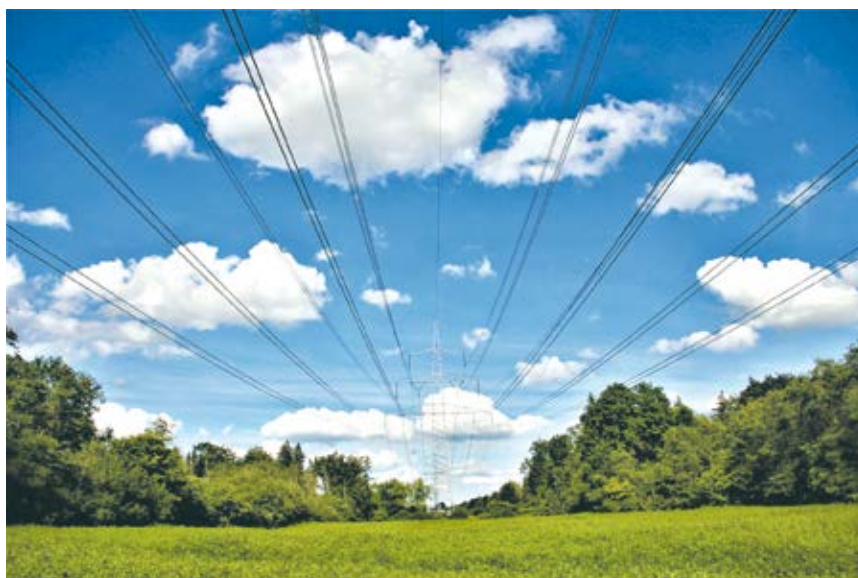
Évolution du vieillissement comptable de 2007 à 2017



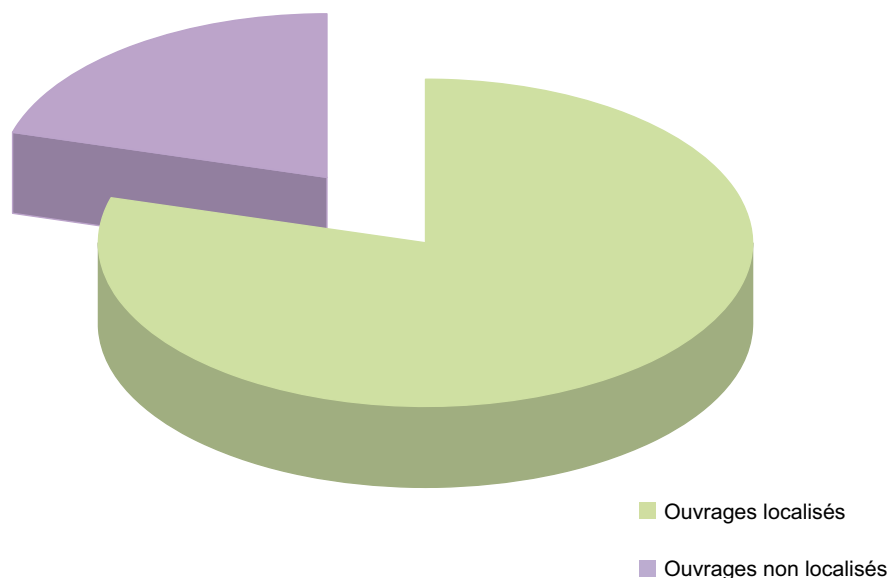
En 2017, le ratio atteint 44,10 %. C'est une des valeurs les plus élevées depuis 15 ans confirmant l'insuffisance de renouvellement des ouvrages.

En 2017, la valeur du patrimoine de la concession USEDA est la suivante :

Immobilisation en K€			
	Localisé	Non localisé	TOTAL
Valeur brute d'actif	475 138	124 580	599 718
Amortissement de dépréciation	206 199	58 290	264 489
Valeur nette comptable	260 235	74 994	335 229
Provision de renouvellement	66 909	6 282	73 191
Valeurs de remplacement	652 908	144 433	797 341



Taux des ouvrages localisés et non localisés dans la valeur du patrimoine



3-1-2 Les droits du concédant

Les droits du concédant représentent le droit que le concédant a, à recevoir gratuitement les biens en fin de concession.

A compter du 1^{er} janvier 2005, les principes comptables de la concession ont été modifiés par rapport au compte droit du concédant pour clairement faire apparaître à partir de 2005, dans le total «droit du concédant», la somme de la contre-valeur en nature (financement du concédant) et la dette en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant.

La description du droit du concédant fait apparaître distinctement les droits et obligations de chacune des parties dans les tableaux suivants :

Evolution des immobilisations concédées de 2007 à 2017 :

Années	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valeur brute	306 626 000 €	326 368 000 €	376 254 000 €	386 382 000 €	439 472 000 €	458 462 000 €	481 192 000 €	508 815 000 €	537 595 000 €	563 883 000 €	599 713 000 €
Amortissement de dépréciation	124 229 000 €	133 410 000 €	157 094 000 €	165 322 000 €	191 239 000 €	200 373 000 €	211 282 000 €	224 158 000 €	233 647 000 €	247 473 000 €	264 489 000 €
Valeur nette	182 397 000 €	192 958 000 €	219 160 000 €	221 060 000 €	248 233 000 €	258 089 000 €	269 910 000 €	284 657 000 €	303 948 000 €	316 410 000 €	335 229 000 €
Provision de renouvellement	59 355 000 €	61 405 000 €	72 343 000 €	73 188 000 €	81 655 000 €	78 951 000 €	79 049 000 €	77 821 000 €	75 954 000 €	73 887 000 €	731 191 000 €

Evolution des immobilisations de 2007 à 2017



3-2 Le financement du patrimoine

L'augmentation de la valeur du patrimoine provient des mises en concession des ouvrages neufs, construits soit sous la maîtrise d'ouvrage de l'USEDA, soit sous celle d'Enedis, avec en 2005, l'intégration du réseau RAG dans le patrimoine de la concession.

