



Territoire d'Énergie 90

- TDE 90 -

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2020

Version 2

31 août 2022



Sommaire

Préambule	3
Retour sur les échanges avec les concessionnaires.....	3
Le périmètre concessif	Erreur ! Signet non défini.
Domaine technique	4
Le réseau HTA et l'amont.....	4
Le réseau BT et l'aval	5
La continuité d'alimentation.....	7
La qualité de tension sur les réseaux.....	8
Les actions du concessionnaire sur le réseau	8
Domaine comptable et financier	9
Le patrimoine comptable de la concession	9
Le résultat d'exploitation de la concession	11
Domaine clientèle distributeur	13
Les usagers de la concession	13
Les raccordements.....	13
La qualité de service	14
Domaine clientèle fournisseur	15
Les usagers de la concession aux TRV	15
Les usagers en difficultés financières	16

Préambule

Retour sur les échanges avec les concessionnaires

La mission de contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité portant sur l'exercice 2020 s'est déroulée dans les locaux du distributeur à Montbéliard les 9 et 10 novembre 2021 en présence des représentants du TDE 90, des délégataires Enedis et EDF, et d'AEC.

Le contrat de concession en vigueur est celui du 20 juillet 1994, signé pour une durée de 30 ans.

Aussi, le « nouveau » contrat de concession signé le 1^{er} juillet 2021, ne concerne pas cet exercice de contrôle annuel.

La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Une **liste de documents attendus** a été remise le 18 juin 2021 aux concessionnaires préalablement à l'audit. Les éléments transmis par les concessionnaires étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du TDE 90. Ces **données de contrôle** ont été réceptionnées entre le 23 juin et le 26 juillet 2021.

En parallèle, le CRAC a été transféré le 22 juin 2021. À la suite de l'audit de novembre 2021, les deux concessionnaires ont remis leurs réponses complémentaires fin décembre 2021.

Pour rappel, l'obligation de communication est au demeurant expressément prévue dans l'article 32 du cahier des charges de la convention de concession aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable, et ce, sous peine d'application d'une pénalité.

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du TDE 90, et à faire un retour sur les réponses des concessionnaires sur les enjeux associés et proposera des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

Domaine technique

Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2020, **9 postes sources (PS)** alimentent la concession (avec une puissance totale de 562 MVA) dont 5 sont situés sur la concession. La quantité de PS alimentant le territoire est stable depuis *a minima* 5 ans. La puissance totale installée est stable entre 2019 et 2020.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA**, dont le taux d'enfouissement s'établit à 62%, à fin 2020. Ce taux dépasse de 12 points le taux moyen des concessions du panel établi par AEC (50%, *statistiques Opendata Enedis 2020*). En outre, considérant la forte urbanisation du territoire du TDE 90 et donc sa densité d'usagers assez élevée (environ 91 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au niveau de la tendance nationale observée. Ce taux était identique en 2019 ce qui s'explique par l'enfouissement déjà élevé sur le territoire et qui reste quasi stable sur les 3 dernières années.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 11 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI)**. Le taux associé s'élève à 1,2% ce qui est très faible par rapport à la moyenne de 2,5% constatée par AEC sur la base des concessions auditées (selon une quarantaine d'AODE). Ces réseaux deviennent de plus en plus obsolètes, mais le TDE 90 est donc très peu concerné.

Recommandation : un point d'amélioration en attente demeure : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il reste indispensable que le CRAC en fasse état.

Le rythme moyen de résorption annuel constaté sur les 6 derniers exercices est en moyenne de -1 km/an. En réalisant une extrapolation « brute », ces 11 km de CPI seraient entièrement renouvelés après une dizaine d'année. Mais cela reste théorique.

Il existe néanmoins une **incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques** datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 5/6 (soit 83%) la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Pour cela, le distributeur a opté pour une approche à partir d'un Big Data afin de cibler les renouvellements de câbles selon leur probabilité de défaillance, pour un gain d'efficience.

