

## Territoire d'Énergie Eure-et-Loir



### Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2017

Juin 2019



# Sommaire

---

<b>Domaine technique .....</b>	<b>3</b>
Le réseau HTA et l'amont.....	3
Le réseau BT et l'aval .....	4
La continuité d'alimentation.....	5
La qualité de tension sur les réseaux.....	6
Les actions du concessionnaire sur le réseau.....	7
<b>Domaine comptable et financier .....</b>	<b>8</b>
Le patrimoine comptable de la concession .....	8
Le résultat d'exploitation de la concession .....	9
<b>Domaine clientèle distributeur.....</b>	<b>10</b>
Les usagers de la concession .....	10
La qualité de service .....	10
<b>Domaine clientèle fournisseur .....</b>	<b>12</b>
Les usagers de la concession aux TRV .....	12
Les usagers en difficultés financières .....	12

# Domaine technique

---

## Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2017, **27 postes sources** alimentent la concession (avec une puissance totale de 1 750 MVA) dont 15 sont situés sur la concession, comme en 2016. Ces postes sources alimentent les usagers de la concession en électricité *via* le **réseau HTA**, dont le taux d'enfouissement s'établit à 40%, à fin 2017. Il est inférieur de 4 points au taux moyen de 43,9% de la vingtaine de concessions à taille départementale auditées par AEC. En outre, considérant la densité d'usagers relativement basse du TE 28 (28 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne dans la moyenne des concessions de densités comparables. En outre, il est en hausse de 2 points en 2017 par rapport à l'exercice 2016.

Consécutivement au taux d'enfouissement HTA, la concession compte 75 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier** (CPI), soit 1,3% des linéaires HTA du TE 28. Ce taux est en léger recul par rapport à l'exercice précédent, et se situe en-dessous de la moyenne des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions départementales auditées. L'enjeu de la résorption du CPI concerne principalement les communes de Chartres (18 km de CPI soit 24% du réseau HTA à fin 2017), Nogent-le-Rotrou (9 km de CPI soit 12% du réseau HTA à fin 2017) et Chateaudun (7 km de CPI soit 9% du réseau HTA à fin 2017). Au vu du rythme moyen de résorption annuel constaté depuis 2012, ces câbles seraient entièrement retirés à l'horizon 2035. Il existe néanmoins une incertitude sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980.

Le réseau HTA de la concession est constitué à 60% de **fil aérien nu**, dont 18 km (0,3% du réseau HTA) qui sont de **faible section**. Le taux de faible section du TE 28 est très en deçà de la moyenne des valeurs constatées par AEC (1,1% sur la base de l'ensemble des contrôles effectués en 2016).

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du TE 28 se situe au-dessus de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la vingtaine de concessions auditées (âge moyen de 30,3 ans contre une moyenne de 28,3 ans, 28,9% des linéaires de plus de 40 ans contre une moyenne de 22,2%).

En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 38,9 ans, ce qui représente une augmentation de 4,9 ans de l'âge moyen depuis 2012. Face à ce vieillissement progressif des réseaux, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie** (PDV). Ces opérations, qui ont débuté nationalement en 2012, (2012 également sur la concession) ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré. A fin 2017, 45 km de réseau HTA aérien ont été traités en PDV, correspondant à un investissement de 890 K€ (de source comptable). A noter que ces données sont à considérer avec prudence, l'inventaire comptable à fin 2017 n'étant pas exhaustif, ne présentant aucune affaire de PDV immobilisée sur le millésime 2017, et quasiment aucune sur le millésime 2016 (alors que les CRACs 2016 et 2017 indiquent plusieurs affaires de PDV réalisés ces années-là). Interrogé sur ce point lors du contrôle, Enedis a justifié ce constat par des « retards dans le processus d'immobilisation des affaires de PDV ». Ce point sera à suivre lors des prochains contrôles.

Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche cependant pas le vieillissement du réseau HTA aérien.