Il est possible de connaître les origines du financement du patrimoine concédé et distinguer la part des différents acteurs dans les investissements annuels. C'est ce que montre l'analyse suivante sur les mises en concession, c'est-à-dire des enregistrements en immobilisation de l'exercice.

L'étude du compte « droits du concédant » vient de compléter cette image. Les droits du concédant ont en effet pour vocation de traduire, au passif du bilan de l'entreprise concessionnaire, à la fois les investissements de la collectivité et la récupération de ses investissements par le concessionnaire à travers l'exploitation du service.

Total droit en nature (partie haute du tableau) : correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens mis en concession, quel que soit leur mode de financement, cette contre-valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non renouvellement de la concession).

Contre-valeur en nature : correspond à la valeur nette comptable des biens quel que soit leur mode de financement (précédemment avant 2005, seul le financement des biens par l'autorité concédante constituait la contre-valeur en nature).

Créance en espèces du concessionnaire : correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire. Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.

Dettes en espèces vis-à-vis concédant : correspond à la valeur cumulée de l'amortissement industriel comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien. Lors du renouvellement de ces biens par le concessionnaire au cours de la concession, cette dette est considérée comme financement du concédant sur les nouveaux biens.

Le total du droit du concédant peut être calculé selon deux méthodes :

- 1^{ère} méthode : par la somme de la contre-valeur en nature (ou financement concédant) et de la dette en espèces vis-à-vis du concédant ou,
- 2^{ème} méthode par le total du droit en nature auquel on soustrait la créance en espèces du concessionnaire et auquel on rajoute la dette en espèces vis à vis du concédant.

Il est donc maintenant établi qu'en fin de concession, le financement du concessionnaire non amorti constitue, une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire.

L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant.

Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi, en fin de concession le concédant ou plutôt le futur concessionnaire devra payer au concessionnaire sortant un « ticket d'entrée » égal à :

Ticket d'entrée = valeur nette des biens financés par le concessionnaire – amortissement des financements du concédant – provisions pour renouvellement non utilisées

Si ce ticket est négatif c'est le concessionnaire sortant qui devra payer une indemnité au concédant ou futur concessionnaire. Dans le cas contraire, c'est l'USEDA qui devra s'acquitter d'une indemnité vis-à-vis d'Enedis.

	2015	2016	2017
Dette de l'USEDA	135 031 601,79 €	143 864 006,16 €	156 520 000 €
Droit en espèces vis-à-vis du concédant	72 966 682,08 €	78 170 223,54 €	84 434 000 €
Provision pour renouvellement	75 954 000 €	73 887 000 €	73 131 000 €
Ticket d'entrée	-13 889 080,29 €	-8 193 217,38 €	- 1 105 000 €

Sauf erreur si le contrat devait s'achever au 31 décembre 2017, mais cela n'est pas le cas, le ticket d'entrée serait négatif par conséquent, Enedis devrait s'acquitter d'une indemnité d'un montant de -1 105 500 euros.

L'USEDA effectue une grande partie des investissements dans la concession, ce qui explique le fait que ce soit le concessionnaire qui ait une dette vis-à-vis de l'USEDA.

L'évolution du ticket d'entrée depuis 2007 est le suivant :



3-3 Le financement du patrimoine

La valeur du patrimoine de l'autorité s'exprime en termes de valeur brute, de valeur nette (non amortie) des ouvrages concédés en service et de montants des provisions pour renouvellement.

En 2002 et 2003, Enedis a réalisé un inventaire physique de l'ensemble des actifs immobilisés dans ses comptes. Celui-ci a amélioré la fiabilité et l'exhaustivité des données qui servent, aussi bien à la prise de décisions à l'intérieur de l'entreprise Enedis, qu'à l'information des autorités concédantes et des tiers.

Concrètement, il s'agit de rassembler et recouper toutes les informations disponibles, quel que soit la source, afin de vérifier la consistance du patrimoine et s'assurer que sa traduction comptable est correcte.

Les éventuels écarts donnent systématiquement lieu à rectification selon une méthodologie approuvée par les commissaires aux comptes de l'entreprise Enedis.

Au même titre que les biens propres d'Enedis, les immobilisations concédées sont concernées par cette opération.

3-4 Le contrôle des immobilisations comptables des réseaux de distribution publique d'électricité

En 2017, l'USEDA a vérifié comment Enedis procédait aux immobilisations.

Entre le 1^{er} janvier 2017 et le 31 décembre 2017, l'USEDA a réceptionné 168 opérations d'investissement et a remis les ouvrages en exploitation à Enedis.

Au 23/07/2017, 31 opérations soit 11,32 % des opérations n'ont toujours pas été inscrites au patrimoine de l'USEDA (**ce qui est une légère amélioration par rapport à 2016**).

Les opérations d'un montant net de 2 128 248,37 euros ne sont pas valorisées et ce qui représentent 16,85 % du montant des opérations comptabilisées.