Cependant, la trajectoire de diminution n'est pas forcément linéaire à l'échelle de chaque concession : elle répond d'une part aux trajectoires d'investissement nationales sur la période 2020 -2035, en lien avec la trajectoire TURPE, d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

Sur la concession Enedis met en œuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

Le réseau HTA de la concession est constitué à 38% de **fil aérien nu**. À fin 2020, la concession compte près de 331 km de réseaux HTA aériens dont 0,5 km de **faible section (FS)**. Cela représente 0,05% du réseau HTA ce qui est proche du minimum constaté par AEC (sur la base du panel AEC, statistiques 2019).

Recommandation : un point d'amélioration en attente demeure, le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il reste indispensable que le CRAC en fasse état.

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du TDE 90 est juste au-dessus de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (l'âge moyen des réseaux HTA du TDE 90 est de 30,3 ans, contre une moyenne AEC de 29,9 ans, *statistiques AEC 2019*).

En outre, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 48 ans contre 40 ans de moyenne constatée par AEC. Face à cela le concessionnaire déploie une politique de renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie** (PDV) sur la plupart des territoires.

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

De plus, la politique PDV est en train d'évoluer vers une politique de rénovation programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

En 2020, les chantiers en cours étaient toujours de la PDV, aucune affaire de RP n'avait été enclenchée. En revanche, les diagnostics sont désormais selon les prescriptions de la RP.

Le concessionnaire a présenté, par ailleurs, un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par départ.

Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des km de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP en 2025 sur le territoire national. Le programme RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (53%, en hausse de 1 point par rapport à 2019) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (46%). De nouveau, en considérant la densité d'usagers (68 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe proche de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 9% de lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est 3 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est comparable au niveau national (moyenne de 7,8%, statistiques Opendata Enedis 2020).

À fin 2020, il restait 104 km de réseau BT aérien nu. Entre 2014 et 2020, le rythme de résorption moyen du **réseau BT aérien nu** s'établit à environ -1,7 km/an. En projection de ce rythme moyen, le stock serait résorbé théoriquement d'ici une soixantaine d'années. Ces réseaux ont déjà un âge moyen de près de 53 ans (selon la base comptable), et un taux de 10 incidents pour 100 km en moyenne des 3 dernières années.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section (BT FS)** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 12 km de réseau BT de faible section à fin 2020, ce qui représente 1% du réseau BT, taux également très faible en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 2,1%.

A noter que 40% des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946** ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 2 unités en 2020 par rapport à 2019, toutes maîtrises d'ouvrages confondues. Les technologies préfabriquées sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent 54% des postes, soit un peu plus de la moitié. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+2 unités en 2020). Désormais 75% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

À fin 2020, il reste 69 **cabines hautes**, soit environ 6,2% des postes HTA/BT. Cette proportion est particulièrement par rapport à ce qui est observé par ailleurs (moyenne proche de 3%).

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 22 ans, soit 10 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent (32 ans). Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2011.

À ce jour, aucun inventaire des **tableaux HTA et BT** au sein des postes n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire a présenté son programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG.

Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

Pour l'AODE, l'enjeu sera de savoir à quelle échéance ces nouvelles plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises.

La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis.

Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021, toutefois le déploiement des compteurs se poursuivra en 2022 avec des marchés de saturation, et également lors des poses en diffus.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages, se dénombrent à près de 52 700 compteurs sur la concession, soit un taux de déploiement de 68% à fin 2020 (bien inférieur la moyenne AEC de 78% pour l'exercice 2020).

En complément, le concessionnaire a transmis un inventaire comptable par commune et par mois de mise en service des compteurs Linky et des concentrateurs. Ces derniers sont désormais immobilisés en concession depuis 2018.

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.

Le **critère B HIX** de la concession présente une légère hausse de +12 minutes par rapport à l'exercice précédent et s'établit à hauteur de 68 minutes, valeur la plus élevée des 8 dernières années. En outre, il se situe au-dessus de 10 minutes de la valeur moyenne nationale (58 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE).

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 54%, soit 37 minutes de coupure en 2020. Le reste du critère B HIX est réparti entre les coupures pour incidents BT (8 min, soit 12% du total), les coupures pour travaux BT (7 min, soit 11%) et les travaux HTA (12 min, 18%).

Avec 5 minutes de critère B, l'amont rassemblant les coupures aux niveaux des postes sources et du réseau de transport RTE, représente 7% du total en 2020.