**Il est nécessaire que la collectivité obtienne annuellement un bilan précis des diagnostics terrains et des travaux réalisés dans le cadre de la PDV afin de pouvoir garantir un suivi des départs traités et des dépenses engagées, en attendant les 1<sup>ers</sup> retours d'expérience à moyen terme. Ce bilan devra également présenter clairement les impacts patrimoniaux comme les reprises des provisions pour renouvellement les cas échéants.**

**De plus, il est désormais nécessaire que le concessionnaire ajoute les détails des tronçons des départs traités ou fiabilisés par la PDV dans les inventaires HTA remis pour le contrôle.**

## Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (48%, en hausse de 1 point par rapport à 2016) se situe au-dessus de la moyenne des valeurs observées par AEC (39,9%). De plus, considérant la densité d'utilisateurs (42 usagers par kilomètre de linéaire BT), le taux d'enfouissement BT est situé dans la moyenne haute des concessions de densités comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 8,5% de **lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est respectivement 9 et 8 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession**. La proportion de fils nus BT sur le territoire de la concession est du même ordre de grandeur que la moyenne nationale déterminée par AEC (8%, *statistiques AEC 2016*).

Entre 2012 et 2017, le rythme de résorption moyen s'établit à 14 km/an, toutes zones de maîtrise d'ouvrage confondues. Ces linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici une trentaine d'années, au global. Il faut toutefois noter que le rythme de résorption est beaucoup plus important pour les réseaux des communes en régime rural (-13 km par an en moyenne depuis 2010) que pour les communes en régime urbain (-1 km par an en moyenne depuis 2010). Ainsi, la résorption des linéaires BT aériens nus serait terminée à horizon 2033 en milieu rural contre post-2100 en zone urbaine). Il faut préciser que 65% de ces linéaires sont concentrés en zone rurale et 35% sont en zone urbaine, au sens de l'électrification.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le TE 28 dans le cadre de ses opérations de sécurisation (-1 km rapport à 2016, alors que le linéaire n'a pas diminué sur la zone de maîtrise d'ouvrage d'Enedis). Toutefois, la proportion de ces linéaires est de 0,7% soit un des taux les plus faibles constaté sur le panel des concessions auditées par AEC, inférieur de 2 points à la moyenne de ce même panel.

Près de 20% des lignes BT de la concession présentent dans l'inventaire technique une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen. Environ la moitié des réseaux datés de 1946 sont des réseaux en fils nus pour le TE 28.

Du fait des raccordements des nouveaux usagers et des opérations d'adaptation en charge, le nombre de **postes HTA/BT** a augmenté de 74 unités. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services constatées sur les 6 derniers exercices, et elles représentent 43% des postes en service (pour 46% de postes sur poteau). En outre, environ 56% des transformateurs sont de la génération 410 V selon l'inventaire transmis (fabriqués après 1988).

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2017, il reste 35 ouvrages de ce type, soit environ 0,6% des postes HTA/BT, taux inférieur à la moyenne observée (3%).

Sur le dernier exercice, il a été observé que 76% des postes HTA/BT de la concession sont situés en zone rurale, au sens de l'électrification.

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 24 ans, soit 4 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence peut s'expliquer notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2011.

Cependant, à ce jour, aucun inventaire des tableaux HTA et BT au sein des postes n'est communiqué par le concessionnaire malgré une première demande suite aux échanges sur site. En particulier, Enedis n'a pas répondu quant à la disponibilité de ces inventaires pourtant nécessaires à l'identification du besoin en renouvellement de ces ouvrages de la concession, évoquant le fait que ces informations ne seraient pas encore disponibles dans des outils requêttables du distributeur.

À titre d'exemple, les postes à coupure dans l'huile, les postes à coupure dans l'air sont sujets au renouvellement, ainsi que les PPI (points de première intervention) qui nécessitent d'être sécurisés.

Les **appareils de comptage** présentent un taux de compteurs électroniques en progression avec l'arrivée des compteurs LINKY. Ces ouvrages, posés sur le territoire du TE 28 en 2017, se dénombrent à 15 560 compteurs en 2017, soit un taux à hauteur de 9,8%, contre une moyenne AEC de 4,4%. Le terme du déploiement de ces compteurs est prévu pour 2021 sur le plan national (*cf. volet comptable infra*).