N'ont pas été pris en compte les opérations réalisées par Enedis telles que les mutations de transformateurs ou les travaux réalisés dans le cadre de la convention « points noirs ». Depuis le début de la concession, les travaux confiés par l'USEDA à Enedis ne sont pas valorisés et inscrits au patrimoine comptable de l'USEDA.

Les contrôles ont révélé la poursuite d'un déséquilibre important à l'USEDA dans les conditions de valorisation des ouvrages mis en concession par l'USEDA.

Les modalités de valorisation des ouvrages sont définies unilatéralement par Enedis.

Les réseaux construits sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire sont valorisés sur le coût réel, étant entendu que dans ce coût une part des frais généraux est intégrée.

Les réseaux construits sous maîtrise d'ouvrage de l'USEDA sont valorisés sur la base d'un barème établi et appliqué par Enedis sans concertation préalable avec l'autorité concédante, maître d'ouvrage.

En première approche, les interlocuteurs d'Enedis nous ont répondu que cette situation était normale, car le barème qu'Enedis applique à l'USEDA était établi sur la base des coûts moyens de leurs travaux. Enedis disposerait prétendument de bien meilleures conditions de marché, que les syndicats départementaux d'énergie.

Sur la base des 186 chantiers contrôlés et dont la valorisation a été effectuée le constat est le suivant :

Le coût de valorisation des travaux s'établit à 9 165 250,70 euros HT soit 12,72 % de moins que le coût réel des travaux (19,9 % en 2011, 34 % en 2012, 27,7 % en 2013, 19,83 % en 2014, 22,4 % en 2015 et 8,95 % en 2016).

Il ressort qu'à chaque fois que l'USEDA investit 1 000 euros sur la concession Enedis Aisne, celui-ci valorise les ouvrages à hauteur de 872,80 euros.

C'est une dégradation par rapport aux années précédentes, mais ce n'est pas suffisant.

C'est pourquoi il faut demander à Enedis l'égalité de traitement pour la valorisation des ouvrages quel que soit le maître d'ouvrage.

Pour ce travail minutieux et conséquent, l'USEDA disposera de données solides pour demander à Enedis une importante réévaluation de sa créance dans le patrimoine de la concession.

A défaut d'accord, l'USEDA pourra démontrer auprès d'un juge le préjudice qu'elle subit du fait des pratiques comptables d'Enedis.

Enedis a une approche très particulière du protocole FNCCR/Enedis. En effet, l'USEDA s'est aperçu de la contribution versée par Enedis, au titre de la Part sur le Tarif (PCT), n'est pas comptabilisée comme s'il s'agissait d'un financement propre à Enedis, alors qu'auparavant, la redevance R2 prenait en compte les travaux de raccordement comptabilisés comme un financement de l'USEDA.

Il faut rappeler que le protocole signé entre la FNCCR et Enedis demeure un protocole d'ordre financier et non d'ordre comptable, puisqu'il permet à l'USEDA de bénéficier d'une participation financière aux travaux de raccordement réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage.

La dite participation s'analyse conformément au droit en vigueur, comme un juste retour de la part du tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité (TURPE), lui-même perçu de l'utilisateur par le gestionnaire du réseau de distribution et notamment par Enedis.

L'avenant national au protocole PCT approuvé par le Conseil d'administration de la FNCCR le 12 juillet 2012, n'avait que pour objet de prolonger le protocole signé entre les mêmes parties le 26 juin 2009.

Il précisait en outre, les modalités de répartition pour une même opération de raccordement de la part pouvant être financée par les aides du Compte d'Affectation Spéciale du FACE (CAS FACE) et de celles permettant de mobiliser la PCT.

L'USEDA désapprouve la pratique qui au plan comptable consiste à assimiler le versement dû au titre de la PCT, comme un financement du gestionnaire du réseau de distribution. Mais aussi à demander de prendre toute disposition, afin que la PCT versée à l'USEDA soit assimilée d'un point de vue comptable, à une immobilisation d'un financement alimenté par l'utilisateur via le TURPE et que la PCT doit alors incrémenter le compte « droit du concédant ».

Conclusion sur la partie comptable

Point positif :

- Prise en compte au niveau de la concession de recettes versées par les producteurs.

Point à améliorer :

- Les informations relatives aux clés de répartition du compte d'exploitation doivent être locales.

Points négatifs :

- L'absence d'informations sur l'origine des financements des bases d'enregistrements engendre une surestimation des investissements d'Enedis,
- Le non-amortissement des biens financés par l'USEDA,
- L'opacité de la gestion des provisions de renouvellement,
- La non-transmission des études sur le rallongement de la durée des ouvrages BT aérien et des transformateurs,
- L'absence de communication du centre de résultat à la maille de la concession.

Conclusion sur la partie comptable

Avant de conclure il faut rappeler qu'une partie des difficultés du contrôle de la concession vient de la qualification juridique du contrat, qui lie l'USEDA à Enedis, à savoir concession ou affermage.

En théorie dans une concession, le concessionnaire exploite à ses risques et périls le service public en lieu et place de l'autorité concédante. Le critère risque d'exploitation est devenu le critère principal de distinction entre le marché public et la concession.

Dans une concession, le concessionnaire prend en charge les frais de premier établissement ou de renouvellement des ouvrages nécessaires au service public en étant maître d'ouvrage des travaux.

Dans l'affermage, c'est l'autorité concédante qui garde à sa charge les investissements.

Dans le département de l'Aisne, comme dans de nombreux départements, le contrat est mixte.

La répartition, de maîtrise d'ouvrage des travaux entre l'autorité concédante et le concessionnaire Enedis est définie par le cahier des charges et est liée, d'une part à la nature des travaux considérés (extensions, renforcements, aménagements esthétiques...) et d'autre part à la localisation (communes urbaines ou communes rurales).

