

## **SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIE DE LA SEINE-MARITIME**



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

**Exercice 2018**

**Février 2020**



# Sommaire

---

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Domaine technique .....</b>                    | <b>3</b>  |
| Le réseau HTA et l'amont.....                     | 3         |
| Le réseau BT et l'aval .....                      | 2         |
| La continuité d'alimentation.....                 | 3         |
| La qualité de tension sur les réseaux.....        | 4         |
| Les actions du concessionnaire sur le réseau..... | 5         |
| <b>Domaine comptable et financier .....</b>       | <b>6</b>  |
| Le patrimoine comptable de la concession .....    | 6         |
| Le résultat d'exploitation de la concession ..... | 8         |
| <b>Domaine clientèle distributeur.....</b>        | <b>9</b>  |
| Les usagers de la concession .....                | 9         |
| La qualité de service .....                       | 9         |
| <b>Domaine clientèle fournisseur .....</b>        | <b>11</b> |
| Les usagers de la concession aux TRV .....        | 11        |
| Les usagers en difficultés financières .....      | 12        |

# Domaine technique

---

## Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2018, **34 postes sources** alimentent la concession (avec une puissance totale de 2 547 MVA) dont 18 sont situés sur la concession. Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA**, dont le taux d'enfouissement s'établit à 51% à fin 2018. Il est supérieur au taux moyen de 45% constaté sur les concessions en France (source Open data Enedis hors 4 départements de l'Île-de-France). En outre, considérant la densité d'usagers relativement faible sur le territoire du SDE 76 (environ 30 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au-dessus du niveau de la tendance observée. En outre, il est en hausse de 1,0 point en 2018, par rapport à l'exercice 2017.

Les taux d'enfouissement les plus faibles sont visibles dans la partie Est du département.

Ensuite, la concession compte près de 43 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier** (CPI). Le taux de linéaires CPI sur le total des linéaires HTA est très faible (0,6%), et se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées en 2018 sur le panel de concessions départementales établi par AEC (3,2%). En l'occurrence, 23% des CPI se situent sur la commune de Sandouville, et 11 autres communes comportent plus de 1 kilomètre de CPI. Ces 11 communes regroupent 47% des CPI sur la concession.

Le réseau HTA de la concession est constitué à 53% de **fil aérien nu**, dont 22 km (0,4% du total) qui sont de **faible section**. Le taux de faible section du SDE 76 se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC (sur la base de l'ensemble des concessions du panel AEC 2018).

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du SDE 76 est situé au niveau de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la vingtaine de concessions auditées (âge moyen de 28,1 ans sur le SDE 76, 21,5% des linéaires de plus de 40 ans pour une moyenne de 23,6%).

En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 36,9 ans. Face à cela, 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, 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. Sur le territoire de la concession, le rythme de fiabilisation (PAC et PDV) sur les 6 dernières années est de l'ordre de 66 km/an. En 2018, 22 affaires PDV ont été réalisées, pour un investissement total de 934 k€.

Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche 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 1ers 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.**

## Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (51%, stable par rapport à 2018) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (45%) sur le territoire français. De plus, en considérant la densité d'usagers, le taux d'enfouissement BT se situe au-dessous de la tendance observée sur les concessions ayant des densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 2,9% de **lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est 2,5 fois supérieur aux câbles torsadés et près de 3 fois supérieur à la technologie souterraine, sur la concession**. De plus, il faut constater que cette proportion de 2,9% est très inférieure au taux observé par AEC sur les autres concessions en 2018 (8,7%, *statistiques AEC 2018*).

Entre 2012 et 2017, le rythme de résorption moyen s'établit à 13 km/an, toute zone de maîtrise d'ouvrage confondue. Ces linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici 16 ans, au global. Précisons au reste que 74% de ces linéaires sont concentrés en zone rurale, et donc que 26% 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 SDE 76 dans le cadre de ses opérations de sécurisation (-6 km rapport à 2017, alors que le linéaire est stable sur la zone de maîtrise d'ouvrage d'Enedis). La proportion de ces linéaires de 1,5% se situe néanmoins en-dessous de la moyenne observée par AEC.