## La continuité d'alimentation

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.

En 2017, les **interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 0,4 minute. Le critère B TCC s'élève à 126 minutes en 2017, soit une durée moyenne très supérieure à celle des exercices précédents (77 min TCC, en 2016, 52 min TCC, en 2015 et 53 min TCC, en 2014).

En outre, le **critère B HIX** de la concession présente une forte augmentation de 51 minutes par rapport à l'exercice précédent, et s'établit à hauteur de 125 minutes, valeur la plus élevée atteinte *a minima* sur la période 2009-2016. De plus, il se situe largement au-dessus de la valeur nationale (64,3 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE) avec 61 minutes en plus.

Au niveau de la concession, l'année 2017 a été marquée particulièrement par l'épisode de givre des 1<sup>er</sup> et 2 janvier 2017 ainsi que par la tempête Egon des 12 et 13 janvier 2017. En effet, ces deux événements climatiques représentent respectivement 47 % et 34 % de la valeur de 54,7 minutes comprise dans le critère B incidents, avec une mention particulière pour l'épisode de givre précité qui a affecté tout particulièrement l'Eure-et-Loir.

Les trois autres événements climatiques ayant concerné la concession en 2017 sont les tempêtes KLM, Zeus et Ana survenues les 3 et 4 février, 5, 6, 7 et 8 mars et 11 et 12 décembre, avec un impact très variable (respectivement 5 %, 1 % et 13 %).

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 74%, soit 92 minutes de coupure moyenne en 2017 (61% soit 45 minutes en 2016). Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les travaux sur le réseau HTA avec une proportion de 14%, puis les coupures pour incidents BT avec une proportion à hauteur de 6% du total. Le reste du critère B concerne les interruptions de fourniture pour travaux BT (3%) et l'amont de la concession (4%).

La **fréquence des coupures longues** est en hausse de 0,8 point en 2017, passant de 1,1 en 2016 à 1,9 coupure longue en moyenne par usager en 2017. Elle se situe parmi les valeurs les plus élevées par rapport à celles déterminées sur les autres concessions auditées par AEC. En outre, les fréquences de coupures brèves et très brèves sont également en progression par rapport à 2016, la fréquence des coupures brèves a augmenté de 2,0 en 2016 à 2,7 en 2017, celle des coupures très brèves est passée de 3,5 en 2016 à 3,8 en 2017. Les fréquences de coupures brèves et très brèves se situent au-dessus de la moyenne nationale.

Avec 5,5 incidents pour 100 km de réseau HTA, le TE 28 présente un taux d'incidents supérieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (3,7 incidents). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km est inférieur de 1,1 à la moyenne AEC, mais celui relatif aux réseaux aériens se situe 2,6 points au-dessus de la moyenne AEC. Notons que le taux d'incidents HTA aériens a fortement augmenté (+2,4 points) en 2017 et que le taux d'incidents HTA souterrains a légèrement reculé (-0,3 point).

## La qualité de tension sur les réseaux

La **qualité de tension HTA** est bonne sur la concession du TE 28. En baisse continue sur la période 2012-2016, la proportion de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% repart à la hausse en 2017 et se situe au-dessus de la moyenne des valeurs constatées par AEC (4,1% sur le territoire du TE 28, contre 2,6% en moyenne, *statistiques AEC 2016*). En outre, un départ HTA a une chute de tension maximale au-delà de 7% à fin 2017 (contre 1 également à fin 2016).

Au sujet des départs dont la chute de tension maximale est supérieure à 5%, le délégataire indiqué, lors de l'audit sur site, que des actions correctives seraient entreprises à moyen terme, soit par des modifications de schémas d'exploitation (transfert de charge entre départs), soit par des travaux de renforcement (renforcement, dédoublement), et notamment sur les départs Brézolles (en cours de travaux fin en 2017), Menuiserie (travaux 2019-2020) et Framboisier (en cours d'analyse).

