

Rapport de contrôle des concessions d'électricité et de gaz

2015



Syndicat
Départemental
d'Énergie de
Tarn-et-Garonne



SOMMAIRE

ÉLECTRICITÉ

p.

Le contrôle de la concession	3
La valeur financière du patrimoine	6
La qualité de la fourniture distribuée	8
Les usagers de la concession	9

GAZ

p.

Le contrôle de la concession	12
La valeur financière du patrimoine	13
L'acheminement	14
La sécurité de la distribution	14
La mission d'audit	15

L'intégralité du "Rapport de contrôle des concessions d'électricité et de gaz" est consultable au SDE 82.

Directeur de la publication : **Robert Descazeaux**
Rédaction : **Marylène Bayles-Penche, Carine Béréni et Françoise Sorbet**
Conception, réalisation graphique :
Approches Business Consulting & Campagne de Presse
Impression : **Techniprint** (tirage : 550 ex.)
SDE 82 - 78 avenue de l'Europe - 82000 Montauban
Tél. : 05 63 21 09 00 - Mail : sdetg@sdetg.fr

LE MOT DU PRÉSIDENT



Le SDE 82 est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité sur l'ensemble du département et de gaz au titre de sa compétence optionnelle. Le présent rapport a pour objet de répondre à l'obligation réglementaire de contrôles de l'activité des concessionnaires et de dresser un panorama complet de l'exécution du service rendu.

J'ai souhaité, cette année encore, effectuer un contrôle exhaustif auprès d'ENEDIS et d'EDF, et l'initier sur le domaine du gaz auprès de GRDF. Le contrôle effectué en interne a été renforcé par les services d'un cabinet expert Audit, Expertise et Contrôle (AEC), pour commenter l'analyse des données et préparer les audits en ciblant les sujets présentant de forts enjeux pour le SDE 82 et ses membres.

L'ensemble des données a été analysé de manière détaillée et les concessionnaires ont été interrogés sur les éléments manquants, les écarts significatifs et les incohérences d'inventaires.

Les résultats des investigations, que j'ai présentés au Comité syndical et à la Commission des finances, n'ont pas fait ressortir des facteurs de risques particulièrement sensibles, même si certains points méritent d'être sous surveillance et feront l'objet d'échanges et de contrôles ultérieurs.

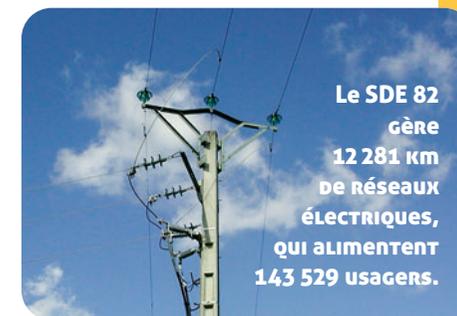
A l'aube du renouvellement du contrat de concession électrique, la parfaite connaissance de ces éléments patrimoniaux, financiers et comptables sera un préalable à la négociation plus particulièrement sur les enjeux locaux.

Le SDE 82, en partenariat avec les concessionnaires, est plus que jamais mobilisé pour donner aux usagers un service public d'électricité et de gaz de meilleure qualité.

ROBERT DESCAZEUX

Maire de Garganvillar, Président du SDE 82

- Depuis plus de 20 ans, le SDE 82 et son concessionnaire ENEDIS se sont attachés à développer et à moderniser le réseau électrique sur le département.
- Néanmoins, les investissements conséquents réalisés par le concessionnaire ces cinq dernières années doivent être poursuivis : le temps moyen de coupure par usager est toujours plus élevé que la moyenne nationale et en dégradation par rapport à l'exercice précédent.
- Dans le cadre de l'évaluation de la qualité du service rendu par EDF, le SDE 82 mesure la satisfaction des clients. Aussi, EDF doit fiabiliser ses indicateurs sur les réclamations.



Le contexte et le périmètre de la concession

Le service public de la distribution d'électricité fait l'objet d'un contrat unique de concession pour les 195 communes du département. Il a été signé en 1993 pour une durée de 25 ans. L'accord a été conclu entre le **SDE 82** – autorité organisatrice délégante – Électricité Réseau Distribution France – **ERDF**, devenu **ENEDIS** en juillet 2016, en tant que délégataire de la distribution d'électricité – et Électricité de France – **EDF**, en tant que délégataire de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés.

Les réseaux de distribution d'électricité sont la propriété des collectivités et, par transfert de compétence, du SDE 82.

En tant qu'Autorité Organisatrice de Distribution Électrique (AODE), le SDE 82 se doit de contrôler le bon accomplissement des missions de service public fixées par le Cahier des Charges de Concession (CCC). Il est donc en droit de disposer de la part des entreprises délégataires des éléments d'information nécessaires pour juger de l'état du patrimoine, de son renouvellement et du niveau des services rendus à l'utilisateur.

à RETENIR

Le contrat de concession sera renouvelé **en juillet 2018**. L'échéance est proche et les enjeux sont importants. Sur le contrôle annuel au titre de l'année 2015, le SDE 82 a souhaité s'adjoindre, une fois encore, le conseil et l'assistance d'un cabinet expert dans l'analyse des services publics concédés. Les résultats pour le Tarn-et-Garonne sont comparés à une "Référence expert", fondée sur les résultats d'autres territoires comparables. La mission 2015 consiste, d'une part, à **consolider les indicateurs des tableaux de bord de 2014**, à auditer le traitement des réclamations dans le respect des nouvelles exigences du **TURPE4*** ainsi qu'à analyser le **programme de prolongation de la durée de vie** mis en œuvre par le concessionnaire distributeur et, d'autre part, à auditer le concessionnaire EDF sur les réclamations.

(*) Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité validé par la Commission de régulation de l'énergie (1^{er} janvier 2014).

La mission de contrôle

Le Compte-Rendu d'Activité des Concessionnaires (CRAC), conformément au CCC, retrace l'ensemble des actions menées. Il présente également les résultats comptables et financiers pour l'année d'exploitation. Ce document, qui est adressé et présenté à l'autorité organisatrice, donne une image de la concession et rend compte de la qualité de services. La présentation par ENEDIS a eu lieu le 27 juin 2016.

Depuis plusieurs années, les concessionnaires ont enrichi le CRAC en intégrant de nouveaux indicateurs techniques et financiers, notamment à la suite du protocole d'accord signé avec la FNCCR le 26 mars 2009. Désormais, les pouvoirs publics, par décret du 21 avril 2016, fixent le contenu du compte-rendu et rappellent l'obligation des concessionnaires de fournir, à compter du 1^{er} janvier 2018, l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, à la demande de l'autorité organisatrice. Un prochain arrêté en précisera le contenu. Enfin, les termes du décret avancent la date de remise du CRAC au 1^{er} juin de chaque année.