***Recommandation** : le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela reste insatisfaisant, puisque cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du B travaux total de son concessionnaire, et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux.*

Le concessionnaire a toutefois expliqué qu'il n'existait pas à ce jour de moyens internes pour calculer cela automatiquement.

Enedis communique désormais, les résultats des critères B par commune. Le tableau de bord présente les résultats selon des moyennes calculées pour la période 2018-2020. Il est important de rappeler que la lecture ne peut pas être « brute » : ces cartes permettent de visualiser les grandes zones qui ont connues des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne pourraient pas être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture.

Le taux d'usagers présentant des indicateurs hors seuil du **décret qualité** a légèrement augmenté en 2020 en passant de 0,6% à 1,4%. Depuis 2013, ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par le décret, il est même régulièrement sous les 1%. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué que le GRD présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.

La **fréquence des coupures longues** est de 0,7 en moyenne par usager en 2020, stable depuis 4 ans et est légèrement sous la moyenne d'AEC (1,1) sur les autres concessions auditées. En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 1,8 coupures brèves par usager en 2020, en-dessous de la moyenne (2,5). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2020 sur le territoire se situe à 4, une valeur qui se situe proche de la moyenne d'AEC (moyenne à 4,4 coupures).

Avec 4,4 incidents pour 100 km de réseau HTA, le TDE 90 présente un taux d'incidents comparable à la moyenne (4,3 incidents) des concessions auditées par AEC au global. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km, qui atteint 3,1 en 2020, est lui aussi supérieur à la moyenne AEC (1,7), et le taux d'incidents HTA aériens se situe à 4,5 (moyenne à 4,8).

La qualité de tension sur les réseaux

Un seul **départ HTA** a été répertorié sur l'exercice 2020 avec une contrainte supérieure à 5%.

En outre, le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe au niveau de la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (*statistiques AEC 2019*).

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 343 CMA en 2020, et a fortement diminué, -26% de moins par rapport à 2019, alors qu'il était déjà en baisse de -20% l'année précédente.

Le taux associé s'établit désormais à 0,4%, et reste en-dessous de la moyenne de 0,7%. Parallèlement à cela, le nombre de départs mal alimentés (DMA) passe de 47 à 34 DMA entre 2019 et 2020.

*Pour rappel entre 2017 et 2018, le nombre de CMA avait été multiplié par 8,5 sur la concession en conséquence d'un premier **ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA en 2018** permettant de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, les données de consommation et l'amélioration des profils de charges utilisés dans la méthode statistique grâce au déploiement progressif des compteurs Linky.*

En 2019, un nouvel ajustement avait été réalisé afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Contrairement à l'année 2018, les modifications courant 2019 n'ont pas provoqué d'évolutions généralisées à l'échelle de l'hexagone du nombre de CMA et de DMA ; certaines concessions ayant connu des baisses et d'autres des hausses du nombre de CMA.

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 1,7 M€ en 2020, auxquels s'ajoutent 1,9 M€ imposés par les opérations de raccordement et 1,3 M€ imposés par le déploiement des compteurs Linky. En 2020, les raccordements représentent en moyenne 39% des dépenses totales annuelles d'investissements. **Entre 2017 et 2020, les investissements délibérés ont diminué régulièrement sur la concession de 3,6 et 1,7 M€/an.**

Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements délibérés de la concession est inférieur au ratio national (de l'ordre de 22 € par usager contre 48 € par usager sur le plan national en 2020). Il s'agit d'un ordre de grandeur, et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif. Cela permet d'observer qu'en l'espace de 5 ans l'écart entre le ratio de la concession et le ratio national, s'est progressivement agrandi.

Domaine comptable et financier

Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 154 M€ à fin 2020 en valeur brute, **en augmentation de 6 M€ sur un an (+4%)**. La valeur brute par usager est égale à 1 953 €/usager en 2020 et se situe légèrement au-dessus de celle de l'exercice précédent (1 887 €/usager) mais bien en dessous de la moyenne AEC (2 906 €/usager).

La proportion des **ouvrages non localisés** (ONL) est stable en 2020 et représente encore 25% de ce patrimoine à la fin de l'année (essentiellement les compteurs et les branchements).