Près de 22% 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. Ces réseaux datés de 1946 concernent à 85% les réseaux torsadés pour le SDE 76.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **poste HTA/BT** à croître de 75 unités en 2018 (dont 50 lié à l'intégration de la commune de Neufchâtel-en-Bray). Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services constatées sur les 2 derniers exercices, et représentent depuis 2014 la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 51%. En outre, environ 60% 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 2018, il reste 388 ouvrages de ce type, soit environ 4,5% des postes HTA/BT, taux supérieur à la moyenne observée de 3%.

En outre, et sur le dernier exercice, il a été observé que 89% 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 25 ans, soit 6 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique 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 se dénombrent à 38 358 compteurs, soit un taux à hauteur de 18,7%, contre une moyenne AEC de 39,9%. 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 2018, les **interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 28,2 minutes, principalement dû à la tempête Eleanor des 2 et 3 janvier. Le critère B TCC s'élève à 134 minutes en 2018, soit une durée moyenne très inférieure à celle de l'exercice précédent (361 minutes en 2017 dont 257 minutes d'interruptions exceptionnelles).

En outre, le **critère B HIX** de la concession présente est stable par rapport à 2017, et s'établit à 106 minutes en 2018 (104 minutes en 2017). Cette valeur est supérieure à la moyenne constatée sur la période 2014 – 2016. En revanche, il faut constater que le niveau de critère B est très inférieur aux niveaux constatés sur la période 2010 – 2013. De plus, il se situe très au-dessus de la valeur nationale (64 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE) avec 42 minutes en plus. Les journées les plus contributrices au critère B HIX incidents HTA ont été celles du 1<sup>er</sup> mars (incident RTE, générant 12 minutes de coupure) et du 15 décembre (fortes chutes de neige et pluies « verglassantes », générant 18 minutes de critère B HIX).

La part des incidents HTA dans le critère B HIX est majoritaire avec 58%, soit 61 minutes de coupure moyenne. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B HIX pour incidents HTA a augmenté de 15%. Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les coupures pour travaux HTA avec une proportion à hauteur de 17% du total. Leur durée est en forte baisse (-25%) par rapport à l'exercice précédent. L'amont du réseau représente également une proportion relativement importante du critère B HIX, avec 16 minutes (15% du total). Le reste du critère B concerne les interruptions de fourniture du réseau basse tension (incidents BT à 8%, travaux BT à 3%).

La **fréquence des coupures longues** a légèrement diminué de 0,3 point en 2018 et s'établit à hauteur de 1,0 coupure longue en moyenne par usager. Elle se situe au niveau de la fréquence moyenne observée sur les concessions auditées par AEC. En outre, les fréquences de coupures brèves a été de 3,1 coupure brève par usagers en 2018. Et il y a eu en moyenne 5,8 coupures très brèves perçues par usagers en 2018. Il faut préciser que la fréquence des coupures brèves et très brèves perçues par les usagers est en revanche plus élevée sur la concession de SDE 76 que sur les autres concessions du panel AEC 2018.

Au global, l'**ICF** est de 78 en 2018 ; et atteste d'une continuité de fourniture relativement correct. En l'occurrence, 51% des usagers bénéficient d'une bonne (voire très bonne) continuité de fourniture, et 47% d'une continuité de fourniture moyenne. Il y a 0,6% d'usagers qui pâtissent d'une qualité critique, sur trois communes au centre du département. Et 0,8% des usagers sont en dehors des standards de qualité, répartis sur huit communes. La comparaison avec l'exercice 2017 n'est pas possible en l'absence des fichiers recensant les nombres de coupures brèves et très brèves par usagers pour cet exercice.

Avec 2,6 incidents pour 100 km de réseau HTA, le SDE 76 présente un taux d'incidents en deçà de la moyenne constatée en 2018 sur le panel de concessions constitué par AEC au global. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km est près de deux fois inférieur à la moyenne AEC, et celui relatif aux réseaux aériens aussi. Notons que le taux d'incidents HTA aérien a augmenté en 2018, par rapport à l'exercice 2017, alors que le taux d'incidents HTA souterrain est resté stable.

## La qualité de tension sur les réseaux

La **qualité de tension HTA** est moyenne sur la concession du SDE 76. En effet, 6 départements HTA ont eu une chute de tension maximale supérieure à 5% en 2018, dont 2 au-delà de 7%. En 2017, 10 départements HTA avaient été en contrainte de tension (dont 1 au-delà de 7%). En 2018, 2,1% des départements ont donc été en contrainte de tension. Ce taux se situe au-dessus de la moyenne des valeurs constatées par AEC (1,8%, *statistiques AEC 2018*). Comparativement à l'antériorité, ce taux est stable similaire à celui de 2016, mais inférieur aux taux constatés en 2014, 2015 et 2017.