En outre, le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA) est de 282 CMA en 2017, et a augmenté par rapport à 2016 de 27%. Le taux de CMA sur le nombre total d'utilisateurs de la concession (0,2%) est légèrement inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC, établi à 0,3%.

Ainsi, en 2017, seules 4 communes comportent plus de 20 CMA sur leur territoire (13 en 2013, 3 en 2014, 5 en 2015 et 3 en 2016). Il s'agit des communes de Barmainville (32 CMA), Fresnay-L'Evêque (23 CMA), St-Maurice-st-Germain (45 CMA) et St-Remy-sur-Avre (24 CMA).

Il est toujours regrettable de constater que le respect des modalités du plan de tension dans les valeurs de réglage de tension intégrées au modèle ne peut pas être contrôlé. En effet, le concessionnaire bloque l'accès à la donnée sur la localisation technique des producteurs. Or, l'interprétation de cette information permettrait de constater des anomalies dans les valeurs théoriques des prises à vide. Les corrections de ces anomalies amèneraient à une estimation plus importante du nombre de CMA, actuellement sous-évalué en raison de ce biais méthodologique. Averti de ce sujet, les équipes techniques locales ne font que constater cet état de fait sans que cela ne suscite un intérêt quant à l'amélioration du modèle de calcul, ne serait-ce que par une remontée de ces anomalies aux unités nationales en charge des calculs GDO.

**L'AODE doit donc rester vigilante quant à la pertinence de ces indicateurs et insister sur la mise en place de méthodes alternatives.**

## Les actions du concessionnaire sur le réseau

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a délibérément investi 10,4 M€ en 2017, auxquels s'ajoutent 8,0 M€ imposés par les opérations de raccordement et 1,6 M€ imposés par le déploiement des compteurs Linky. Sur les 8 dernières années, les raccordements représentent en moyenne 39% des dépenses totales d'investissements. En outre, les investissements délibérés présentent une hausse de près de 24% en 2017 par rapport à 2016, passant de 8,4 M€ en 2016 à 10,4 M€ en 2017. De plus, la tendance est à la hausse sur les investissements délibérés du TE 28 depuis l'exercice 2016 malgré un recul en 2015.

Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements délibérés de la concession est supérieur au taux national depuis 20017, avec un écart positif de 13 € par usager, pour atteindre 64 € par usager (contre 51 € par usager sur le plan national). De plus, les investissements délibérés par usager subissent une tendance à la hausse depuis l'exercice 2016 malgré le recul constaté en 2015. L'exercice 2017 est celui où la valeur atteinte est la plus haute. En effet, hormis le dernier exercice, l'investissement délibéré moyen par usager sur la concession du TE 28 oscillait légèrement autour de la valeur moyenne nationale.

Parallèlement à ce niveau d'investissements délibérés sur la concession désormais bien supérieur à la moyenne nationale, le critère B HIX observé suit une tendance à la hausse pour la seconde année consécutive pour atteindre en 2017 une valeur (125 minutes) bien supérieure à la moyenne nationale (65 minutes). **Il apparaît donc important de suivre l'évolution en parallèle des investissements, en croissance ces 2 dernières années, et du critère B HIX, en dégradation ces 2 dernières années, afin de pouvoir apprécier le niveau des investissements et leur efficacité pour améliorer la continuité d'alimentation sur les réseaux du TE 28.**

**Il est à souligner que le délégataire a fait des efforts pour présenter de manière exhaustive les dépenses d'investissement** (données CAPEX détaillées par postes sources et départs HTA, répartition des dépenses par grande catégorie y compris celles sur les ouvrages non localisés).

En outre, le concessionnaire procède à des opérations d'entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élagage ont augmenté de 535 k€ en 2016, à 577 k€ en 2017, à la maille départementale. En termes de linéaire de réseaux traités (HTA et BT confondus), le volume traité en 2017 (167 km) est en hausse de 6% par rapport à l'exercice précédent.