La distribution publique d'électricité

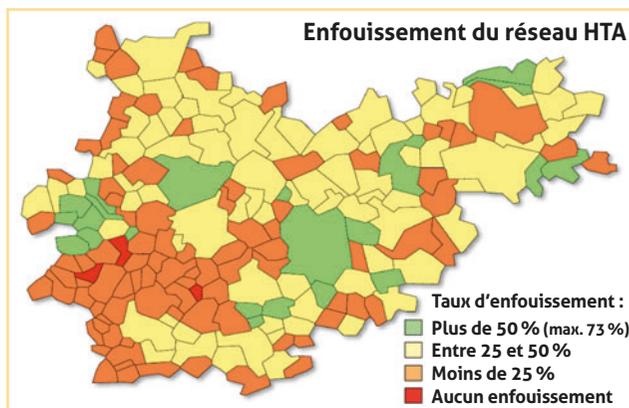
Le réseau public de distribution d'électricité est constitué par les ouvrages en moyenne et basse tension, depuis les postes sources situés à la sortie du réseau haute tension jusqu'aux compteurs des usagers.

••> Le département est desservi par **18 postes sources**.

••> **156 départs HTA** alimentent **142 509 usagers*** (+ 1,06 % par rapport à 2014), dont 46,8 % sont situés en zone rurale (57 % en 2014) et 53,2 % en zone urbaine (43 % en 2014). Cette évolution provient du classement des communes de Nègrepelisse et Montech en régime urbain (dans le sens de l'électrification). Ces départs permettent l'**acheminement de 1 474 604 140 kWh** (+ 2,7 %). L'évolution de la consommation moyenne des usagers est quasi constante sur le département.

••> **12 281 km de linéaire réseau**.

(*) Selon la base technique d'ENEDIS, soit un taux de rattachement de 1 %, au même niveau que la "référence expert".



Le réseau moyenne tension (20 000 volts)

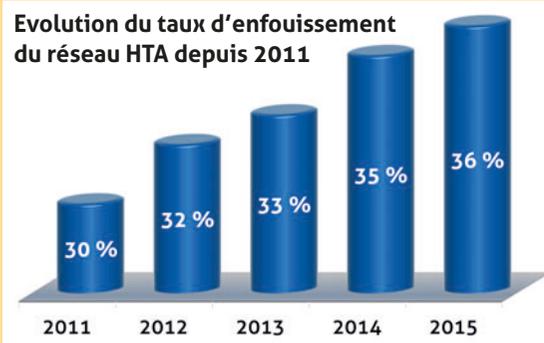
••> **5 688 km de réseau moyenne tension (HTA)**

- **2 048 km en souterrain ;**
- **3 640 km en aérien**, dont 2 % en faible section (2,5 % en 2014).

La concession est constituée majoritairement de **réseaux HTA aériens nus** à hauteur de **63,94 %**.

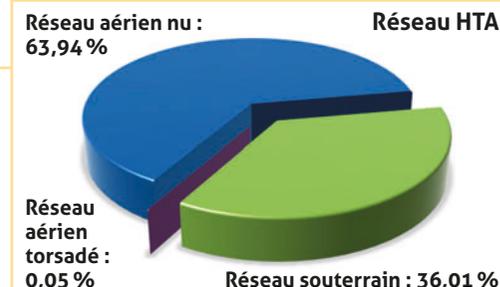
Le réseau HTA a progressé de **37 km**. On note une résorption de 45 km de réseaux fils nus, dont 28 km en faible section et une construction de 81 km en souterrain.

Evolution du taux d'enfouissement du réseau HTA depuis 2011



Le **taux d'enfouissement HTA** du Tarn-et-Garonne progresse de façon soutenue, de **1,6 point par an** en moyenne, et ce depuis 2009.

La concession compte encore 5 km de réseaux HTA souterrain à isolation papier, soit un taux de 0,08 % (l'un des plus bas sur des concessions similaires). Ce type de réseau ne constitue pas un enjeu pour la qualité de service.



à retenir

Le réseau HTA aérien est en moyenne **âgé de 34,5 ans**. Face à cela, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer un renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens, via des opérations de maintenance lourde dénommées "prolongation de la durée de vie" (PDV). Présentée comme une démarche technico-économique optimale par ENEDIS, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA, déjà important.

L'**âge moyen** des réseaux HTA dans leur globalité est de **26 ans** et 17,5 % des linéaires ont plus de 40 ans (16,2 % en 2014). La référence expert se situe au deçà du niveau du Tarn-et-Garonne.

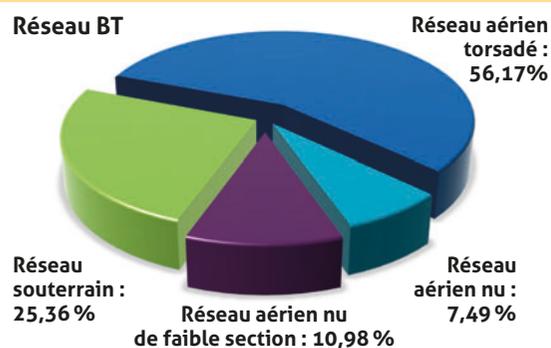
AUDIT

L'autorité concédante doit rester vigilante face au **risque d'obsolescence de son patrimoine HTA** dans le futur. En particulier, elle devra suivre l'évolution de la qualité de desserte sur les tronçons traités par des opérations "PDV", puisqu'elles visent une mise en état opérationnel pour 15 ans à partir de la date de travaux. D'autant qu'il a été constaté en 2015 **une nette hausse du taux d'incidents** (hors incidents exceptionnels) sur les réseaux HTA aériens, **dépassant pour la première fois depuis cinq ans la moyenne nationale**.

Le réseau basse tension (230 à 400 volts)

••> 6 591 km de réseau basse tension (BT)

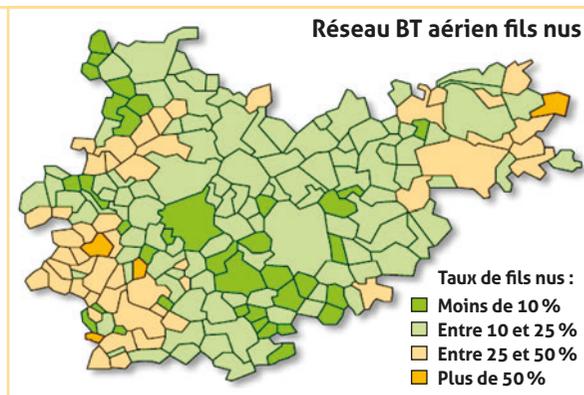
- 1 671 km en souterrain (+3,6 % par rapport à 2014);
- 3 702 km en aérien torsadé (+1,8 % par rapport à 2014);
- 1 218 km en réseau nu (-9,6 % par rapport à 2014) dont 59 % sont en faible section.



Le réseau BT a progressé de 9,4 km, soit 0,1 %.

Le taux d'enfouissement du réseau BT s'établit à 25 % et reste proche de la "référence expert".

En particulier, ce réseau est constitué à 19 % de lignes aériennes nues ("référence expert" : 10 %), où le taux d'incident s'avère près de trois fois plus élevé. Ces linéaires sont situés pour un peu plus des trois quarts en zone rurale, où le rythme de leur résorption constaté depuis 2011 s'établit à 112 km/an, contre seulement 5 km/an en zone urbaine (sous maîtrise d'ouvrage d'ENEDIS).