Au sujet des départements dont la chute de tension maximale est supérieure à 5%, six départements ont été en contrainte en 2018. Des demandes d'informations sur les travaux en cours ou prévus pour résorber ces contraintes ont été formulées dans la demande complémentaire. Mais il est regrettable de constater que le concessionnaire n'ait pas répondu favorablement à la requête alors que c'est pourtant le cas sur la majorité des autres concessions auditées par AEC. Enedis a indiqué en effet que « *la présentation des investissements prévisionnels d'Enedis, hors périmètre du contrôle de concession, relève du suivi des PA prévu par la gouvernance du SDI-PPI* ».

**L'autorité concédante doit donc rester vigilante à ce sujet, face au risque d'une dégradation de la qualité de tension de son réseau dans le futur. En particulier, elle devra suivre, dans le cadre des PA prévu par la gouvernance du SDI-PPI mais également au titre du contrôle, l'évolution de la qualité de tension sur les départements listés ci-dessous ainsi que la tenue de travaux nécessaire de résorption de ces contraintes.**

| PS             | départ HTA | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  |
|----------------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CRICQUET       | ST.EUS     | 5,07% | 5,07% | 7,71% | 8,41% | 7,59% |
| CAMPEAUX (LES) | LIMESY     | 6,71% | 6,44% | 6,49% | 6,80% | 7,00% |
| AUMALE         | FORMER     | 0,49% | 0,55% | 0,54% | 0,88% | 6,71% |
| CAZERIE        | BOISAY     | 5,64% | 6,09% | 5,56% | 6,36% | 5,54% |
| CAZERIE        | RY         | 5,61% | 5,92% | 5,77% | 6,11% | 5,37% |
| HARCANVILLE    | BOSCOMA    | 5,14% | 5,21% | 4,89% | 4,98% | 5,04% |

En outre, le volume de clients considérés comme mal alimentés (CMA) est de 695 CMA en 2018, et a fortement augmenté multipliée par près de cinq par rapport à 2017. Le taux associé reste néanmoins très faible, et s'établit à 0,3%.

Le nombre de DMA (Départments Mal Alimentés) a également été multiplié par six avec une hausse de 22 DMA à 134 entre 2017 et 2018.

Cette hausse s'explique par un **ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA** qui intègre notamment :

- L'amélioration de la précision des **profils de charges** qui sont considérés lors des estimations : le déploiement des compteurs Linky a contribué à ce gain de caractérisation ;
- L'interdiction dans le modèle de calcul de la possibilité de **prises à vide des transformateurs** HTA/BT à +5%, en cas de présence de producteur BT en aval d'un poste HTA/BT.

Ce changement de méthode résulte d'un groupe de travail national associant Enedis, la FNCCR et la mission FACE de la DGEC permettant d'évaluer la faisabilité technique d'évolutions de la méthode et d'inscrire ces évolutions dans la préparation de l'inventaire FACE de 2019.

Ces évolutions ont ainsi provoqué de fortes hausses des CMA et des DMA sur la grande majorité des concessions de l'hexagone. Toutefois, Enedis n'a pas pu préciser les composantes des hausses selon chacune des évolutions de paramètres.

## 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 9,3 M€ en 2018, auxquels s'ajoutent 8,3 M€ imposés par les opérations de raccordement et 3,7 M€ imposés par le déploiement des compteurs LINKY. Sur les 6 dernières années, les raccordements représentent en moyenne 49% des dépenses totales d'investissements. En outre, les investissements délibérés sont en hausse de 8% en 2018 par rapport à 2017, (9,3 M€ en 2018 contre 8,6 M€ en 2017). Notons que les investissements postes sources sur la concession en 2018 sont les moins élevés (621 k€) sur la totalité de la chronique disponible (2010 – 2018).