La réussite d'un tel contrat impose que l'USEDA et Enedis travaillent ensemble en bonne intelligence pour l'amélioration du service public. Mais pour établir un partenariat, il faut être deux.

Un effort conséquent doit être réalisé à la fois par Enedis et par l'USEDA car un bon taux de réseau souterrain garantit une meilleure intégration des ouvrages dans l'environnement et offre une plus grande résistance des lignes électriques aux événements climatiques.

De ce rapport que l'on peut mettre en exergue les points négatifs suivants :

- **Un sous-investissement chronique ces dernières années sur la concession USED/Enedis sur le réseau de distribution le taux de vieillissement des ouvrages est là pour le démontrer. Un effort conséquent doit être réalisé à la fois par Enedis car un bon taux de réseau souterrain garantit une meilleure intégration des ouvrages dans l'environnement et offre une plus grande résistance des lignes électriques aux événements climatiques,**
- **Une dégradation de la qualité de desserte hors événements climatiques exceptionnels (augmentation de la durée moyenne de coupure de 9 minutes) alors que le temps de coupure restait stable sur les concessions SICAE DE L' AISNE et de la SICAE DE L'OISE (durée de moyenne de coupure 15 min). La politique de modernisation du réseau mise en place par ENEDIS tarde à produire des effets positifs. Depuis 10 ans le temps de coupure sur la concession USED-ENEDIS est supérieur à la moyenne nationale.**
- **L'USEDA va lancer un audit sur les structures HTA car la connaissance de la qualité réelle de ce réseau, qui constitue l'épine dorsale de la distribution, est primordiale pour la qualité de la desserte des abonnés.**

- **Augmentation des délais pour envoi des devis pour le raccordement des consommateurs dont la puissance est inférieure à 36 KVA (en 2017 envoi de 70 % des devis dans les délais contre 79 % en 2016),**
- **Baisse des investissements (hors raccordement consommateurs et producteurs, mise en place compteurs LINKY et logistique) de 29,6 % en passant de 13 394 000 euros en 2016 à 10 335 000 euros en 2017,**
- **Refus d'ENEDIS refuse de produire des informations utiles à la mise en œuvre du présent contrôle (pour mémoire je citerais la non production des études qui ont conduit ENEDIS à augmenter la durée d'amortissement des ouvrages et la non communication dur réglage des prises à vide des transformateurs),**
- **Opacité du calcul des provisions de renouvellement,**
- **Non amortissement des biens de l'USEDA en zone rurale.**

C'est pourquoi il est proposé au Comité Syndical l'approbation de ce compte rendu avec de très fortes réserves.

Glossaire

Branchement BT : Portion de conducteur allant de la propriété de l'utilisateur au réseau basse tension.

BT : Basse Tension, partie du réseau comprise entre la moyenne tension et les branchements des particuliers (230-380V).

Client BT : Client souscrivant à un contrat au tarif bleu ou jaune.

Comptages : Total des compteurs sur la concession.

FNCCR : Fédération Nationale des Autorités Concédantes et Régies (fédération des syndicats d'énergie).

GDO : Gestion des ouvrages, outil de gestion des données techniques du concessionnaire.

HTA : Haute Tension A, partie du réseau dédiée à la moyenne tension (tension comprise entre 1000 et 50 000V).

HTB : Haute Tension B, partie du réseau située à l'amont d'un poste source (tension > 50 kV).

Poste HTA/BT : Poste de transformation entre le réseau acheminant du courant sous moyenne tension et le réseau acheminant du courant sous basse tension.

Il existe plusieurs types de postes HTA/BT dont :

- H 61 : poste positionné au sommet d'un poteau,
- Cabine Haute : poste en forme de tour (en cours de suppression au fil du temps),
- Cabine Basse : différents types existent, ils permettent d'alimenter plusieurs départs.

Réseau aérien nu : Réseau aérien pour lequel les conducteurs sont non isolés.

Réseau torsadé : Réseau aérien pour lequel les conducteurs sont protégés (isolés) par une gaine.

Tarif Bleu : Tarif concernant des puissances inférieures à 36kVA.

Tarif Jaune : Tarif concernant des puissances comprises de 36 à 250 kVA (alimentation des usagers de la concession en basse tension BT).

Tarif Vert : Tarif concernant des puissances supérieures à 250 kVA (alimentation des usagers en moyenne tension HTA).

CARD : Contrat d'accès au réseau public de distribution.

Réseau RAG : Réseau d'Alimentation Générale.

CSPE : Contribution aux charges du service public de l'électricité.

PCT : Part Couverte par le Tarif.

Annexe 1

Les chiffres de la concession USEDA-Enedis

Les chiffres de la concession USEDA/Enedis en 2017

Le patrimoine :	BT	HTA
Réseau total en km	4 773,3	6 341,3
Réseau souterrain en km	2 112,4	2 865,8
Réseau torsadé en km	2 253	18,2
Réseau aérien nu en km	407,5	3 457,3
Souterrain en %	44,30 %	45,19 %
Energie acheminée :		Évolution par rapport à 2016
Nombre de clients de la concession	257 903	2,44 %
Energie acheminée en GWH	2 931	2,44 %
Recettes d'acheminement en K€	99 355	3,53 %