Contrairement aux années passées, **le concessionnaire n'a pas transmis les dépenses d'entretien et de maintenance sur les réseaux (charges directes), ni les actes de maintenance en nombre, malgré les relances de la collectivité.**

En outre, le compte d'exploitation ne permet pas d'identifier les dépenses de maintenance curative de façon claire. Il serait essentiel que le TE 28 puisse établir que le vieillissement de son patrimoine n'amène pas à une hausse trop importante de ces dépenses.

# Domaine comptable et financier

---

## Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 465 M€ à fin 2017, **en augmentation de 13,4 M€ par rapport à 2016**. Ce rythme d'augmentation est légèrement plus élevé que la hausse moyenne annuelle constatée depuis 2011 (+13,6 M€/an). Il traduit en particulier l'impact du déploiement des compteurs Linky sur la concession, dans le patrimoine comptable.

La valeur brute par usager se situe au-dessus des ratios constatés par AEC lors de l'exercice précédent.

Les ouvrages non localisés (branchements et compteurs) représentent près de 19% de ce patrimoine. Une telle proportion souligne tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages, notamment en ce qui concerne les branchements dont la localisation est prévue pour 2021 dans le cadre du projet « ADELE » (la localisation des colonnes montantes, typologie particulière de branchements, est prévue quant à elle pour fin 2018). C'est déjà le cas pour les transformateurs depuis 2015, qui présentent cependant déjà des incohérences entre bases techniques et comptables, notamment sur les récents millésimes.

**Le concessionnaire a pour la première fois, en réponse à la demande d'informations complémentaires faisant suite à l'audit sur site, transmis un inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe (tiers ou collectivités).**

Le concessionnaire n'immobilise pas en financement de tiers la participation financière au raccordement des pétitionnaires ou des communes. En d'autres termes, **la participation estimée à 60% du coût du raccordement est considérée comme du financement concessionnaire**. Cette pratique, si elle est cohérente avec la construction tarifaire du TURPE et n'engendre pas de double rémunération, alourdit le poids des financements du concessionnaire (le tarif couvrant leur amortissement et une rémunération assortie) et crée une créance vis-à-vis du concédant.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter (44,5% en 2017, en hausse de 0,3 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir au même niveau que la moyenne des valeurs constatées par AEC. Dans le détail, les taux d'amortissements ont notamment progressé pour les réseaux HTA, BT, les postes HTA/BT et les transformateurs. L'amortissement des branchements a augmenté de 0,4 point, mais de façon artificielle. En effet, ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable. C'est aussi le cas pour les appareils de comptage, pour lesquels le taux d'amortissement est en hausse de 0,3 points en 2017. **En outre, le concessionnaire a passé des amortissements accélérés sur les compteurs C2 à C4**, en raison des remplacements anticipés pour les rendre conforme à la structuration tarifaire des offres de marché, **ainsi que sur les compteurs C5**, en lien avec le déploiement des compteurs Linky.

En effet, les compteurs Linky sont des « ouvrages localisés », comptablement immobilisés par commune et par mois de mise en service. Ils totalisent une valeur brute de 1 160 k€ pour 14 562 compteurs comptablement immobilisés à fin 2017. Les communes sur lesquelles le déploiement est le plus important en volume à fin 2017 sont Chartres (avec 10 890 Linky immobilisés), Brou (1 727 Linky immobilisés), et Unverre (439 Linky immobilisés).

À noter que les concentrateurs, ouvrages essentiels au fonctionnement des compteurs Linky, ne sont pas immobilisés comme du patrimoine concédé, mais sont considérés par le concessionnaire comme des ouvrages « hors concession » sauf mention explicite dans le cahier des charges (ce sera notamment le cas dans le nouveau modèle de cahier des charges).



Le stock des provisions pour renouvellement (PR) est en baisse par rapport à l'exercice précédent et passe de 49,0 M€ à 48,1 M€ (-921 k€).

Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés impactent **le stock des provisions pour renouvellement qui suit une tendance baissière depuis 2011**. Ces diminutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 qui réduit le flux des dotations.