Ramené au nombre d'utilisateurs, le montant des investissements délibérés de la concession est inférieur au taux national, et ce depuis l'exercice 2016, avec en 2018 un écart négatif de 5,5 € par utilisateur, pour atteindre 44,7 € par utilisateur (contre 50,1 € par utilisateur sur le plan national). Les investissements délibérés sur la concession du SDE 76 sont donc assez faibles comparativement aux moyennes nationales.

Corrélativement à ce faible niveau d'investissements délibérés sur la concession, le critère B HIX observé sur la période 2013-2015 a présenté des durées supérieures aux valeurs nationales. Néanmoins, on constate depuis l'exercice 2016, une forte baisse du critère B HIX du SDE 76, et la valeur affichée en 2017 se situe en-dessous de la moyenne nationale (10 minutes en moins).

Enfin, il est regrettable que le concessionnaire ne présente pas suffisamment de détails sur les investissements dans le cadre du contrôle annuel :

- Les quantités réalisées par typologie d'investissement ainsi que le détail des noms des postes sources et des départs HTA traités n'ont pas été communiqué.
- De plus, les réponses aux questions complémentaires de la partie technique ne sont pas assez précises par rapport aux attentes. Notamment les questions que le concessionnaire explique sortir du champ de contrôle et comme étant des sujets à aborder lors des discussions sur le « suivi des PA de ce PPI » (questions n° 15, 16, 21, 22).

**L'autorité concédante doit donc rester vigilante à ce sujet, car en l'état il n'est pas possible de contrôler de façon précise et exhaustive l'application du PPI qui a démarré depuis 2019. Cela ne concerne pas l'exercice de ce contrôle, mais il est souligné que des avancées devront être apportées sur les éléments listés ci-dessus afin de permettre un contrôle du déroulement du PPI dès l'exercice 2019.**

En outre, le concessionnaire opère à des opérations d'entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élagage à la maille départementale sont en légère augmentation en 2018, et passent de 770 k€ consacrés à ce type d'opérations en 2017 à 808 k€ en 2018 à la maille de la concession (+5%). Corrélativement, le linéaire de réseaux HTA et BT traité est en légère baisse de 3% en passant de 201 km en 2017 à 195 km en 2018.

En outre, le compte d'exploitation ne permet pas d'identifier les dépenses de maintenance curative de façon claire. Il serait essentiel que le SDE 76 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 798 M€ à fin 2018, **en augmentation de 38 M€ par rapport à 2017 (impact de +6 M€ de l'intégration de Neufchâtel-en-Bray)**.

Cette valeur avait fortement baissé entre 2016 et 2017, notamment en raison de la scission du contrat de concession du SDE 76, le périmètre du contrat sous gestion du SDE 76 étant passé de 691 communes à fin 2016 à 652 communes début 2017 (départs de la CU du Havre et de Rouen Métropole notamment).

La valeur brute par usager progresse continuellement depuis 2014, et se situe au-dessus de la moyenne des ratios constatés par AEC sur les autres concessions du panel en 2018, du fait notamment de la densité relativement faible d'usagers sur le territoire.

Des **modifications de catégories d'ouvrages ont été faites par Enedis à l'ouverture** de l'exercice 2018. En effet, des biens jusqu'à présent regroupés dans les « autres ouvrages localisés » ont rejoint d'autres catégories présentées dans le CRAC. Notamment les plus importantes en valeurs sont les cellules HTA qui appartiennent désormais aux postes HTA/BT, et les armements HTA au sein désormais des canalisations HTA aériennes. De plus, les autotransformateurs HTA/HTA qui étaient des « autres ouvrages non localisés » sont inclus dorénavant avec les transformateurs HTA/BT. Il est regrettable que ces mouvements, certes cohérents, n'aient pas été expliqués dans le CRAC.

La proportion des **ouvrages non localisés** (ONL) est en réduction progressive. En effet, certains branchements sont encore non localisés, mais désormais les **Ouvrages Collectifs de Branchements** (OCB) (auparavant appelées « colonnes montantes ») et les Dérivations Individuelles (DI) associées ont été localisées courant 2018. De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement des **compteurs Linky** permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations. Les **compteurs marchés d'affaires** (C1 à C4) ont été également tous localisés en 2018.