AUDIT

Parmi les lignes aériennes nues, le réseau de faible section présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SDE 82 dans le cadre de ses opérations de sécurisation (-77 km/an depuis 2011).

ÂGE MOYEN DU RÉSEAU BT	2011	2015	2015 compta
Souterrain	13,5 ans	15 ans	13,2 ans
Aérien torsadé	26 ans	27,1 ans	21,1 ans
Aérien nu	59,7 ans	63,8 ans	57 ans

Les âges moyens présentés sont à considérer avec prudence, leur datation étant approximative. En effet, 22,5 % d'entre eux sont datés de 1946 (date de la création d'EDF).

AUDIT

Près d'un quart des lignes BT de la concession présente une datation arbitraire et fictive à 1946, ce qui altère le suivi de leur âge moyen.

••> 7 674 postes de transformation HTA/BT.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de postes HTA/BT à croître de 43 unités. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en service constatées depuis quatre ans, alors que les nombres de postes sur poteau (4 392 H61) et maçonnés (82 cabines hautes) continuent de diminuer. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter. Désormais plus de la moitié des transformateurs sont de nouvelle génération.

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 20 ans, soit trois ans de moins que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués aux PCB (Polychlorobiphényles).

••> Les appareils de comptage présentent un taux de compteurs électroniques qui continue de progresser de 0,7 point en moyenne par année depuis quatre ans. Il se place au dessus du niveau des indicateurs constatés par ailleurs. Le déploiement des compteurs LINKY, initié à partir de septembre 2016 sur la concession, se déroulera jusqu'en 2021 sur le plan national.

AUDIT

Le concessionnaire n'a pas communiqué certains inventaires techniques et n'a pas répondu à certaines questions*, et ce malgré plusieurs demandes, pourtant nécessaire à l'identification du besoin en renouvellement de certains ouvrages de la concession au regard des pratiques comptables spécifiques.

(*): Inventaire des compteurs par commune et par millésime, déploiement et mise en conformité opérationnelle des compteurs C2-C4.

La valeur financière du patrimoine

- Valeur brute : 524,26 M€, en augmentation de 28 M€ sur un an, soit une croissance supérieure à l'augmentation annuelle moyenne constatée sur les cinq derniers exercices (+ 22 M€/an en moyenne). La valeur brute par usager se situe dans la fourchette haute des ratios "référence expert", du fait notamment d'une densité de population peu élevée.
- Valeur nette : 321 M€
- Valeur de remplacement* : 673,83 M€

La comptabilité patrimoniale est tenue par le concessionnaire, et ce quel que soit le maître d'ouvrage. Elle comprend la valorisation financière de l'ensemble des réseaux, principalement en moyenne tension (HTA), en basse tension (BT), des postes de transformation HTA/BT, ainsi que des **ouvrages non localisés** (branchements et compteurs), lesquels représentent encore **15 % du patrimoine total**.

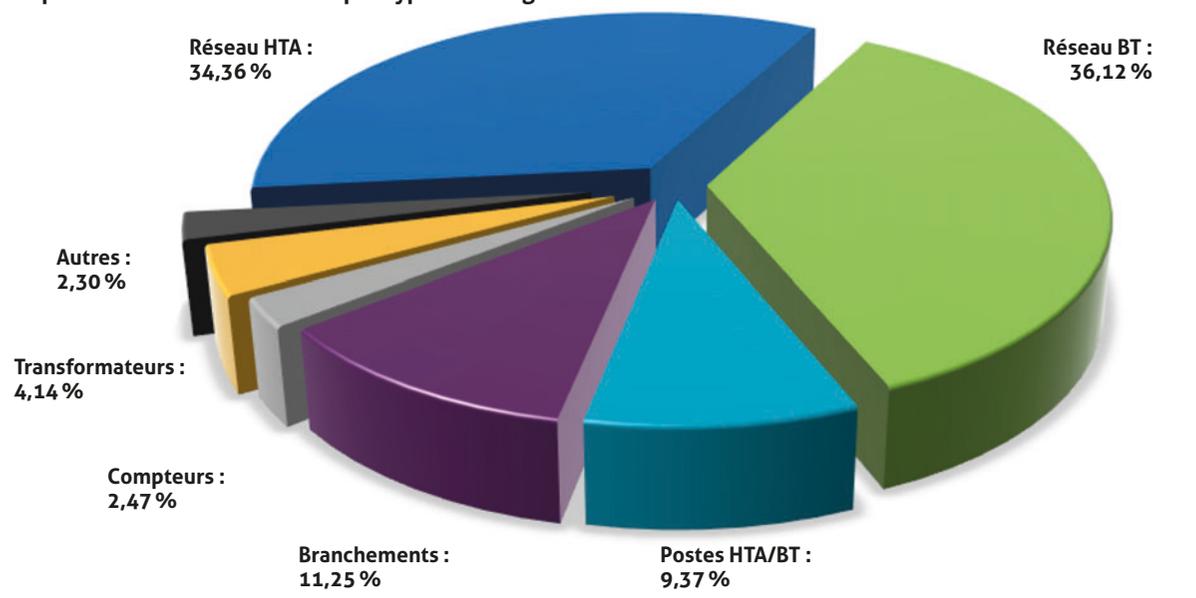
Dans le respect des engagements pris dans le cadre de l'avenant n°4, ENEDIS a réalisé un **inventaire localisé et valorisé des transformateurs HTA/BT**. A cette occasion, il a opéré une mise en cohérence avec les bases techniques (recalage du nombre de transformateurs HTA/BT, de leurs âges et de leurs plages de puissance). Ce travail a conduit à une **augmentation de la valeur brute** des transformateurs HTA/BT de **5,6 M€ (+ 35 %)**.

Ces chiffres démontrent tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable des ouvrages, notamment en ce qui concerne les branchements dont la localisation n'est, malgré cela, pas prévue à moyen terme.

DÉFINITIONS

- La **valeur brute** correspond à la valeur d'origine des ouvrages évaluée à leur coût de production.
- La **valeur nette** correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.
- La **valeur de remplacement*** représente l'estimation du coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalité et capacité identiques.

Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage



(*) La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'un panier d'indices (coûts des travaux publics, de main d'oeuvre et d'ingénierie). A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.

••> Le stock des **provisions pour renouvellement** suit une **tendance baissière depuis 2010**. Ces diminutions sont dues, d'une part, aux sorties d'inventaire des ouvrages non localisés et, d'autre part, à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011, ce qui réduit le flux annuel des dotations. Les tables de calcul ont été redemandées pour la quatrième année consécutive, sans suite de la part du concessionnaire.

••> Le **passage, en 2015, de deux communes** de la concession (Montech et Nègrepelisse) **du régime d'électrification rurale au régime urbain** a mené à des traitements différenciés qui semblent **en faveur du concessionnaire** (plus faible dotation aux provisions pour renouvellement que ce qu'elle aurait pu être sur ces deux communes). ENEDIS justifie les impacts du décret FACE sur l'estimation des passifs de concession par le fait qu'ils ont été comptablement traités comme des changements d'estimation et non comme des corrections rétroactives.