Annexe 2

Liste des communes urbaines

Communes urbaines ne reversant pas la taxe à l'USEDA

Beautor	Laon
Bohain	Le Nouvion-en-Thiérache
Château Thierry	Saint-Michel
Chauny	Saint-Quentin
La Fère	Soissons
Fère-en-Tardenois	Tergnier
Fresnoy-le-Grand	Vervins
Guisse	Villeneuve-Saint-Germain
Hirson	Villers-Cotterêts

Communes urbaines reversant la taxe à l'USEDA

Athies-sous-Laon	Grugies
Autreville	Guignicourt
Belleu (commune desservie partiellement par Enedis)	Harly
Braine	Marle
Brasles	Neuilly-Saint-Front
Buire (commune desservie partiellement par Enedis)	Nogent l'Artaud
Charly	Ognes
Chierry	Romery
Condren	Saint-Gobain
Crouy	Saulchery
Cuffies	Sinceny
Dallon	Sissonne
Essomes-sur-Marne	Vailly-sur-Aisne
Etampes-sur-Marne	Villiers-Saint-Denis
Fayet	Viry-Nouzeuil
La Ferté-Milon	

Communes rurales

Toutes les autres communes desservies par Enedis sont considérées comme rurales.

Annexe 3

Valorisation des ouvrages USEDA

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
AIZY-JOUY	4 757,14 €	5 000,00 €	-243,00 €	-4,86%	
ALAINCOURT	27 051,61 €	27 200,00 €	-148,00 €	-0,54%	
AMBLENY	11 463,05 €	10 000,00 €	1 463,00 €	14,63%	
AMBLENY	3 884,77 €	4 000,00 €	-115,00 €	-2,88%	
ANIZY-LE-CHATEAU	10 201,04 €	9 790,00 €	411,00 €	4,20%	
ARTEMPS					51 707,51 €
ATHIES-SOUS-LAON	9 132,30 €	9 280,00 €	-148,00 €	-1,59%	
ATHIES-SOUS-LAON					130 728,81 €
BARENTON BUGNY	12 885,55 €	8 870,00 €	4 015,55 €	45,27%	
BAULNE-EN-BRIE	5 757,07 €	6 400,00 €	-643,00 €	-10,05%	
BELLENGLISE					82 223,57 €
BELLICOURT	9 363,84 €	11 300,00 €	-1 936,00 €	-17,13%	
BERRIEUX					113 385,32 €
BERRY-AU-BAC	110 342,66 €	135 000,00 €	-24 657,34 €	-18,26%	
BESME					101 181,94 €
BETHANCOURT-EN-VAUX	56 669,32 €	56 790,00 €	-121,00 €	-0,21%	
BEUVARDES	117 147,35 €	149 000,00 €	-31 853,00 €	-21,38%	
BEUVARDES	4 129,58 €	3 970,00 €	160,00 €	4,03%	
BEZU-SAINT-GERMAIN	9 020,02 €	9 110,00 €	-90,00 €	-0,99%	
BEZU-SAINT-GERMAIN	106 865,31 €	107 140,00 €	-274,69 €	-0,26%	
BIEVRES	7 167,26 €	9 000,00 €	-1 833,00 €	-20,37%	
BLERANCOURT	42 148,11 €	39 900,00 €	2 248,00 €	5,63%	
BLESME	7 760,17 €	8 670,00 €	-910,00 €	-10,50%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
BLESME	6 984,92 €	7 300,00 €	-315,00 €	-4,32%	
BOHAIN-EN-VERMANDOIS	6 787,18 €	6 280,00 €	507,00 €	8,07%	
BONNEIL	59 005,93 €	62 331,87 €	-3 325,94 €	-5,34%	
Bourguignon sous coucy	5 794,93 €	5 090,00 €	704,93 €	13,85%	
BOURESCHES	112 247,69 €	125 380,00 €	-13 132,00 €	-10,47%	
BOURESCHES	105 999,65 €	129 000,00 €	-23 000,00 €	-17,83%	
BRAINE	42 467,94 €	41 000,00 €	1 468,00 €	3,58%	
BRANCOURT-EN-LAONNOIS					80 525,42 €
BRISSAY-CHOIGNY	176 870,09 €	174 360,00 €	2 510,09 €	1,44%	
BRUYERES-ET-MONTBERAULT	17 726,23 €	20 420,00 €	-2 694,00 €	-13,19%	
BUCY-LE-LONG					39 335,62 €
BUCY-LES-PIERREPONT	11 099,63 €	11 230,00 €	-130,00 €	-1,16%	
BUIRONFOSSE	126 029,98 €	131 130,00 €	-5 100,00 €	-3,89%	
BUIRONFOSSE	35 339,46 €	32 950,00 €	2 389,00 €	7,25%	
CERNY-EN-LAONNOIS	62 995,20 €	75 000,00 €	-12 005,00 €	-16,01%	
CERNY-LES-BUCY	108 395,21 €	109 080,00 €	-685,00 €	-0,63%	
CHARLY-SUR-MARNE	7 681,14 €	8 890,00 €	-1 209,00 €	-13,60%	
CHARTEVES	145 261,36 €	171 300,00 €	-26 039,00 €	-15,20%	
CHASSEMY	115 404,21 €	73 000,00 €	42 404,00 €	58,09%	
CHATEAU-THIERRY	250 078,30 €	294 830,00 €	-44 751,70 €	-15,18%	
CHATEAU-THIERRY	76 750,31 €	90 030,00 €	-13 279,69 €	-14,75%	
CHAUNY	175 570,20 €	175 250,00 €	320,00 €	0,18%	
CHEVENNES	133 221,09 €	147 050,00 €	-13 829,00 €	-9,40%	
CHEZY-SUR-MARNE	43 008,02 €	54 400,00 €	-11 392,00 €	-20,94%	
CHEZY-SUR-MARNE	91 309,58 €	166 310,00 €	-75 000,00 €	-45,10%	
CHIVY-LES-ETOUVELLES	35 917,46 €	42 370,00 €	-6 452,54 €	-15,23%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
CLASTRES	8 758,40 €	10 100,00 €	-1 342,00 €	-13,29%	
COEUVRES-ET-VALSERY	44 811,13 €	72 000,00 €	-27 189,00 €	-37,76%	
COINCY	5 607,37 €	4 690,00 €	917,00 €	19,55%	
CONDREN	29 592,13 €	28 700,00 €	892,00 €	3,11%	
CORBENY	30 621,96 €	45 000,00 €	-14 378,00 €	106,67%	
CORBENY	6 611,34 €	6 000,00 €	611,00 €	10,18%	
CORBENY	15 769,27 €	17 000,00 €	-1 231,00 €	-7,24%	
CORBENY					47 519,07 €
CORCY	92 862,54 €	104 000,00 €	-11 137,00 €	-10,71%	
COUCY-LE-CHATEAU-AUFFRIQUE	58 923,23 €	76 600,00 €	-17 677,00 €	-23,08%	
COUPRU	81 344,50 €	98 590,00 €	-17 245,50 €	-17,49%	
COURTEMONT-VARENNES	20 676,04 €	20 880,00 €	-204,00 €	-0,98%	
COURTEMONT-VARENNES	20 442,61 €	16 830,00 €	3 613,00 €	21,47%	
CREPY	7 515,10 €	8 930,00 €	-1 415,00 €	-15,85%	
CREPY	4 712,17 €	4 870,00 €	-158,00 €	-3,24%	
CREZANCY	99 392,37 €	116 600,00 €	-17 207,63 €	-17,31%	
CROUTTES-SUR-MARNE	9 551,61 €	8 870,00 €	682,00 €	7,69%	