**Les tables de calcul ont été redemandées, le concessionnaire maintenant son manque de transparence sur ce sujet.**

À noter que le compte d'exploitation fait état de reprises de provisions pour 394 k€ (1 106 k€ en 2016).

En outre, l'augmentation des investissements globaux du concessionnaire observée sur le dernier exercice a eu pour conséquence mécanique de faire diminuer **la dette potentielle du concessionnaire envers la collectivité, celle-ci étant passée de 28 M€ en 2016 à 24 M€ en 2017**. À noter que cette dette potentielle s'élevait à 30 M€ fin 2014. Ce résultat peut cependant être critiqué du fait des points susmentionnés (contribution des raccordements non considérée comme des participations de tiers, opacité du nouveau calcul des provisions, allongements des durées de vie comptable des postes et des transformateurs HTA/BT opérés en 2011 et 2012, modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement). Le concessionnaire n'a d'ailleurs pas justifié ses pratiques désavantageuses pour la Collectivité.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 235 M€ à fin 2017, soit une hausse de 4 M€ par rapport à 2016 et un rythme moyen annuel de +6 M€/an depuis 2012.

## Le résultat d'exploitation de la concession

Suite à la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, environ 75% des charges d'exploitation sont calculées *via* une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre *supra*-concessif soit dorénavant la direction régionale (DR Centre-Val de Loire), maille plus resserrée que la direction interrégionale (DIR Auvergne Centre Limousin) antérieurement. Aussi, le **résultat d'exploitation constaté du TE 28, avant mécanisme de contribution à l'équilibre, a diminué en 2017**, passant de 4,2 M€ en 2016 à 3,4 M€ en 2017. Corrélativement, le **taux de marge constaté** a diminué de 1,1 point pour s'établir à 4,5% pour le TE 28 à fin 2017. Ce taux de marge demeure très inférieur au taux de marge national, qui s'établit lui à 9,1%.

Après une forte amélioration sur les consommations externes distinguant notamment les charges en achat de matériel, en prestation de travaux et en prestations externes, un niveau de détail supplémentaire est fourni dans les reprises et dotations aux amortissements et provisions. En plus de préciser le calcul de certains postes d'exploitation à la maille de la concession, ces distinctions permettent d'apporter quelques éléments sur des éléments comptables que le concessionnaire ne communique pas dans les données de contrôle.

La volatilité des résultats présente la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation, ce qui amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée pourraient être précisés.

**Une investigation plus poussée de ces présentations nouvelles du compte d'exploitation pourrait permettre d'avancer notamment sur les méthodes d'enregistrement des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.**

# Domaine clientèle distributeur

---

## Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers (+0,3% par rapport à 2016) pour atteindre 162 044 usagers. À fin 2017, 19,7% des usagers C5 ont quitté les TRV d'EDF, et ont choisi une offre de marché, avec une hausse annuelle de 4,3 points. La consommation électrique est en légère hausse à 1 954 GWh en 2017 avec +1,4% par rapport à 2016.

En outre, les producteurs totalisent 1 496 installations, en forte augmentation en nombre (13%, par rapport à 2016). Les producteurs photovoltaïques représentent 97% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 384 MVA à fin 2017, et présente une hausse par rapport à l'exercice précédent, dû au raccordement de nouvelles installations éoliennes notamment.

## La qualité de service

Le volume des raccordements en soutirage est en hausse (+22% en 2017). En outre, le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage a diminué (-9 jours) pour s'établir à 9 jours en 2017. Cet indicateur est variable d'une année à une autre ; le concessionnaire reconnaît que le délai moyen d'envoi d'un devis évolue selon le délai de l'étude réalisée sur le terrain (disponibilité client), si une autorisation en cas de passage en domaine privé est nécessaire ou non (délais négociés). Le concessionnaire a précisé en réponse complémentaire à l'audit que *des actions de type organisationnel étaient mises en place sur les activités pour atteindre un taux dans le standard de qualité attendu dans les délais de production de devis de raccordement.*