AUDIT

Cette position n'est cependant pas symétrique dans le cas d'un basculement de communes urbaines en rurales, au regard des reprises de provision pour renouvellement constituées sur les biens BT et les postes HTA/BT. Elle n'est pas non plus conforme à une définition de provisions pour anticiper des besoins en renouvellement futurs. La possibilité d'une **dotations rétroactive** doit être étudiée par ENEDIS. En effet, la dotation aux provisions pour renouvellement sur ces deux communes, calculée sur la base des biens BT et les postes HTA/BT, n'a été en 2015 que de 38 k€ alors qu'en appliquant un rattrapage, **elle aurait atteint près de 500 k€**.

à retenir

La gestion comptable des opérations de Prolongation de la Durée de Vie (PDV) des ouvrages a fait l'objet d'une analyse approfondie en séance d'audit.

ENEDIS précise que la vie d'un bien est caractérisée dans la durée par sa **date d'entrée dans le patrimoine**, par sa **durée de vie théorique selon sa nature d'ouvrage** et par les **politiques d'investissement**.

Sur la concession, **ces opérations PDV se chiffrent à près de 2 M€ depuis 2013**. Elles ont amené une forte reprise de provision en raison de l'allongement de 15 ans (à date des travaux) de la durée de vie des linéaires traités. Il faut noter qu'aucun retour d'expérience n'a encore pu acter de la bonne tenue des ouvrages sur une telle durée, après ce type d'opération.

••> Les amortissements :

Le **taux d'amortissement des ouvrages continue d'augmenter légèrement** (38,8 % en 2015, en hausse de 0,3 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir parmi les **valeurs les plus faibles des "références expert"**. Leur niveau a notamment progressé sur les réseaux HTA et les postes HTA/BT.

L'amortissement des compteurs et des branchements diminue de façon artificielle. En effet, ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable.

En particulier, le concessionnaire a passé des **amortissements accélérés sur certains compteurs**, en raison des remplacements anticipés pour les rendre conformes à la structuration tarifaire des offres de marché.



Le **taux d'amortissement des transformateurs HTA/BT diminue fortement** (42,0 %, en recul de 2,5 points par rapport à l'exercice précédent), en lien avec la mise en cohérence de la base comptable sur la base technique (localisation des transformateurs HTA/BT sur 2015). Cependant, ces impacts ne sont pas présentés de façon chiffrée dans le CRAC.

AUDIT

Il apparaît que **de nombreuses anomalies restent à régulariser**. L'AODE* doit donc rester vigilante : la méthodologie des immobilisations, suite aux opérations PDV, doit être correctement réalisée. Le concessionnaire n'a pas précisé, ouvrage par ouvrage, la décomposition du financement entre les financements propres et les financements externes (tiers ou collectivités). **Il n'a donc pas été possible de vérifier les valeurs** contenues dans les fichiers relatifs aux mises en immobilisation ni aux droits du concédant, qui indiquent de manière agrégée l'origine de financement des ouvrages.

(*) Autorité Organisatrice de Distribution Electrique.



La qualité de l'électricité s'évalue selon deux critères : la continuité de l'alimentation et la qualité de la tension.

••> La **continuité d'alimentation** est mesurée principalement par le **temps de coupure moyen par usager BT (critère B)** et les nombres moyens de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers.

Pour 2015, le **critère B Toutes Causes Confondues (TCC)** de la concession est de **822 minutes**, soit son niveau de très loin le plus élevé depuis au moins 8 ans. De plus, pour sa **part HIX (Hors Incidents Exceptionnels)**, ce critère est en progression constante depuis trois exercices : **138 minutes**.

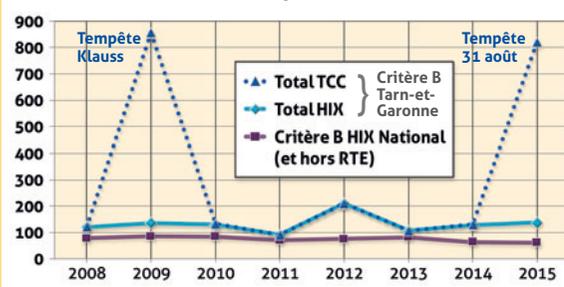
à RETENIR

Le décret "Qualité" du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent **des seuils en termes de continuité et de qualité de tension**. Pour la continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. **Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5 %, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE***.

(*) Autorité Organisatrice de Distribution Electrique.

La qualité de la fourniture distribuée

Evolution du critère B depuis 2008



Ce niveau très élevé du critère B s'explique principalement par :

- > Un évènement classifié en "exceptionnel" : la **tempête du 31 août 2015**, qui à elle seule compte pour **655 minutes** du critère B TCC.
- > D'autres phénomènes météorologiques classifiés exceptionnels, totalisant un temps moyen de coupure par usager de **29 minutes** sur le critère B TCC, qui ont aussi eu un fort impact sur la qualité de service en 2015.
- > **76 minutes** liés aux **incidents HTA**, et ce malgré les lourds investissements effectués récemment.
- > Le **critère B Travaux** diminue de 33 minutes en 2014 à **22 minutes** en 2015. Ce résultat fait suite à un plan d'actions visant à privilégier la pose de groupes électrogènes sur les chantiers.

••> L'indicateur de continuité de fourniture a **augmenté de 1 point** par rapport à 2014. Sa valeur correspond à une continuité très moyenne. La part d'utilisateurs hors standard qualité ou en qualité critique est de **5,6 %** (en hausse).

••> Le **taux de Clients** considérés comme **Mal Alimentés (CMA)** s'établit à **1 %** contre 0,8 % en 2014. Cette hausse concerne notamment la zone urbaine où le nombre de CMA atteint 470 (231 en 2014).

••> La concession présente une **qualité de tension plutôt dégradée**. Le nombre de départs HTA en contrainte est en hausse (+ 1 %), et reste de plus largement supérieur à la "référence expert".

AUDIT

Ces différents constats engagent ENEDIS à poursuivre ses efforts de priorisation des investissements. Une analyse approfondie des rattachements cartographiques sera également menée.

En outre, **il est regrettable que le respect des modalités du plan de tension (dans les valeurs de réglage de tension intégrées au modèle) ne puisse pas être contrôlé**. L'AODE doit donc rester vigilante à la pertinence de ces indicateurs et, le cas échéant, préconiser la mise en place de méthodes alternatives. En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi 14,4 M€, auxquels s'ajoutent 5,4 M€ imposés par les opérations de raccordement. Ainsi, **les investissements délibérés augmentent de 1,7 M€ par rapport à l'exercice précédent et le niveau atteint en 2015 est le plus élevé depuis 8 ans**. Cependant la valeur du critère B est supérieure au niveau national depuis au moins 2011 : **les investissements délibérés doivent, sinon encore s'accroître, du moins ne pas diminuer**.

Enfin, il est regrettable que le concessionnaire ne présente pas les quantités réalisées par typologie d'investissement, malgré de multiples demandes.

Les usagers de la concession

Le nombre d'usagers de la concession continue de progresser (+ 0,9 %). Le nombre d'usagers en moyenne tension (HTA) de la concession poursuit de son côté sa baisse : -8 en 2015 (-29 depuis 2011). 11 % des usagers sont sortis des tarifs réglementés de vente (TRV), contre seulement 5,6 % en 2011.