En 2018, avec un total de 132 k€ les ONL représentent 16,6% de ce patrimoine, contre 17,0% en 2017. Aujourd'hui les branchements représentent 89% des ONL. Les localisations vont se poursuivre jusqu'en 2022 dans le cadre du projet « ADELE » (Actif Détaillé Et Localisé), avec notamment les **liaisons réseau** d'ici 2021, les **dérivations individuelles** et les **disjoncteurs** d'ici 2022, et la fin du déploiement des compteurs Linky en 2021. En outre, ce projet d'inventaire détaillé et localisé est issue d'obligation réglementaire inscrite dans la LTECV d'août 2015.

A préciser également que cette opération de localisation s'est accompagnée d'un changement important de méthodologie comptable : les **ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement »**, à compter de 2018, de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont totalement amortis (spécificité ancienne et propre à Enedis dans sa gestion des ouvrages « non localisés ») et ne sont désormais retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis au retrait. Ceci a pour conséquence une hausse des valeurs brutes de ces ouvrages, notamment de 0,7 M€ pour les branchements (ceux mis en service en 1978).

A noter que, les travaux de localisation comptable des « colonnes montantes » se sont **poursuivis jusqu'au mois d'avril 2019** : les valeurs présentées dans le CRAC et dans le tableau de bord n'intègrent pas les impacts de ces travaux complémentaires transmis par le concessionnaire sous forme d'**addendum** au CRAC 2018 et présentés de façon très synthétique (M€ au lieu de k€).

Par ailleurs, l'article 176 de **la loi ELAN** prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018. A partir de l'exercice 2019, les 1<sup>ers</sup> impacts comptables seront visibles. Enedis a dénombré les **colonnes électriques** sur la concession dont celles qui sont dites « en concession » (celles mises en service à partir de 1992 et celles plus anciennes mais rénovées entre temps), mais ces chiffres n'ont pas été communiqués lors de la journée de contrôle.

À noter que le concessionnaire a intégré en concession les **concentrateurs** en 2018. Ce changement a eu lieu au niveau national pour le concessionnaire, afin de permettre un traitement unique et national, et non des immobilisations différenciées selon la génération du cahier des charges de concession. Il est regrettable que cela ait été fait très « discrètement » dans le CRAC. En effet, leur valeur d'actif (0,6 M€ selon les données de contrôle) n'est nullement indiquée dans ce document, car elle est confondue avec les 62,9 M€ des postes HTA/BT.

Une seule phrase fait référence à cette évolution et de plus celle-ci est erronée (page 125) « *A noter qu'en 2018, les apports Enedis nets tiennent compte du passage en concession des concentrateurs des compteurs Linky* ».

Contrairement à cette annonce, les apports nets d'Enedis de 19,9 M€ en 2018 ne prennent pas en compte les concentrateurs, car en réalité ces derniers ont été appliqués en « **retrait positif** » et confondus avec les postes HTA/BT, avec la valeur de +427 k€ (résultante de l'immobilisation de concentrateurs et du retrait réels de postes HTA/BT).

**Le concessionnaire a transmis pour la première année, en réponse à la demande complémentaire, un inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe** (tiers ou collectivités). Il est donc désormais possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter (43,1% en 2018, en hausse de 0,5 point par rapport à l'exercice précédent) pour s'établir au niveau de la moyenne des valeurs constatées par AEC. Dans le détail, leur indicateur a notamment progressé sur les réseaux HTA, BT, les postes HTA/BT et les transformateurs. Il faut préciser que le taux d'amortissement des branchements est à relativiser, car ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable, impactant à la baisse le taux d'amortissement. C'est aussi le cas pour les appareils de comptage, car **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 3,0 M€ à fin 2018 pour 38 358 compteurs posés. Les deux communes sur le territoire de laquelle la pose des LINKY est la plus importante en volume sont Neufchâtel-en-Bray avec 2 750 LINKYS posés et Octeville-sur-Mer avec 25 227 LINKY posés.

Le stock des provisions pour renouvellement (PR) est en tendance baissière malgré les évolutions de périmètre. En 2018, le stock s'est élevé à 30,1 M€ contre 30,3 M€ en 2017 (-147 k€).

Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés impactent **le stock des provisions pour renouvellement qui suit une tendance baissière depuis 2012**. Ces diminutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 qui réduit le flux des dotations.

À noter que le compte d'exploitation fait état de reprises de provisions pour 684 k€, les PR n'étant plus constituées pour les ouvrages dont la date de fin d'amortissement est postérieure à la date de fin du précédent contrat.