CROUY	76 489,00 €	75 921,00 €	568,00 €	0,75%	
CUFFIES	21 006,70 €	21 000,00 €	6,70 €	0,03%	
CUGNY					124 476,34 €
CUIRY-LES-CHAUDARDES	39 944,10 €	57 900,00 €	-17 956,00 €	-31,01%	
DAMMARD	110 606,45 €	138 250,00 €	-27 644,00 €	-20,00%	
DAMMARD	5 581,04 €	4 140,00 €	1 441,00 €	34,81%	
DIZY le GROS	17 146,40 €	19 640,00 €	-2 493,60 €	-12,70%	
DOMPTIN	4 406,43 €	4 600,00 €	-194,00 €	-4,22%	
ETAVES ET BOCQUIAUX	5 508,54 €	4 510,00 €	998,54 €	22,14%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
EPIEDS	36 441,38 €	45 960,00 €	-9 518,62 €	-20,71%	
ESSIGNY-LE-PETIT	19 866,45 €	29 330,00 €	-9 464,00 €	-32,27%	
ESSOMES-SUR-MARNE	104 519,35 €	117 470,00 €	-12 951,00 €	-11,02%	
ESSOMES-SUR-MARNE	8 700,53 €	5 800,00 €	2 901,00 €	50,02%	
ESSOMES-SUR-MARNE	36 629,51 €	47 660,00 €	-11 030,00 €	-23,14%	
ETREUX	9 415,32 €	8 590,00 €	825,32 €	9,61%	
FERE-EN-TARDENOIS	47 447,38 €	60 990,00 €	-13 543,00 €	-22,21%	
FESMY-LE-SART	39 672,27 €	44 480,00 €	-4 808,00 €	-10,81%	
FOLEMBRAY	15 392,99 €	6 890,00 €	8 502,99 €	123,41%	
FOLEMBRAY	7 418,99 €	8 770,00 €	-2 151,00 €	-24,53%	
FONTAINE NOTRE DAME	106 865,31 €	107 140,00 €	-274,69 €	-0,26%	
FONSOMME	13 151,02 €	7 520,00 €	5 631,00 €	74,88%	
FONTENELLE	117 708,20 €	130 600,00 €	-12 892,00 €	-9,87%	
FOSSOY	88 379,78 €	117 980,00 €	-29 600,00 €	-25,09%	
FRANCILLY-SELENCY	111 282,01 €	136 660,00 €	-25 378,00 €	-18,57%	
FRESNOY-LE-GRAND	34 965,94 €	43 090,00 €	-8 124,00 €	-18,85%	
FRESNOY-LE-GRAND					104 534,93 €
GOUSSANCOURT	65 821,64 €	83 250,00 €	-17 428,36 €	-20,93%	
GRUGIES	36 895,56 €	58 880,00 €	-21 984,44 €	-37,34%	
GUISE	82 154,93 €	106 020,00 €	-23 865,00 €	-22,51%	
GUISE					29 727,89 €
GUNY	90 642,10 €	87 900,00 €	2 742,00 €	3,12%	
GUNY					54 640,48 €
HARLY	108 282,03 €	141 210,00 €	-26 852,00 €	-23,32%	
HAUTEVILLE	102 396,58 €	123 470,00 €	-21 074,00 €	-17,07%	
HAUTEVILLE	5 539,86 €	4 440,00 €	1 100,00 €	24,77%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
HOMBLIERES					130 203,82 €
ITANCOURT	144 265,56 €	153 810,00 €	-9 544,00 €	-6,21%	
ITANCOURT	8 141,96 €	7 250,00 €	892,00 €	12,30%	
JAULGONNE	149 760,74 €	146 620,00 €	3 140,74 €	2,14%	
JUSSY	86 500,21 €	135 680,00 €	-49 180,00 €	-36,25%	
LA CAPELLE	6 771,15 €	5 760,00 €	1 011,15 €	17,55%	
LA CAPELLE	36 846,95 €	76 730,00 €	-39 883,00 €	-51,98%	
LA FERTE-MILON	6 492,74 €	6 900,00 €	-407,00 €	-5,90%	
LA FERTE-MILON	116 851,41 €	137 960,00 €	-21 109,00 €	-15,30%	
LA FERTE-MILON					3 401,70 €
LA FLAMENGRIE	6 509,61 €	5 920,00 €	590,00 €	9,97%	
LA NEUVILLE-LES-DORENGT	40 999,23 €	51 290,00 €	-10 290,77 €	-20,06%	
LAON	159 984,86 €	238 730,00 €	-78 745,00 €	-32,98%	
LAON					
LATILLY	118 848,39 €	135 660,00 €	-16 812,00 €	-12,39%	
LAVAQUERESSE	7 780,32 €	10 850,00 €	-3 070,00 €	-28,29%	
LE HERIE-LA-VIEVILLE	35 977,90 €	38 480,00 €	-2 502,00 €	-6,50%	
LE NOUVION-EN-THIERACHE					205 667,62 €
LERZY	6 768,74 €	11 300,00 €	-4 531,00 €	-40,10%	
LIESSE-NOTRE-DAME	6 361,49 €	7 720,00 €	-1 358,00 €	-17,59%	
LIESSE-NOTRE-DAME	16 962,57 €	9 300,00 €	7 662,57 €	45,17%	
LISLET	82 409,56 €	98 280,00 €	-15 870,00 €	-16,15%	
LISLET	89 924,19 €	43 510,00 €	46 414,00 €	107,00%	
LONGPONT	70 650,91 €	85 000,00 €	-14 349,00 €	-16,88%	
LUCY-LE-BOCAGE	53 808,94 €	64 160,00 €	-10 351,06 €	-16,13%	
LY-FONTAINE	118 895,67 €	182 610,00 €	-63 714,00 €	-34,89%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
LY-FONTAINE					71 116
MAYOT	31 118,12 €	35 580,00 €	-4 462,00 €	-12,54%	
MAYOT	53 104,99 €	78 620,00 €	-25 515,01 €	-32,45%	
MENNEVRET	5 694,80 €	4 850,00 €	845,00 €	17,42%	
MERLIEUX-ET-FOUQUEROLLES	5 943,18 €	6 930,00 €	-987,00 €	-14,24%	
MEZIERES SUR OISE	7 870,80 €	7 600,00 €	270,80 €	3,56%	
MISSY LES PIERREPONT	13 795,85 €	11 810,00 €	1 985,85 €	16,81%	
MONCEAU le WAAST	10 329,69 €	10 740,00 €	-410,31 €	-3,82%	
MONCEAU-LES-LEUPS	10 527,15 €	9 580,00 €	947,00 €	9,89%	
MONDREPUIS	34 081,41 €	43 800,00 €	-9 719,00 €	-22,19%	
MONTBREHAIN					40 240
MONTCORNET	8 796,47 €	7 790,00 €	1 006,00 €	12,91%	
MONTFAUCON					18 541
MONTHIERS	103 341,12 €	69 840,00 €	33 501,12 €	47,97%	
MONTIGNY EN ARROUAISE	60 636,79 €	63 430,00 €	-2 793,21 €	-4,40%	
MONTIGNY-LENGRAIN					86 627
MONT-NOTRE-DAME	12 062,31 €	12 000,00 €	62,31 €	0,52%	
MONTREUIL-AUX-LIONS	102 396,58 €	123 470,00 €	-21 073,42 €	-17,07%	
MONT-SAINT-PERE					99 860
MOY-DE-L'AISNE	11 246,33 €	11 860,00 €	-614,00 €	-5,18%	
MOY-DE-L'AISNE					60 995
MOY-DE-L'AISNE	96 444,88 €	111 832,33 €	-15 387,45 €	-13,76%	
NEUILLY SAINT FRONT	48 640,82 €	98 870,00 €	-50 229,18 €	-50,80%	
NEUVE-MAISON	15 125,41 €	25 960,00 €	-10 835,00 €	-41,74%	
NEUVILLE-SAINT-AMAND					4 964