Evolution de la consommation d'électricité

CONSUMMATION (GWh)	2013	2014	2015	Evolution
Usagers BT <= 36 kVA	993	917	935	+ 1,96 %
Usagers BT > 36 kVA	178	170	179	+ 5,29 %
Usagers HTA	346	349	361	+ 3,44 %
Energie acheminée	1517	1436	1475	+ 2,72 %

Evolution des recettes d'acheminement

RECETTES (k€)	2014	2015	Evolution
Usagers BT <= 36 kVA	40 114	40 739	+ 1,6 %
Usagers BT > 36 kVA	7 159	7 518	+ 5,0 %
Usagers HTA	7 128	7 256	+ 1,8 %
Total concession	54 401	55 513	+ 2,0 %

La consommation électrique est en légère hausse en 2015, après la forte baisse constatée en 2014, suite à un hiver relativement doux.

à SAVOIR

Les producteurs alternatifs représentent 2 070 installations. 98,5 % produisent de l'énergie photovoltaïque. L'énergie produite se répartit comme suit : 63 % pour les installations photovoltaïques, 16 % pour les installations hydrauliques et 21 % pour les autres types d'installations (cogénération, biogaz).

143 529 usagers en 2015
(+ 4,32 % par rapport à 2011)

1 474 604 240 kWh
d'énergie acheminée en 2015
(+ 2,72 % par rapport à 2014)



55,5 M€ de recettes
d'acheminement pour ENEDIS
(+ 2 % par rapport à 2014)

La qualité de service

Elle se mesure par le nombre de réclamations sur la concession. En 2015, on a compté **1 896 réclamations** dans le Tarn-et-Garonne. La concession continue donc de présenter un volume extrêmement important de réclamations faites au distributeur, compte tenu du nombre d'usagers sur le territoire : c'est **42 % de plus par rapport à la "référence expert"**.

Par ailleurs, le nombre de réclamations est en progression : + **14 %** par rapport à 2014 (certaines étant toutefois liées à la tempête du 31 août 2015).

Le concessionnaire y répond de façon satisfaisante (aux alentours de **95 % de réponses dans les délais**, et ce depuis deux ans). Il faut noter que cet indicateur ne prendra pas en compte, tel qu'il est pour l'instant construit, les réclamations en lien avec LINKY.

L'ensemble de ces indicateurs (protocole FNCCR) se maintient à de **bons niveaux de satisfaction**, comme l'accueil téléphonique pour les raccordements (94 %), les mises en service (environ 90 %), le taux d'absence à la relève (au même niveau que la "référence expert") ou le taux de compteurs avec un minimum d'un relevé dans l'année (97,6 %).

AUDIT

L'ensemble des indicateurs transmis sur la partie clientèle distributeur n'intègre pas les données de **10 communes** faisant partie du périmètre de la concession et gérées par le centre ENEDIS du Lot-et-Garonne.

Le SDE 82 a insisté sur le fait que le contrôle portait sur toutes les communes faisant partie de la concession. Une demande a été faite concernant la structuration de requêtes adéquates pour produire les indicateurs demandés à la maille concessive.

Le concessionnaire, bien que relancé à multiples reprises, n'a pas communiqué les informations sur les injections par commune et par typologie plus précises, les volumes de déplacements d'ouvrage, ou encore les indicateurs de performance de l'activité raccordement. Sur ces deux derniers thèmes, le concessionnaire a d'ailleurs indiqué travailler sur des axes d'amélioration concernant le passage d'un releveur et la gestion des contestations relatives aux données de consommations réelles.

Ces points devront être attentivement surveillés par l'AODE lors des prochains contrôles.

Les usagers en Tarif Réglementé de Vente

EDF est le seul fournisseur à pouvoir proposer des contrats d'électricité en Tarif Réglementé de Vente* (TRV).

••> Sur la concession, les **clients en TRV** représentent **89,6 % des usagers**.

Répartition des contrats en tarif réglementé				
CLIENTS (NBRE)	2014	2015	part	évolution
Tarif Bleu	128 963	126 459	99,03 %	-1,94 %
Tarif Jaune	1 498	960	0,75 %	-35,91 %
Tarif Vert	482	275	0,22 %	-42,95 %
Total TRV	130 943	127 694		-2,48 %
ÉNERGIE (MWH)	2014	2015	part	évolution
Tarif Bleu	852 340	839 801	68,62 %	-1,47 %
Tarif Jaune	161 955	144 833	11,83 %	-10,57 %
Tarif Vert	310 464	239 191	19,54 %	-22,96 %
Total TRV	1 324 759	1 223 825		-7,62 %

(*) Ces tarifs sont arrêtés par les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et du Conseil supérieur de l'énergie.

••> Le nombre d'**usagers bénéficiant d'un TRV** présente une **diminution importante (-2,5 %)**, notamment en ce qui concerne les tarifs jaunes (-36 %) et les tarifs verts (-43 %).

••> La baisse des consommations des usagers en tarif jaune et vert aurait du être plus conséquente en application de la loi NOME, mais la majorité de ces sites ne sont passés en offre marché qu'à fin décembre 2015. Les chiffres du prochain contrôle permettront de noter leur quasi disparition.

à savoir

Ces évolutions s'expliquent notamment par l'anticipation de la **suppression des tarifs règlementés Jaune et Vert**, à partir du 01/01/16. La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité) du 07/12/10 prévoit par ailleurs la **suppression des TRV pour les puissances supérieures à 36 kVA**. Ces nouveaux contrats doivent obligatoirement être souscrits auprès des différents fournisseurs en offre marché.

Les usagers en difficultés financières

Avec la publication de la loi Brottes en avril 2013, le **Tarif Première Nécessité (TPN)** est sorti des TRV, afin qu'il puisse être appliqué par tous les fournisseurs et non exclusivement par EDF.

Le **SDE 82 conserve la compétence du contrôle**, dans le cadre du suivi des tarifs sociaux, concernant tous les fournisseurs (EDF, ENGIE, Direct Energie, Enercoop, Planète Oui...), mais également le **tarif social du gaz naturel** ou **TSS** (Tarif Spécial de Solidarité).

••> Le nombre de **foyers au TPN chez EDF** a continué à augmenter (+11 %) sans que cela ne soit associé à une évolution réglementaire ou au processus d'attribution.

••> Le Fonds de Solidarité Logement (FSL) traite l'ensemble des difficultés de paiement des ménages. Le SDE 82 ainsi qu'EDF participent financièrement à ce fonds. Le montant alloué par EDF s'élève à 100 k€, en hausse par rapport aux exercices précédents.