En outre, l'augmentation des investissements globaux du concessionnaire observée entre les 2 derniers exercices a eu pour conséquence mécanique d'augmenter **la dette potentielle de la collectivité envers le délégataire, sur la même période, celle-ci étant passée de 60 M€ en 2017 à 66 M€ en 2018**. À noter que cette dette potentielle s'élevait à 46 M€ fin 2011, sur un périmètre distinct. 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 trouvé bon de justifier ses pratiques désavantageuses pour la Collectivité.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 357,8 M€, soit une hausse de 10,9 M€ avec un rythme moyen annuel de +10,5 M€/an depuis 2012.

Pour rappel, 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 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 supraconcessif, soit dorénavant la direction régionale DR Normandie, maille plus resserrée que la DIR Manche Mer du Nord. Ainsi, le **résultat d'exploitation constaté de la concession a augmenté en 2018**, passant de +7,2 M€ en 2017 à +7,5 M€ en 2018. Corrélativement, le **taux de marge** a augmenté de 0,3 points, mais demeure en deçà du taux de marge national (+7,4% pour le SDE 76, contre 8,4% au national).

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 a suivi une évolution à la hausse de son nombre d'usagers par rapport à 2017 (+2,2%) pour atteindre près de 208 000 usagers à fin 2018. À fin 2018, 18,0% des usagers C5 ont quitté les TRV d'EDF, et ont choisi une offre de marché, avec une hausse annuelle de 3,8 points. La consommation électrique s'inscrit également en progression en 2018 par rapport à 2017 avec +3,3% par rapport à 2017. Cette hausse provient notamment des 205 592 usagers BT  $\leq$  36 kVA qui représentent 57% de cette consommation totale.

En outre, les producteurs totalisent 2 150 installations à fin 2018, en forte augmentation en nombre de 6% par rapport à 2017. Les producteurs photovoltaïques représentent près de 98% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 461,6 MVA à fin 2018, et se répartit principalement de la manière suivante : 92% pour les installations éoliennes, 6% pour les installations photovoltaïques, 1% pour les installations de biogaz/biomasse et 1% pour les autres types d'installations (hors hydraulique).

## La qualité de service

Le taux de mise en service sur installations existantes dans les délais catalogue a progressé par rapport à 2017 pour se situer à un bon niveau de 96,2%). En revanche, il est regrettable de constater que des indicateurs ne sont dorénavant plus transmis faute de requêtage adéquat dans les nouvelles bases d'informations du délégataire suite à des changements successifs de SI (indicateur de performance sur les mises en service des installations neuves, taux d'intervention pour impayés dans les délais catalogues ou convenus, taux relatifs à la relève ...).

Le volume de raccordements (HTA et BT) en soutirage présente une baisse (-7,91%) en 2018 par rapport à l'exercice 2017, soit 1 811 nouveaux raccordements).

Concernant les raccordements en injection, le volume annuel est en croissance depuis l'exercice 2015 : +6,1% et 122 nouvelles installations de production raccordées au réseau, sur le dernier exercice.

En outre, le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage présente une hausse sur le dernier exercice, et atteint un niveau supérieur de 3 jours par rapport à 2017 (21 jours en 2018). Au sujet de cet indicateur, le concessionnaire reconnaît que le délai moyen d'envoi d'un devis varie 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 taux de respect du délai de production du devis en soutirage sans adaptation présente une légère augmentation sur le dernier exercice avec +3,6 points (87,4% en 2018, contre 83,8% en 2017). 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  $\leq$  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 diminué pour atteindre 9 jours à fin 2018. Concernant les producteurs, le taux de respect du délai de production du devis est satisfaisant (94,0%, à fin 2018).

En outre, le taux d'**absence à la relève** s'établissait à 10,1% à fin 2017, soit un résultat se situant en-dessous de la moyenne AEC (7,5%, *statistiques AEC 2017*). La comparaison avec 2018 n'est pas possible, faute de données disponibles pour l'exercice d'étude.

Le nombre de réclamations des clients faites au distributeur est en hausse en 2018, avec +13,3%, pour atteindre 2 040 réclamations. La concession présente un ratio de réclamations par usager relativement élevé avec 98 réclamations pour 10 000 usagers (contre une moyenne AEC à 92).