En effet, bien que les **Ouvrages Collectifs de Branchements** (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé « colonnes montantes ») ont été localisés courant 2018 pour partie et début 2019 pour le reste, certains branchements sont encore non localisés, essentiellement les branchements individuels.

Ce décret prévoit que la part restante des ouvrages non localisés à fin 2019, à savoir les « liaisons réseaux », les « branchements individuels » ainsi que les « disjoncteurs », seront localisés d'ici à la fin de l'exercice 2022, toutefois, le concessionnaire a expliqué qu'un report d'un an était prévu et convenu avec la FNCCR et France Urbaine.

En 2020, les codes ETI relatifs aux OCB ont évolué. En effet, désormais l'ETI D30401 (Ouvrage collectif de branchement (Complet)), regroupe les 2 ouvrages suivants : ETI D30402 (Ouvrage collectif de branchement hors DI) et ETI D30403 (Dérivation individuelle sur OCB). Enedis a expliqué un besoin de rationaliser le volume des bases de données, pour des ouvrages avec des durées d'amortissement identique. La quantité affichée concerne uniquement le volume de DI, et le nombre de lignes correspond à la quantité d'OCB.

De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement massif des **compteurs Linky** permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations au fil des poses. Pour rappel, le taux de déploiement sur la concession à fin 2020 est de 68%, le déploiement en masse s'est terminé nationalement fin 2021 avec un objectif de 90%. Les poses de compteurs Linky se poursuivront à partir de 2022.

Les **compteurs marchés d'affaires** (C1 à C4) ont été également intégralement localisés en 2018.

A noter que, depuis 2018, cette opération de localisation des ouvrages 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.

Par ailleurs, les premiers impacts comptables de l'article 176 de **la loi ELAN** – qui prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques en exploitation raccordées au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018 – sont visibles depuis l'exercice 2019 avec les premiers « transferts » émanant des propriétaires (pour certaines colonnes montantes qu'Enedis avait dénombrées lors de son inventaire effectué en 2018 mais qui étaient qualifiées d' « hors concession », c'est-à-dire celles mises en service avant la signature du contrat de concession « modèle 1992 » et non rénovées entre temps). Depuis le 25 novembre 2020, toutes les colonnes montantes dont la propriété n'a pas été revendiquée par ailleurs, ont basculé dans le régime concessif. Cela représente au total 2 776 colonnes montantes transférées à fin 2020, desservant 23 600 dérivations individuelles (dont les transferts pro-actifs de 838 colonnes montantes en 2019), pour un total de 1,6 M€ en valeur brute.

***Recommandation** : depuis quelques années le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE. Nous suggérons que ce rapport soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.*

Le concessionnaire a transmis, pour la 3^{ème} année consécutive, 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 possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global : l'arrêté du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Cet arrêté, dit « **décret inventaire** » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECVL). Ce décret, est paru le 28 février 2020 au Journal officiel.

Celui-ci indique que l'inventaire doit être constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le gestionnaire du réseau public de distribution dans lequel doivent figurer notamment « tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages », ce qui inclut *a priori* les biens de reprises tels que les poste-sources voire même certains bien propres.

On notera toutefois que les informations comptables transmises classiquement (valeurs brutes, valeurs nettes, provisions pour renouvellements, etc.), ainsi que les évolutions qui font suite à la parution de cet inventaire (**transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage**) ne s'appliquent pas aux biens de reprises ni aux biens propres, le décret limitant les éléments transmissibles à des informations d'ordre technique.

Enfin, à noter également que **les biens couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis** (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), ce qui permet de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages continue d'augmenter (44,7% en 2020, en hausse de 0,5 point par rapport à l'exercice précédent) et s'établit au-delà de la moyenne des valeurs constatées par AEC (43,8%).

Dans le détail, leur indicateur a notamment progressé sur les réseaux HTA et BT, les postes HTA/BT et les transformateurs. Le taux d'amortissement des branchements est à relativiser car, jusqu'en 2018, ces ouvrages sortaient automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable (qu'ils soient physiquement mis au retrait ou non), impactant *de facto* la baisse le taux d'amortissement.