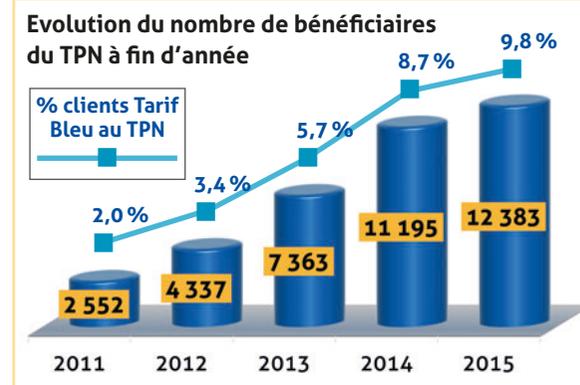
audit

Le **taux de réussite des appels téléphoniques** est de près de **85 % au niveau national, en progression depuis quatre ans**. En effet, le traitement par les plateformes régionales n'est plus effectué en fonction des territoires d'appels, mais selon une répartition nationale des flux d'appels.

Le volume total de réclamations traitées par EDF, communiqué à la maille de la concession depuis trois ans, est en augmentation en 2015, avec une hausse notable des réclamations relatives au recouvrement. **Le résultat observé sur la concession est largement supérieur à la "référence expert", avec environ 127 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu.**

••> L'**évaluation de la qualité de service** est mesurée par la satisfaction des clients et les **réclamations**.

••> EDF a formulé **3 994 demandes de déplacements pour impayés** qui ont abouti à **774 coupures** et **2 513 réductions de puissance**. Ces données sont relativement cohérentes entre ENEDIS et EDF depuis 2012.





Le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. Notamment, les réclamations orales transmises et écrites dans le Système de Gestion des Echanges à destination d'ENEDIS ne sont pas comptées dans les totaux présentés, ce qui explique en partie des volumes très différents sur les thèmes de la relève et de la qualité.

De plus, les réclamations faites sur le site web d'EDF ne sont pas comptabilisées, ce qui est encore plus insatisfaisant. En outre, **il ressort que seuls les indicateurs relatifs aux réclamations des clients particuliers ont été transmis par EDF, ce qui n'est pas acceptable**. Cela pourrait évoluer à l'avenir. Il est donc fortement conseillé de saisir par écrit le fournisseur au tarif réglementé.

Le suivi des réclamations par le SDE 82

Depuis 2005, le SDE 82 répond quotidiennement aux sollicitations des communes et des usagers concernant la distribution publique d'électricité et la fourniture en tarif réglementé, sur tout le territoire du département. Ainsi, dans le cadre du contrôle des missions de service public, le service dédié, renommé "Observatoire du service public des usagers", assure aux collectivités un regard permanent sur la gestion du service concédé.

••> 148 nouvelles saisines ont été adressées au SDE 82, principalement issues des collectivités (43 %) et des usagers (38 %). Le SDE 82 est aussi sollicité par les associations et les services sociaux.

••> Cette mission et le rôle de médiation du SDE 82 sont progressivement reconnus par les usagers des communes urbaines (8 % des demandes).

••> 92 % des dossiers traités portent sur la distribution publique d'électricité et 8 % sur la fourniture en tarif réglementé de vente.

Les principaux motifs de saisine portent sur l'entretien et la mise en conformité des réseaux (l'élagage, la vétusté des poteaux, la hauteur des lignes électriques...) et sur la qualité de l'électricité distribuée.



2015 : Le Médiateur National de l'Énergie (MNE) devient le médiateur de toutes les énergies

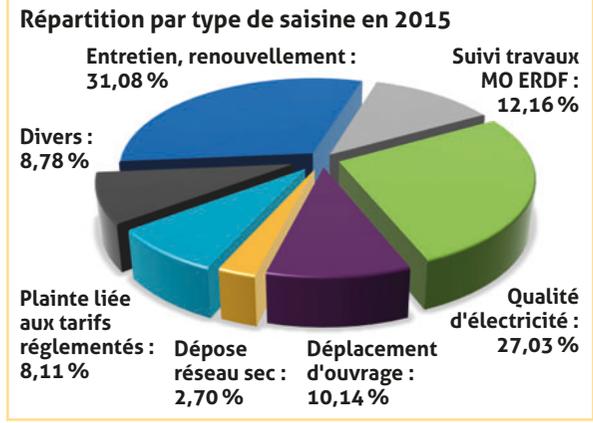
Par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Médiateur peut désormais intervenir pour toutes les énergies de consommation domestique (GPL, fioul, bois et toutes les autres énergies de chauffage), donnant ainsi gratuitement à tous les consommateurs l'accès au service public de la médiation.

Depuis mars 2011, le SDE 82 applique la convention, renouvelée en 2015, entre la FNCCR et le Médiateur National de l'Énergie. Dans ce cadre, le SDE 82 accompagne les consommateurs dans leur démarche* auprès du Médiateur et présente son action en Tarn-et-Garonne à l'occasion des commissions consultatives pour les services publics locaux.

Nombre de saisines du MNE (électricité et gaz)				
RÉCLAMATIONS	2012	2013	2014	2015
Nationales	15 720	14 900	14 400	12 319
Nationales recevables	5 412	5 187	4 300	3 497
Régionales recevables	222	256	349	324
Tarn-et-Garonne recev.	12	20	26	22

(*): Procédure : après réclamation préalable auprès des fournisseurs d'énergie ou des distributeurs publics d'électricité ou de gaz naturel, à défaut de réponse satisfaisante au bout de deux mois, le MNE peut être saisi dans un délai maximum de 10 mois.

Par courrier : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09
Par téléphone à ce Numéro Vert : 0 800 112 212 **Par courriel :** infoconso@energie-mediateur.fr
Site internet : www.energie-mediateur.fr



Le service peut être saisi par courrier ou par courriel à l'adresse suivante : reclamation-sde82@sdetg.fr

Le SDE 82 porte une attention particulière à la qualité de l'électricité distribuée. Ainsi, pour les dossiers relevant de sa maîtrise d'ouvrage, il a retenu sur l'année 19 dossiers de renforcement permettant de lever les contraintes électriques, en complément de la programmation annuelle, soit environ un million d'euros.

- Le SDE 82 est l'Autorité organisatrice du service public de gaz en lieu et place des communes qui lui ont transféré la compétence pour le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution de gaz.
- Les collectivités membres sont ainsi représentées dès lors que les lois et les règlements en vigueur le prévoient.
- Le SDE 82 négocie et passe tout acte relatif à la délégation des missions de service public sur la distribution de l'énergie gaz.

152 410 ml

c'est la longueur totale du réseau de distribution publique de gaz naturel concédé au SDE 82



Le périmètre des concessions

84% des communes du département ont transféré la compétence gaz au SDE 82 : **150 communes non encore desservies** et **14 communes desservies** en gaz naturel :

••> **11 communes** desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation du gaz et de l'électricité du 8 avril 1946. Il s'agit du **périmètre dit "historique"** sur le lequel un tarif d'acheminement péréqué est appliqué sur le territoire national, dit "Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution" (ATRD) : **Bressols, Goudourville, Grisolles, Lama-gistère, Moissac, Montbeton, Montech, Monteils, Pommevic, Réalville et Septfonds.**

••> **3 communes**, sur lesquelles l'exploitation du service de distribution de gaz a été attribuée à GRDF à la suite d'une procédure de mise en concurrence (Délégation de Service Public type Loi SAPIN). Contrairement au périmètre "historique", le tarif d'acheminement pratiqué est propre à chacun des deux contrats de concession : **Labastide-Saint-Pierre** et **Campsas/Montbartier.**

La mission de contrôle

Conformément à l'article L2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales, le Syndicat contrôle le bon **accomplissement des missions de service public** par le concessionnaire et le **respect des engagements** définis par les contrats.