Les volumes de réclamations sur la relève et la facturation représentent 36% du total, et sont en baisse de 5%. Celles relatives à la qualité de fourniture représentent 26%, et sont en baisse de 25% en volume par rapport à l'exercice précédent.

Le déploiement des compteurs LINKY sur le territoire du SDE 76 a généré 467 réclamations en 2018, soit 23% du volume total. 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, sans avoir expliqué pourquoi.

La liste des réclamations a bien été communiquée avec les détails des catégories et des sous-catégories. Ainsi, il a pu être observé en particulier que parmi les 467 réclamations relatives à la pose des compteurs LINKY, 77% sont dues à une « non-qualité des interventions (relationnel, travail réalisé) » et 6% à une « contestation d'index ». 10% des réclamations ont une sous-type « Inconnu », 4% sont liées à une demande d'indemnités pour « RDV non respecté », 2% pour « non-qualité de l'information » et 1% pour la « non-accessibilité des interlocuteurs ».

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014 et le concessionnaire y répond avec près de 98% de réponses dans les délais. Ce taux est en hausse de 13,6 points par rapport à l'exercice 2017, et se situe en-dessous de la moyenne nationale déterminée par AEC (95%). Contrairement à 2016, cet indicateur prend en compte en 2017 et en 2018 les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

La publication de la loi « Brotttes » 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 leurs puissances souscrites, 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 impayés est de 392 en 2018, pour un nombre non-communicé de coupures demandées par les fournisseurs. En effet, il est regrettable de constater l'absence des résultats des indicateurs pour les exercices 2017 et 2018, ce qui ne permet pas l'analyse de la gestion des déplacements pour impayés par le distributeur. DE manière générale, 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 2018 avec -2,4% pour les tarifs bleus. En outre, à fin 2018 il reste 22 clients aux tarifs jaunes, nombre en baisse de 4%, et 24 clients aux tarifs verts en diminution de 11%.

Après une chute du taux de réussite aux appels téléphoniques à 80% en 2017 (maille nationale), le taux d'accessibilité est remonté à près de 86% en 2018, soit un niveau comparable à la période 2014 - 2016. EDF avait expliqué la baisse en 2017 de l'accessibilité téléphonique par la hausse de 3% du volume national des appels (25 millions d'appels en 2017).

Cette augmentation était 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 est de 11 421 en 2018 et celui du relevé confiance est de 7 411 (4,8% des usagers). 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 a diminué de -7,5% par rapport à 2017 (2 372 en 2018 contre 2 564 en 2017). Cette évolution est notamment due aux causes mentionnées plus haut concernant la baisse des appels téléphoniques après le pic de 2017. En outre, la concession se situe au niveau de la moyenne AEC avec 141 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu (moyenne à 154, *statistiques AEC 2018*).

Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles par courrier, et depuis mai 2017 c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. Près de 70% 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, 8 687 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 €.

Ce système d'aide est applicable à tous les fournisseurs. Le processus d'attribution et d'envoi de ce chèque ont été expérimentés dans 4 départements métropolitains (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor et Pas-de-Calais) entre 2016 et 2017. L'enjeu pour la Collectivité est désormais de pouvoir trouver le moyen de suivre les nombres de bénéficiaires des Chèques Energie et notamment vérifier qu'il n'y ait pas de discontinuité trop importante pour les bénéficiaires depuis la fin du TPN.

Pour la première année, étant donné l'arrêt de ce système, les indicateurs du TPN ne sont plus communiqués. Toutefois, le concessionnaire a communiqué pour chacune des communes deux indicateurs concernant le Chèque Energie :

- Nombre de clients Particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte sur l'exercice.
- Nombre de clients Particuliers pour lesquels une attestation de droits a été traitée sur l'exercice

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 530 k€, en augmentation de 30 k€ par rapport à l'exercice précédent, et imputable à 97% à la partie attribuée aux actions curatives. 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 3 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. D'ailleurs, EDF prévoit une baisse du montant versé au FSL à l'avenir, pour être cohérent avec l'ouverture des marchés et la participation des nouveaux entrants au FSL.

En 2018, EDF a demandé 3 362 DPI (demandes d'interventions pour impayés) qui ont abouti à 400 coupures effectives, 551 réductions de puissance et 316 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 16% en 2018 par rapport à 2016 (dernière année disponible). 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