En outre, le taux de respect du délai de production du devis de raccordement en soutirage sans adaptation est de 92% en 2017, en augmentation de 10 points par rapport à 2016. Il reste cependant une marge d'amélioration. Notons que dans certains cas, le délégataire préfère produire un devis hors délai afin de garantir la satisfaction du client, et éviter de refaire des devis par la suite. **La définition permettant la mesure des volumes de raccordements « collectifs BT ≤ 36 kVA » ne semble toujours pas appliquée de la même manière par toutes les DR.**

Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection a augmenté pour atteindre 13 jours à fin 2017. Concernant les producteurs, le taux de respect du délai de production du devis se maintient à un très bon niveau (99% à fin 2017).

Par ailleurs, une baisse du taux d'accessibilité de l'accueil raccordement téléphonique a été observé à 82% en 2017 contre un taux stable à 89% lors des trois derniers exercices. Le concessionnaire a indiqué en réponse complémentaire à l'audit que le Service Raccordement avait connu une forte hausse d'appels (+30% du volume d'appels en 2017 par rapport à 2016), *entraînant le fléchissement du taux d'accessibilité téléphonique à 82%*. Enedis a cependant précisé que des actions étaient conduites pour adapter l'organisation du service et rétablir un taux d'accessibilité supérieur à 85% en 2018.

En outre, le taux d'**absence à la relève** s'établit à 10,2%, soit un résultat en hausse continue depuis 2016 et se situant au-dessus de la moyenne AEC (5,5%, *statistiques AEC 2016*). Il est néanmoins nécessaire de considérer avec prudence ce taux. En effet, le concessionnaire a précisé que *le nombre indiqué correspond au nombre d'usagers relevés réellement par Enedis/prestataires. Ce nombre tend à décroître respectivement au nombre de compteurs Linky posés (qui ne sont plus comptabilisés dans les fichiers des compteurs « à relever »).* La qualité de la relève est indépendante de ce nombre.

Le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur a fortement augmenté en 2017 par rapport à 2016, avec +17%, pour atteindre 1 432 réclamations. Cette évolution s'explique notamment par le début du déploiement des compteurs Linky (195 réclamations en 2017, une en 2016). Par ailleurs, la concession présente un volume de réclamations pour 10 000 usagers relativement bas, avec 76 réclamations pour 10 000 usagers contre 87 pour la moyenne AEC.

En proportions, les volumes de réclamations sur la relève et la facturation représentent 36% du total, et sont en baisse de 8%. Enedis a précisé en réponse complémentaire que cette baisse était un corolaire du déploiement du compteur Linky. Celles relatives à la qualité de fourniture représentent 30%, et ont augmenté de 29% par rapport à l'exercice précédent.

Le début du déploiement des compteurs Linky sur le territoire du TE 28 a généré 195 réclamations en 2017, soit 14% du volume total en 2017. À noter que contrairement aux données de contrôle, le CRAC n'indique pas les volumes de réclamations relatives à Linky ; en effet, elles sont confondues avec celles sur les interventions techniques limitant *de facto* la transparence à ce sujet.

Dans le volume de réclamations Linky, Enedis a fait le choix de ne plus prendre en compte les refus des compteurs Linky, et ce depuis 2016. Le concessionnaire a précisé en réponse complémentaire que les refus étaient désormais considérés comme des simples demandes et non plus des réclamations, arguant que *ces refus n'étaient pas l'expression d'une insatisfaction liée à une intervention du distributeur*.

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014 et le concessionnaire y a répondu de façon satisfaisante en 2017 avec 96,1% de réponses dans les délais. Ce taux a néanmoins diminué de 2,9 points par rapport à l'exercice 2016, et se situe 1,1 points au-dessus de la moyenne nationale déterminée par AEC (95%). Contrairement à 2016, cet indicateur prend en compte en 2017 les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

La publication de la loi « Brottes » a modifié les processus de **gestion des impayés** durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients hors TPN voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients au TPN ou ayant une aide FSL, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve.