Lors de ce contrôle au titre de l'année 2015, le SDE 82 s'est fait accompagner par un cabinet d'expertise. Les aspects patrimoniaux, les données caractéristiques de chaque concession et l'impact des conséquences de la démarche "Nouvelles données pour une nouvelle donne" ont été examinés lors de l'audit spécifique de la mission de service public.

Les indicateurs de la concession seront comparés aux résultats de concessions équivalentes. Cette référence est appelée dans ce rapport "référence expert".

Le réseau de distribution publique

Les réseaux de distribution publique en gaz naturel sont **alimentés à partir du réseau de transport haute pression, via 9 postes de détente** faisant l'interface avec le réseau de distribution (ouvrages situés en dehors du périmètre concédé).

L'infrastructure de distribution compte **152,4 kilomètres** de réseaux contre 153,8 fin 2014, soit une baisse de 1,4 kilomètre (**-0,9%**). Cette évolution à la baisse est la résultante :

- > du développement des réseaux, essentiellement sur la commune de Labastide-Saint-Pierre ;
- > du retrait de réseaux dans une proportion plus importante que les développements de réseau, principalement sur la commune de Moissac (correction cartographique et retrait linéaire).

LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL EN 2015	Concession SDE 82 (périmètre "historique")	DSP Labastide-St-Pierre	DSP Campsas & Montbartier	Total
Longueur de réseau	136 775 ml	13 669 ml	1 966 ml	152 410 ml
Âge moyen du réseau	20,1 ans	6,7 ans	2,5 ans	18,7 ans
Développement du réseau*	+ 141 ml	+ 608 ml	-	+ 749 ml

(*) D'après la base "Travaux"

A fin 2015, le périmètre "historique" représente **89,7 %** du linéaire global.

L'âge moyen du réseau sur l'ensemble du périmètre atteint **18,7 ans**. De façon assez logique, le périmètre des Délégations de Service Public Loi SAPIN affiche un âge moyen beaucoup plus jeune (6,2 ans) que le périmètre "historique" (20,1 ans).

Les réseaux implantés sur le périmètre de la concession sont intégralement exploités en **moyenne pression B**.

Les **matériaux constitutifs** des réseaux se répartissent ainsi : **90 % en polyéthylène** (137 km), **9 % en acier** (14 km), et la part restante (< 1%) en cuivre (1 km).

La valeur financière du patrimoine

LE PATRIMOINE FINANCIER AU 31 DÉCEMBRE 2015	Concession SDE 82 (périmètre "historique")	DSP Labastide-St-Pierre	DSP Campsas & Montbartier	Total
Valeur brute	9 786,6 k€	1 143,1 k€	230,6 k€	11 160,3 k€
Amortissement	3 301,6 k€	157,1 k€	12,8 k€	3 471,5 k€
Valeur nette	6 485,0 k€	986,0 k€	217,8 k€	7 688,8 k€

L'ensemble du patrimoine concédé à GRDF est immobilisé pour une valeur de **11 160 k€** dont 9 787 k€ (**88 %**) sur le périmètre "historique". Cette valeur est en augmentation de 2,5 % (soit **+ 277 k€**) sur l'exercice.

AUDIT

Dans le cadre de sa démarche "Nouvelles données pour une nouvelle donne", le concessionnaire **n'a pas souhaité transmettre les valeurs de remplacement.**

Globalement, les **taux d'amortissement** constatés sur le périmètre concédé présentent des niveaux **inférieurs à la "référence expert"**. Ceci traduit des investissements légèrement plus récents que la moyenne calculée.

72 % du financement des ouvrages concédés a été réalisé sous forme de **remises gratuites** : la quasi-totalité concerne les biens remis gratuitement au SDE 82 (au terme des contrats historiques précédents), la part restante correspondant aux remises gratuites

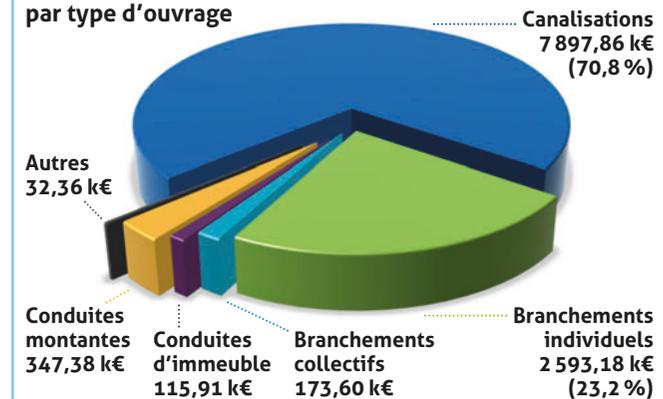
AUDIT

Le nombre de branchements collectifs d'immeubles a augmenté de **15,4 %** entre 2014 et 2015.

Cette évolution n'est pas le résultat de nouveaux raccordements, mais plutôt d'une problématique de **fiabilisation d'inventaire** sur ce type d'ouvrage. Depuis 2010, le concessionnaire a engagé une démarche de recensement in situ des branchements collectifs (dit « RIO2 »). Notons que les données transmises doivent donc être considérées avec prudence, et ce jusqu'au terme de ce programme, fixé en 2017.

NOMBRE DE BRANCHEMENTS	2014	2015	Evolution
Branchements individuels	4 180	4 770	+ 14,1 %
Collectifs d'immeubles :	820	946	+ 15,4 %
• Branchements particuliers	612	670	+ 9,5 %
• Conduites d'immeubles	93	102	+ 9,7 %
• Conduites montantes	20	64	+ 220,0 %
• Branchements collectifs	95	110	+ 15,8 %

Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage



effectives valorisées par le concessionnaire sur les contrats en cours (surlargeur de tranchées, ouvrages collectifs d'immeubles).

L'acheminement

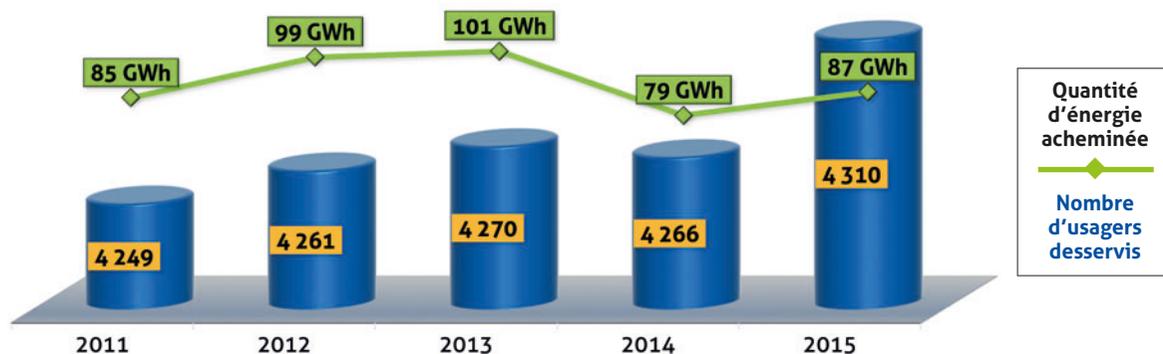
4 310 usagers consommateurs de gaz naturel étaient localisés sur le périmètre concédé, contre 4 266 usagers fin 2014. Le nombre d'usagers a progressé de 1 % (+ 44 usagers). Ces 4 310 usagers se répartissent entre la gamme tarifaire T1 (563 usagers), T2 (3 709 usagers) et T3 (38 usagers).