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
NOGENTEL	6 728,77 €	6 640,00 €	89,00 €	1,34%	
NOGENT-L'ARTAUD	57 384,37 €	64 930,00 €	-7 546,00 €	-11,62%	
OISY	134 823,36 €	150 270,00 €	-15 447,00 €	-10,28%	
OISY	57 465,96 €	68 990,00 €	-11 524,04 €	-16,70%	
OISY	5 273,20 €	7 228,07 €	-1 954,87 €	-27,05%	
OLLEZY	40 946,61 €	61 440,00 €	-20 493,00 €	-33,35%	
ORAINVILLE	31 364,25 €	19 000,00 €	12 364,25 €	65,08%	
ORIGNY-SAINTE-BENOITE	17 450,81 €	15 300,00 €	2 150,81 €	14,06%	
OULCHES la VALLEE FOULON	19 745,68 €	20 000,00 €	-254,32 €	-1,27%	
PASSY-EN-VALOIS	5 394,63 €	5 240,00 €	155,00 €	2,96%	
PIERREPONT	66 515,03 €	76 190,00 €	-9 675,00 €	-12,70%	
PITHON	7 710,70 €	8 130,00 €	-419,00 €	-5,15%	
POUILLY-SUR-SERRE	92 970,22 €	122 480,00 €	-29 509,78 €	-24,09%	
PREMONT	5 837,15 €	4 590,00 €	1 247,00 €	27,17%	
PROISY	27 316,13 €	22 650,00 €	4 666,13 €	20,60%	
RAMICOURT	72 745,25 €	78 720,00 €	-5 975,00 €	-7,59%	
RESSONS-LE-LONG	11 654,05 €	11 000,00 €	654,00 €	5,95%	
RETHEUIL	92 466,75 €	114 000,00 €	-21 533,00 €	-18,89%	
ROMENY-SUR-MARNE	74 351,14 €	88 610,00 €	-14 259,00 €	-16,09%	
ROUVROY	5 203,34 €	4 830,00 €	373,00 €	7,72%	
ROUVROY	29 518,66 €	30 050,00 €	-531,34 €	-1,77%	
SAINT-AGNAN	7 246,79 €	7 900,00 €	-653,00 €	-8,27%	
SAINT-GOBAIN	59 209,61 €	67 900,00 €	-8 690,39 €	-12,80%	
SAINT-GOBAIN	5 059,51 €	4 180,00 €	879,51 €	21,04%	
SAINT-QUENTIN	56 318,05 €	60 790,00 €	-4 472,00 €	-7,36%	
SAINT-QUENTIN	28 463,76 €	32 430,00 €	-3 966,24 €	-12,23%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
SAINT-REMY-BLANZY	6 516,98 €	6 180,00 €	337,00 €	5,45%	
SAINT-REMY-BLANZY	68 851,06 €	69 400,00 €	-548,94 €	-0,79%	
SAVY	73 363,84 €	98 450,00 €	-25 086,00 €	-25,48%	
SEBONCOURT	4 679,29 €	6 470,00 €	-1 790,71 €	-27,68%	
SERAIN	91 034,67 €	102 400,00 €	-11 365,00 €	-11,10%	
SERAUCOURT-LE-GRAND	55 657,82 €	98 430,00 €	-42 772,18 €	-43,45%	
SERINGES-ET-NESLES	5 339,63 €	5 700,00 €	-360,00 €	-6,32%	
SISSONNE	4 718,51 €	3 210,00 €	1 509,00 €	47,01%	
SONS et RONCHERES	83 646,25 €	84 020,00 €	-373,75 €	-0,44%	
TAILLEFONTAINE					101 268,28 €
TERGNIER	56 823,90 €	44 260,00 €	12 564,00 €	28,39%	
THENELLES	234 132,23 €	232 540,00 €	1 592,23 €	0,68%	
TORCY-EN-VALOIS	19 700,39 €	17 060,00 €	2 640,00 €	15,48%	
TRELOU-SUR-MARNE	20 277,97 €	20 430,00 €	-152,00 €	-0,74%	
TROSLY-LOIRE	40 586,62 €	50 460,00 €	-9 873,00 €	-19,57%	
TROSLY-LOIRE	5 968,89 €	5 700,00 €	269,00 €	4,72%	
TUGNY-ET-PONT	16 351,32 €	20 910,00 €	-4 559,00 €	-21,80%	
TUPIGNY	7 889,53 €	6 910,00 €	980,00 €	14,18%	
URVILLERS	15 865,12 €	15 530,00 €	335,00 €	2,16%	
URVILLERS	19 190,89 €	15 140,00 €	4 051,00 €	26,76%	
VAUX-ANDIGNY	67 459,07 €	71 170,00 €	-3 710,93 €	-5,21%	
VENDHUILE	90 630,22 €	115 700,00 €	-25 069,78 €	-21,67%	
VERMAND	27 846,61 €	26 950,00 €	897,00 €	3,33%	
VIC-SUR-AISNE	92 753,02 €	136 000,00 €	-43 247,00 €	-31,80%	
VILLEQUIER-AUMONT	129 416,42 €	141 120,00 €	-11 704,00 €	-8,29%	
VILLERS-AGRON-AIGUIZY	35 491,07 €	37 450,00 €	-1 959,00 €	-5,23%	