Il faut également préciser que le taux d'amortissement des appareils de comptage est à relativiser car **le concessionnaire a passé des amortissements accélérés 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 4,2 M€ à fin 2020 pour 52 226 compteurs posés et immobilisés.

En 2019, près de 0,2 M€ de provisions pour renouvellement ont été reprises sur la concession, en lien avec **l'allongement de la durée d'amortissement des « colonnes montantes » de 40 à 60 ans**, puisque le contrat de concession n'était pas renouvelé avant le 1^{er} janvier 2020, le stock des PR n'était donc pas stoppé à date.

Pour rappel, le nouveau modèle national de contrat ne permet plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

Le stock de PR en 2020 est en hausse avec +0,2 M€ et +1%.

L'évolution du stock de PR est résultante de 3 flux. Pour l'année 2020, ces flux sont :

- la **dotation** totale aux PR est de +315 k€ ;
- en parallèle -422 k€ de PR ont été **affectées et utilisées** pour financer les ouvrages renouvelés ;
- -5 k€ ont été **reprises et remontées au résultat**.

Fin 2020, plus de 40% du stock de PR de la concession a été constitué pour les ouvrages BT.

*Pour rappel, dans contrat actuel de concession, les **dotations aux PR sont prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur**, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en zone rurale au sens du FACÉ ne sont pas concernés par ces dotations à la maille de la concession (un mécanisme de dotation à l'échelle nationale faisait office). Toutefois le TDE 90 n'est pas concerné par cet aspect.*

*Autre rappel, depuis 2011 les modalités de dotations annuelles aux PR avaient évolué, et prenaient en compte des **probabilités de retraits des ouvrages** avant qu'ils soient totalement amortis. Cela avait eu pour impact de réduire la dotation annuelle totale, sur tous les exercices post 2011.*

La **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire** atteint en 2020 près de +0,5 M€, stable depuis 3 ans. Le point d'inversion a été franchi en 2017.

Ce résultat peut cependant être critiqué du fait de divers biais de calcul : contribution des raccordements non considérés 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 et des colonnes montantes en 2019, modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.

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 créant une créance vis-à-vis du concédant.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 64 M€, soit une hausse de +2 M€ sur 2020 (+3,2%).

Le résultat d'exploitation de la concession

À la suite de la restructuration du concessionnaire en Direction Régionale (DR), le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, **pour le TDE 90 environ 75% des charges d'exploitation et 11% des produits sont calculées via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif**, soit dorénavant la DR Alsace-Lorraine, maille plus « proche » de la concession que l'ex DIR (Direction Inter-Régionale) Alsace Franche-Comté auparavant. Les parts restantes des charges et des produits sont natives à la concession.

La forte densité de la concession amenant des économies d'échelle, le **résultat d'exploitation constaté de la concession** est donc bénéficiaire, et avec un taux comparable (8,6%) au taux de marge national (8,4%). Ce taux ayant fortement augmenté de +5 points. Ce léger écart indique que la concession du TDE 90 contribue à la **contribution à l'équilibre** à hauteur de 0,1 M€.

Le résultat total constaté a augmenté de +1,6 M€ en 2020. Il s'agit de la résultante d'une part de la **forte baisse des charges totales** de -1,9 M€ (-6%) sur un an pour atteindre 30,1 M€, et d'autre part de la **baisse plus faible des produits totaux** de -0,5 M€ (-1,5%) atteignant 32,5 M€ fin 2020.

En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation 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.

Ainsi, 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 (+0,4%) pour atteindre plus de 79 000 usagers. La consommation électrique totale est en baisse en 2020 avec -7% par rapport à 2019. La consommation est en baisse malgré un hiver aussi froid que l'année précédente, selon les DJU (Degrés Jours Unifiés), cela est consécutif aux effets de la crise sanitaire COVID19, avec la baisse des activités économiques (-10% de consommation pour les BT>36 kVA, et -11% pour les clients HTA).

En outre, la concession unitaire des clients BT<36 kVA a diminué de 4,6 à 4,4 MWh/usager/an sur la concession.

La hausse globale du nombre d'usagers conjuguée à la forte baisse des consommations a toutefois abouti à une stabilité des recettes totales d'acheminement de -0,2 M€ (soit -0,7%), selon les « données clientèles ».

Les usagers C5 représentent 52% de cette consommation totale en 2020, et les 185 usagers HTA, 36%. Le TURPE 5 HTA/BT bis (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) est entré en vigueur en août 2018, et depuis chaque été les grilles de tarifs ont évolué par délibération de la CRE.

Les producteurs représentent 1 017 installations, en forte augmentation en nombre (+6,5%) et en puissance totale (17%). Les producteurs photovoltaïques représentent 99,3% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 26 MVA à fin 2020 selon la répartition suivante : 20% pour les installations photovoltaïques et 80% pour les « autres ». La présence de filtres DCP (Données à Caractère Personnel) ne permet pas des observations exactes et détaillées sur les puissances des injections par commune ou de l'énergie annuelle produite par commune.

Les raccordements

Le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en recul de -21% en 2020 avec 376 raccordements réalisés, soit 98 de moins que l'année précédente.

En revanche, la tendance est à la hausse pour les raccordements en injection (observation faite uniquement sur les usagers BT<36 kVA, en effet les CRAC n'indiquent pas les autres segments), et ce, sur les quatre derniers exercices avec +18% en 2020 et 58 nouvelles installations de production raccordées au réseau.

En octobre 2019, le barème de raccordements v6 était entré en vigueur, avant d'être remplacé par le 6.1 en janvier 2020. Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage est en légère hausse entre les deux derniers exercices avec 4 jours en 2020 contre 3 en 2019 (pour les raccordements des consommateurs BT<36 kVA sans adaptation).

Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection est en baisse très importante avec environ 0 jours en 2020, contre 8 jours en 2019 (pour les raccordements des producteurs BT<36 kVA sans adaptation).

Courant 2019, la loi ESSOC (pour un Etat au Service d'une Société de Confiance) et son décret d'application permettent aux consommateurs ou producteurs de réaliser eux-mêmes leur raccordement en maîtrise d'ouvrage déléguée avec un contrat de mandat. Toutefois, Enedis a indiqué que les sollicitations ont été très rares en 2020 comme en 2019.

Par ailleurs, les délais moyens de réalisation des travaux de raccordement vont devenir un sujet majeur. La direction nationale d'Enedis ayant annoncé une division par deux des délais de raccordement d'ici 2022, et la CRE ayant envisagé d'élargir les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative à venir du TURPE 6.

La qualité de service

Le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur est en hausse de +11% en 2020 (+64 réclamations), par rapport à l'exercice précédent, pour atteindre 652 réclamations. La concession présente un ratio de réclamations par usager en dessous de la moyenne avec 83 réclamations pour 10 000 usagers (contre une moyenne AEC à 92).

Les réclamations relatives à la « relève et à la facturation » rassemblent la plus grande part avec 49% du total, et sont en hausse de +30%. Puis les réclamations sur la « qualité de fourniture » regroupent 16% du total, et sont quasi stable avec -0,9%. Enfin les réclamations sur les « interventions techniques » regroupent 15% du total, et en forte baisse avec -52%.

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 déploiement des compteurs Linky sur le territoire du TDE 90 a généré 108 réclamations en 2020, soit 16% du volume total. Parmi elles, 65% avaient pour sous-type « Non-qualité des interventions » principalement pour motifs des problèmes d'eau chaude sanitaire (74%) nécessitant pour certaines une réintervention de l'EDP (Entreprise De Pose).

Recommandation : 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. Une présentation distincte était souhaitée depuis plusieurs années, avant la fin du déploiement prochaine.

Avec près de 13 023 compteurs Linky posés courant 2020, cela représente un taux de réclamations de 0,8%, en dessous de l'objectif interne d'Enedis à l'échelle nationale qui est de 1%.

Les réponses aux réclamations sont visées **sous 15 jours** maximum depuis 2014, en 2020 ce taux de réponse dans les délais est de 98%, en légère hausse de +2 points. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte 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^{er} novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors trêve hivernale, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

L'année 2020, du fait de la crise sanitaire a été très particulière, notamment le gouvernement a demandé aux fournisseurs de prolonger la trêve hivernale, cf. le paragraphe à ce sujet dans le « domaine clientèle fournisseur » de cette synthèse.

Le **nombre de coupures effectives** pour impayés était de 444 en 2020. De manière générale, il existe un écart entre le nombre de demandes et le nombre des coupures effectives car il y a un taux d'annulation important selon Enedis. Cette annulation sont consécutives aux appels sortants des techniciens avant l'intervention, au règlement du client, aux accords de délai de paiement, aux demandes d'aides financières par le client, aux refus des clients, aux éventuelles difficultés techniques (ces dernières se réduisent grâce aux compteurs Linky), etc.

Le taux de 47,6% **d'interventions pour impayés** dans les délais du catalogue de prestations est celui du SI historique (DISCO) et concerne donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (33% des usagers en 2020). Certes, il ne s'agit pas de la majorité des usagers, mais AEC a fait le choix de présenter cet indicateur sous cette forme en 2020, afin qu'il puisse être comparable aux années précédentes. Pour ceux équipés de compteurs Linky le taux est bien supérieur avec 92%, cette différence provenant du fonctionnement en téléopération à distance. Avant cette téléopération, Enedis maintient le déplacement chez l'utilisateur d'un agent en amont.

Domaine clientèle fournisseur

Les usagers de la concession aux TRV

L'érosion du nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) se poursuit en 2020 avec -8% pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus). En parallèle, la consommation totale des clients aux TRV a baissé de -9%.

En revanche et malgré les 2 baisses précédentes, la recette totale de fourniture est quasi stable avec -0,1% en 2020, notamment suite aux hausses des grilles tarifaires des TRV. Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un Tarif Bleu est de plus de 12,6 c€ HT en 2020, contre 9,8 c€ en 2013, soit une hausse en 7 ans de +25%.

Pour rappel, depuis, le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA ont été supprimés. Il subsiste quelques contrats spécifiques, des tarifs jaunes et verts parmi les clients BT inférieurs à 36 kVA.

A fin 2020, il reste sur la concession 14 clients aux tarifs jaunes (-1 en 2020) et 9 clients aux tarifs verts (-1 en 2020). Les données par commune sont sensibilisées par EDF si les nombres d'usagers sont inférieurs à 10 et, pour les données du secteur non résidentiel, la consommation est inférieure ou égale à 50 MWh.

Près de 61% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé de -5,5 points en un an. Au total, ce taux a baissé de -20 points en 5 ans, et cette baisse va s'accroître ponctuellement en 2021.

*Au 1^{er} janvier 2021, d'autres TRV ont été supprimés, cela concerne certains clients aux **tarifs bleu non-résidentiels** : entités légales de 10 personnes ou plus et entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€. Les données au 31 décembre 2020 de cet audit n'étaient pas encore impactées.*

Tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrats de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les usagers afin de les inciter à choisir une offre de marché.

En 2020, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** est en légère diminution par rapport à 2019 (-3,1 points) à la maille nationale. 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.

Cette légère baisse est consécutive à la pandémie de 2020, et à la nécessité de fonctionner à distance soudainement. Pour rappel, EDF avait expliqué la baisse visible en 2017 (-9 points) par la hausse de 3% du volume national des appels (25 millions d'appels en 2017) 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.

Après 6 années de baisse permanente, le taux de clients ayant bénéficié de **conseils tarifaires** a augmenté de 2,2 points en 2020, en revanche, le taux de clients ayant bénéficié du relevé confiance poursuit sa baisse, avec -8 points en 4 ans. EDF a précisé que ces types de service sont moins sollicités sous cette forme, car les clients utilisent les services Internet disponibles tels que **e.quilibre**. 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 une nouvelle fois en augmentation en 2020 par rapport à 2019 avec +41% pour atteindre un niveau record sur la période 2014-2020 avec 1 087 réclamations, le périmètre de mesures des réclamations s'étant élargi.

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. Ce périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi, de plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant.

En 2020, près de 85% des réclamations sont faites par mail ou Internet, une proportion en hausse rapide avec +42 points en 3 ans. La concession se situe au-dessus de la moyenne AEC avec 228 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, contre 149 l'année précédente et une moyenne de 182, *statistiques AEC 2019*.

Recommandation : le fournisseur EDF 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. Les réponses apportées en séance par EDF sur l'impossibilité selon eux de mesurer les volumes de réclamations orales sont entendues, il n'empêche que l'autorité concédante reste aveugle sur cet aspect, de ce qu'il se passe sur son territoire.

Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2020, EDF a reçu 3 796 **chèques énergie** de la part de ses clients, en hausse de +4% par rapport à 2019. Il faut préciser qu'à fin 2017, 4 844 clients bénéficiaient du TPN. Ainsi, à fin 2020, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie n'atteint toujours pas le nombre de bénéficiaires du TPN à fin 2017.

Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1^{er} janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie, les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

En parallèle, EDF a collecté 114 **attestations**, qui permettent d'appliquer les protections prévues aux clients d'EDF qui ont utilisé leurs Chèques Energies par ailleurs (auprès de leur fournisseur de gaz naturel, par exemple, ou auprès de tout autre organisme autorisé).

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 148 € en 2020 à la maille concession, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux de 2017 à la maille nationale.

Depuis 2021, le **plafond** du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 10 800 € par an pour une personne vivant seule, et de 22 470 € pour un couple avec deux enfants.

Il existe 12 montants des chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €. Pour rappel, en 2019, la majorité des montants des chèques énergie avaient augmenté de 50 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Des études nationales confirment que pour l'instant le taux d'utilisation des Chèques Energie est d'environ 81%.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 47 k€, soit 5 k€ de moins qu'en 2019. 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 contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le **nombre de dossiers aidés** pour des clients d'EDF poursuit une tendance à la baisse régulière en passant de 112 à 74 entre 2019 et 2020. En 6 ans, le nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a été divisée par 4. 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 dehors du cadre du contrôle de concession, il serait opportun pour l'AODE de se rapprocher du CD afin de connaître les observations sur cette baisse sans fin du nombre de dossiers aidés vu dans les chiffres d'EDF, et savoir s'il existe une difficulté plus globale de cette aide, ou s'il s'agit de redirection des aides vers d'autres sujets du logement que l'électricité.

En 2020, EDF a demandé 326 **DPI** (demandes d'interventions pour impayés) qui ont abouti à 117 coupures effectives, ainsi que 286 réductions de puissance dont 122 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale (habituellement du 1^{er} novembre au 31 mars, sauf en 2020), ont été réalisés pour des clients d'EDF.

Le nombre de **coupures effectives** a diminué de -51% en 2020 (en passant de 238 à 117). Ces coupures effectives concernent au total 0,2% des clients bleu de la concession.

EDF a présenté les mesures prises au niveau national durant l'année 2020 afin d'aider les clients durant la crise sanitaire majeure qu'a connu la France. En particulier pour aider celles et ceux qui ont pu perdre leurs sources de revenus et pour qui les factures d'énergie pouvaient devenir délicates à régler.

A partir du 17 mars 2020, EDF a appliqué de la trêve hivernale réglementaire qui a été prolongée d'abord jusqu'au 31 mai 2020, puis jusqu'au 10 juillet 2020.

Puis, EDF a mis en place un dispositif « exceptionnel » pour tous les clients Particuliers (« cas général » et « clients Solidarités » compris) jusqu'au 1^{er} septembre 2020, avec la suspension des coupures, des réductions de puissance et des pénalités de retard.

Puis, à partir du 30 octobre 2020 (c'est-à-dire pour le « reconfinement »), en supplément des dispositions applicables durant la trêve hivernale prolongée précédente, EDF a pris les décisions suivantes :

- *suspension, jusqu'au 15 janvier 2021, de toute demande de réduction de puissance au distributeur et de toute pénalité de retard sur les factures émises pendant cette période ;*
- *assouplissement des modalités et échéanciers de paiement pour tout client en situation difficile le cas échéant, orientation des clients les plus modestes vers les travailleurs sociaux pour que ces derniers contactent le Pôle Solidarité.*

En parallèle des dispositifs exceptionnels ci-dessus mis en place, EDF a proposé une adaptation des courriers de relance et mis en place un programme relationnel à destination des clients en difficulté.

En 2020, au total, les clients Particuliers d'EDF ont bénéficié de mesures exceptionnelles 8 mois sur 12.