à savoir

Le volume de gaz distribué affiche une hausse de 10 % par rapport à 2014. Cette augmentation résulte en partie d'une légère augmentation du nombre d'usagers sur le périmètre concédé, mais surtout de conditions climatiques plus rigoureuses.

Les recettes issues de l'acheminement du gaz s'élèvent à 1 188 k€, en hausse de 9 % par rapport à 2014. Cette augmentation est supérieure à celle des consommations, du fait d'une hausse du prix moyen d'acheminement.

Evolution de la quantité d'énergie acheminée par rapport au nombre d'usagers entre 2011 et 2015



La sécurité de la distribution

La surveillance des réseaux

Les réseaux publics de gaz naturel font l'objet d'une étroite surveillance de la part de l'exploitant, conformément aux obligations réglementaires définies par l'arrêté du 13 juillet 2000. Cela implique, notamment, l'obligation de surveillance de l'intégralité des réseaux sur une période de quatre années (voire tous les ans pour certaines typologies de réseaux comme les aciers non protégés ou les canalisations nouvellement mises en service).

L'activité de surveillance des réseaux organisée par GRDF a concerné 90,4 kilomètres de réseaux, soit un linéaire en forte hausse par rapport à celui surveillé au cours de l'exercice précédent. Cette activité de surveillance a entraîné la détection d'une fuite sur le réseau.



AUDIT

S'agissant de la surveillance et de la maintenance des autres ouvrages concédés, il est nécessaire de souligner certains points :

- Le refus du concessionnaire d'être transparent sur la répartition des actes de surveillance par identifiant d'ouvrage, et ce, malgré la mise à disposition pour un certain nombre de catégories d'ouvrages d'états techniques par identifiant d'ouvrage.
- Une forte augmentation entre 2014 et 2015 du nombre de compteurs "domestiques" nécessitant d'être ré-étalonnés. Cette hausse est très certainement une conséquence de l'anticipation du déploiement du compteur communiquant GAZPAR.
- La difficulté pour GRDF de rendre compte des dépenses effectives de maintenance curative et de maintenance préventive engagées à la maille des concessions du SDE 82. Une attention particulière doit être maintenue à cet égard pour les exercices à venir.

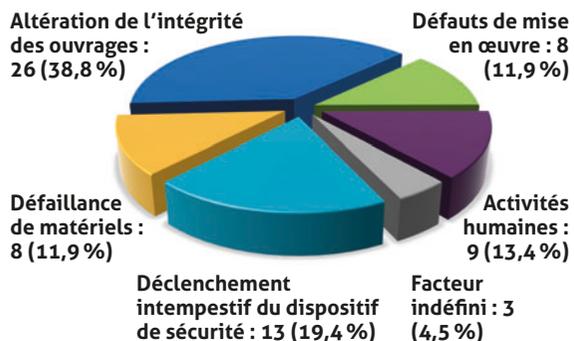
Les incidents

67 incidents ont affecté les ouvrages concédés, chiffre en **baisse de 9 %** par rapport à l'exercice 2014. Le taux d'incidents (1,6 inc./100 usagers) atteint un niveau légèrement inférieur à celui constaté au cours du précédent exercice, **plus élevé que la "référence expert"**.

Ces incidents ont eu pour conséquence une **interruption de la fourniture de gaz chez 88 usagers**, chiffre en très légère hausse par rapport à 2014 (85 usagers coupés) pour un nombre d'incidents plus élevé. Notons que deux incidents sur la commune de Moissac ont entraîné la coupure de 70 usagers.

Concernant les **causes d'incidents** ayant affecté les ouvrages concédés, les défauts par altération de l'intégrité des ouvrages (usure, rupture de pièces...) constituent la principale cause d'incidents à hauteur de 39 %, 19 % pour les dommages causés par des déclenchements intempestifs de dispositif de sécurité et 13 % pour les activités humaines sur ou aux abords des ouvrages.

Typologie par causes d'incidents



La mission d'audit

L'audit du service public de la distribution publique de gaz s'est déroulée le 18 novembre 2016 dans les locaux du concessionnaire à Toulouse en présence des représentants du SDE 82, du délégataire Gaz Réseau Distribution France (GRDF) et du cabinet expert.

La mission sur site, précédée d'une demande de documents et d'informations, avait pour objectif principal d'**obtenir de la part du concessionnaire des explications et positionnements sur les données transmises et non transmises**, et ce, sur tous les aspects techniques, comptables, relatifs à la surveillance et à la maintenance des ouvrages et au service aux usagers.

Les tableaux de bord ont été établis suite à l'analyse des éléments collectés en amont sans disposer de l'ensemble des compléments attendus du concessionnaire à la suite des entretiens in situ, notamment :

- > **Absence d'inventaires techniques** pour certains types d'ouvrages :
 - > Branchements individuels.
 - > Robinets de classe 4 considérés comme non utiles

à l'exploitation. Aussi, certains mouvements d'inventaire ne peuvent être appréhendés et, plus particulièrement, dans le cadre du schéma de vannage.

> Canalisations pour lesquelles il a été mis en évidence une incohérence entre l'inventaire technique et comptable. GRDF n'a pas engagé les moyens nécessaires pour résorber ces écarts.

••> Données financières :

Rappelons qu'au cours de l'année 2014, GRDF a mis en place une démarche de concertation ayant pour objectif de remettre à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, des éléments de réflexion pour l'accompagner dans l'élaboration d'un décret. Bien que ces dispositions s'appliquent uniquement au contenu des comptes-rendus annuels d'activité relatifs aux concessions "historiques", GRDF a étendu ces modifications aux données et informations mises à disposition du SDE 82 dans le cadre de ses prérogatives de contrôle.

Devant l'insistance du SDE 82, le concessionnaire a accepté de remettre les informations comptables, à titre exceptionnel, exceptée la valeur de remplacement, tout en refusant de les commenter. Notons que ces données permettent de disposer d'informations supplémentaires sur les investissements réalisés sur le périmètre concédé, et notamment les origines de financement des ouvrages et la distinction entre investissement de premier établissement et de renouvellement.

à retenir

Le SDE 82, dans sa mission d'autorité organisatrice **maintiendra une vigilance** particulière sur la question de l'accès aux informations comptables et financières au cours des exercices à venir.





Syndicat
Départemental
d'Énergie
de Tarn-et-Garonne

78, avenue de l'Europe
82000 Montauban
Tél. : 05 63 21 09 00
Mail : sdetg@sdetg.fr