Nom commune	Montant HT VRG	Montant HT DGD USEDA	Ecart en €	Ecart en %	Montant HT non valorisé
VILLERS-LES-GUISE	47 813,46 €	37 604,07 €	10 209,39 €	27,15%	
VILLERS-SUR-FERE	52 277,40 €	63 200,00 €	-10 923,00 €	-17,28%	
VILLIERS-SAINT-DENIS					104 257,03 €
VILLIERS-SAINT-DENIS					116 933,27 €
VOYENNE	74 326,48 €	87 760,00 €	-13 434,00 €	-15,31%	
WASSIGNY	51 323,02 €	50 142,92 €	1 180,10 €	2,35%	
WIMY	28 324,02 €	35 290,00 €	-6 965,98 €	-19,74%	
Total	9 165 250,70 €	10 501 280,25 €	- 1 330 757	-12,72%	2 004 064,42 €

Opérations non valorisées au 23/07/2017

Ecart compris entre +15 % et -15 %

Ecart inférieur à -15%

Ecart supérieur à +15 %



Syndicat Mixte Ouvert

ZAC Champ du Roy, Rue Turgot
CS 90666 - 02007 LAON CEDEX

Tél. : 03 23 27 15 80 - Fax : 03 23 27 15 81

Site internet : <http://www.useda.fr>