Le nombre de **coupures effectives pour impayé** est en diminution sur le dernier exercice, dans la continuité de la tendance à la baisse observée depuis 2015. En effet, il a baissé de -14%, passant de 1 175 en 2016 à 1 012 en 2017. L'écart entre le volume des demandes et le volume des coupures effectives s'explique par un taux d'annulation important selon Enedis provoqué par les appels sortants des techniciens avant l'intervention, le règlement du client, les accords de délai de paiement, la demande d'aide par le client, les refus des clients, les difficultés techniques, etc.

# Domaine clientèle fournisseur

---

## Les usagers de la concession aux TRV

Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Règlementés de Vente) présente une diminution en 2017 avec -4,8% d'usagers aux tarifs bleus. En outre, à fin 2017 il reste 20 clients aux tarifs jaunes en baisse de -13%, et 89 clients aux tarifs verts en diminution de 10%.

Après des hausses annuelles successives, le taux de réussite aux appels téléphoniques a chuté en 2017 à 80% (maille nationale). EDF explique cette baisse de l'accessibilité téléphonique par la hausse de 3% du volume national des appels (25 millions d'appels en 2017).

Cette augmentation serait liée à un cumul de plusieurs causes : un bug de double prélèvement bancaire en janvier, la tempête Zeus en mars, une formulation inadéquate dans le courrier d'accompagnement des nouvelles CGV en décembre et une régularisation tarifaire de l'année 2014. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels.

Le nombre de clients ayant bénéficié de conseils tarifaires a diminué de 15% en 2017 par rapport à 2016, et celui du relevé confiance de 16%. En effet EDF précise que ces types de service sont moins sollicités sous cette forme, car les clients utilisent les services Internet disponibles tels que e.equilibre. De plus, le relevé confiance n'est plus proposé par les conseillers clientèles car il devient progressivement obsolète avec le déploiement des compteurs Linky.

Le volume total de réclamations traitées par EDF est en forte augmentation en 2017 avec +39%. Cette évolution est notamment due aux causes mentionnées plus haut concernant la hausse des appels téléphoniques. En outre, la concession se situe très au-dessus de la moyenne AEC avec 177 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu (moyenne à 111, *statistiques AEC 2016*).

Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017 c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. La moitié des réclamations sont faites par mail ou Internet.

**En revanche, le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes. EDF explique des difficultés de SI et de localisation des réclamations de cette catégorie d'utilisateur.**

## Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2017, 7 169 clients bénéficiaient du TPN, le tarif social de l'électricité. Le Chèque Energie a remplacé le 1<sup>er</sup> janvier 2018 les tarifs sociaux de l'énergie. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie.

Selon les gestionnaires, le montant moyen du chèque énergie est de 150 €, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est par exemple de 7 700 € par an pour une personne vivant seule, et de 16 170 € pour un couple avec deux enfants. Il existe 9 montants des chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 227 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Récemment les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice sera élargi aux personnes seules avec un RFR inférieur à 10 700 €, et inférieur à 22 470 € pour les couples avec deux enfants, et qu'il sera couplé à une augmentation de 50 € de chaque forfait (avec désormais 12 montants différents) pour atteindre un montant moyen de 200 €.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 80 k€, stable par rapport à l'exercice précédent et imputable à 90% à la partie attribuée aux actions curatives, et à 10% pour les actions préventives. La totalité de ce budget permet d'aider les clients à payer leurs factures. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. Ce financement versé par le EDF est compensé par la CSPE<sup>1</sup>, prélevée sur les factures de tous les consommateurs. Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF est en baisse depuis 5 ans. Cette évolution est difficilement interprétable car nous ne possédons pas les chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients partis à la concurrence.

En 2017, EDF a demandé 3 084 DPI (demandes d'interventions pour impayés) qui ont abouti à 693 coupures effectives, 1 247 réductions de puissance dont 593 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. Le nombre de coupures effectives a diminué de -27% en 2017. D'après EDF, les évolutions sont très variables selon les exercices et liées à de multiples facteurs ne permettant pas une explication précise.

---

<sup>1</sup> CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité