

ENERGIE Eure-et-Loir
TE 28

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2023

Novembre 2024
Version 1

Table des matières

1. PREAMBULE	2
1.1 RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES	2
1.2 PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
2. DOMAINE TECHNIQUE	4
2.1 LE RESEAU HTA ET L'AMONT	4
2.1.1. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI	4
2.1.2. Les réseaux HTA aériens	6
2.2 LE RESEAU BT ET L'AVAL	7
2.3 LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	9
2.4 LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	11
2.5 LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET DE MAINTENANCE DU CONCESSIONNAIRE	11
3. DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	13
3.1 LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION	13
3.2 LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION	16
4. DOMAINE CLIENTELE DISTRIBUTEUR	18
4.1 LES USAGERS DE LA CONCESSION	18
4.2 LES RACCORDEMENTS	18
4.3 LA QUALITE DE SERVICE	19
5. DOMAINE CLIENTELE FOURNISSEUR	21
5.1 LES USAGERS DE LA CONCESSION AUX TRV	21
5.2 LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	22
6. ANNEXE : SIGLES ET ABREVIATIONS	25

1. Préambule

1.1 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 2023 s'est déroulée à Chartres le 4 juillet 2024 en présence des représentants du TE 28, des délégataires d'Enedis et d'EDF ainsi que d'AEC. Cette mission de contrôle a 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.

Le 8 décembre 2020, et après deux ans de négociations avec les délégataires, le TE 28 a signé un nouveau contrat de concession avec ses concessionnaires Enedis et EDF. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR en décembre 2017, a été personnalisé pour les attentes du TE 28 et les spécificités de son territoire. Ce **contrat d'une durée de 30 ans est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2021**, aussi, l'exercice 2023 correspond au 3^{ème} contrôle annuel dans le cadre de ce nouveau contrat.

Remarque : en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, le TE 28 désirait également une analyse détaillée des investissements du concessionnaire. Ce sujet a été traité dans un rapport indépendant de cette note de synthèse, et a été remis à l'AODE.

Préalablement à l'audit, une **liste de documents attendus** a été remise début avril aux concessionnaires. Les éléments transmis par les concessionnaires étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du TE 28. Ces **données de contrôle** ont été reçues par AEC fin mai 2024 pour Enedis et EDF tout comme les données relatives au décret qualité. Le CRAC 2023 avait été transféré dès le 1^{er} juin 2024 à AEC. A la suite de l'audit, Enedis a remis ses réponses complémentaires le 9 septembre 2024.

Pour l'exercice 2023, il est regrettable de noter un manque de complétude de la part du concessionnaire Enedis concernant :

- Les OPEX ou dépenses d'entretien/maintenance sur les réseaux en k€ (autres que l'élagage) ;
- Les **références d'affaires « IEP »** dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques ;
- La **liste des raccordements** terminés dans l'année reste inaccessible. Il s'agit pourtant d'un sujet d'actualité majeur, notamment avec la Loi APER, et les annonces du PIH d'Enedis, les AODE doivent auditer plus en détails cette activité du concessionnaire ;
- Le **critère B évité** par les opérations de pose de GE et TST (fichier ETINC 05g) ;
- Les fichiers de suivi de mesure et d'amélioration de terre (fichiers « GMAOR Améliorations Terres 2023 » et « GMAOR Mesures Terres 2023 »).

Soulignons cependant les nouvelles données transmises au titre du contrôle de la concession pour l'exercice 2023, point de satisfaction par rapport aux données transmises lors des précédents contrôles :

- Le détail des vulnérabilités climatiques (neige, vent, etc.) des tronçons HTA (fichier « AGE METAL SECTION ET ISOLATION DU RESEAU HTA (PAC) ») ;

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans **l'article 44 du nouveau 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. Les principes de ce contrôle sont précisés à **l'annexe 1 du cahier des charges, article 9**.

Extrait de l'article 44 du cahier des charges en vigueur : « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation. »

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du TE 28, de faire un retour sur les réponses des concessionnaires aux enjeux associés et de proposer les pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

1.2 Périmètre de la concession

Le périmètre de la concession du TE 28 est constant à 309 communes depuis 2012.

Le distributeur Enedis communique toujours les données de contrôle selon les codes INSEE « d'origine », c'est-à-dire pour chaque commune à part entière et pour chaque commune dite « déléguée » au sein de chaque commune nouvelle. C'est pourquoi le nombre de communes en concession est stable avec 309 communes. Le fournisseur EDF indique également 309 communes dans ses données.

2. Domaine technique

2.1 Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2023, **27 postes sources** alimentent la concession (avec une puissance totale de 2 007 MVA, stable par rapport à l'exercice précédent) dont 15 sont situés sur la concession.

Les 15 postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** d'une longueur totale de 6 050 km, qui a augmenté de +80 km en 2023, une évolution supérieure à la tendance observée sur la période 2013-2023 de +45 km/an.

2.1.1. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 45,6 % à fin 2023, en augmentation de +1,2 point par rapport à l'exercice précédent. Il est inférieur au taux national moyen de 51,9% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023¹). En outre, considérant la densité d'usagers sur le territoire du TE 28 (environ 28 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement au-delà des tendances observées. Les taux d'enfouissement les plus élevés sont visibles pour les communes de Vernouillet, Epernon ou encore Auneau, mais également pour la commune de Chartres avec un taux d'enfouissement de 99,6%.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 62 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI)**. Le taux associé s'élève à 1,0 %. Il est assez faible, et se situe très en-dessous des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions départementales auditées (2,9 %, *statistique 2022*). En outre, la moitié des CPI HTA de la concession sont localisés sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou, Châteaudun et Senonches.

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 devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Pour l'instant le concessionnaire n'y est pas favorable : « Ces données (comme beaucoup d'autres) sont fournies chaque année dans les contrôles de concessions, sans pour autant figurer dans les données du CRAC.

L'ajout de nouvelles données dans le CRAC non prévues à l'article 8 de l'annexe 1, relève de décisions nationales qui sont prises en concertation avec les instances représentatives des autorités concédantes (FNCCR et FU) et font l'objet de protocoles ».

AEC ne partage pas cet avis, l'article cité vise la transmission minimale (et non maximale) des indicateurs listés, et ne limite en aucun cas la possibilité d'ajouter d'autres informations, qui sont utiles à l'AODE propriétaire des ouvrages, et qui permettrait plus de transparence, et d'exhaustivité du compte rendu d'activité.

¹ AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec des taux d'enfouissement HTA de 100% présentent des densités d'usagers comprises entre 224 et 330 usagers/km, qui sont très supérieurs au reste de l'hexagone, ce qui rendraient illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est les Alpes-Maritimes avec 173 usagers/km.

Dans le détail, le réseau HTA souterrain est en moyenne âgé de 19,2 ans et présente une valeur inférieure à la moyenne nationale calculée par AEC (20,5 ans, *statistiques AEC 2022*).

Il existe 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 (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), 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.

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2010 (environ -2 km/an, soit un total de -13 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2064. En outre, le **PPI 2021-2024** prévoit une résorption de -7 km de CPI en 4 ans (donc cohérent avec la trajectoire constatée bien qu'insuffisante).

2.1.2. Les réseaux HTA aériens

Le réseau HTA de la concession est constitué à 54,4 % de **fil aérien nu**. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les réseaux aériens nus HTA restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession, notamment à cause de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

Remarque : par habitude, le réseau HTA torsadé est confondu avec le réseau HTA aérien nu, sous l'expression « réseaux HTA aériens », c'est le cas dans le CRAC d'Enedis et dans le TDB d'AEC. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 0,03% des réseaux aériens sur la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, seuls 11 km (soit 0,19 % du linéaire aérien nu) sont de **faible section**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en Cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en Aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section du TE 28 se situe très en-deçà de la moyenne des valeurs constatées par AEC sur la base d'un panel établi au niveau national (moyenne à 0,6 %, statistiques AEC 2022).

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 devient indispensable que le CRAC en fasse état. (position d'Enedis : cf. réponse à la recommandation de la page précédente).

Dans le détail, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 44,7 ans et présente une valeur supérieure à la moyenne nationale calculée par AEC (43,4 ans, statistiques AEC 2022). La politique industrielle du concessionnaire concernant le réseau HTA aérien 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. Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA déjà important.

La politique PDV évolue 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 pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

Au niveau national, le concessionnaire a présenté un retour d'expérience [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 linéaires 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 à partir de 2025 sur le territoire national.

Le programme national 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.

Sur la concession, entre 2012 et 2023, 369 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités (et immobilisé) en PDV/RP (dont 53 km en 2023) : la part de réseaux HTA aériens traités en PDV/RP est ainsi de 11,2 % à fin 2023, par rapport au linéaire aérien total. Sur la concession, le programme PDV/RP présente de forte variation d'une année sur l'autre.

Remarque : Enedis a précisé que dans le CAPEX certains libellés d'affaires en « rénovation programmée » sont encore des affaires PDV, que les affaires débutées en PDV se termineront en PDV, et que les affaires RP sont catégorisées RP si le diagnostic initial a été réalisé dans le cadre prévu de la RP. En revanche, le schéma

comptable spécifique RP, et notamment l'allongement de durée de vie comptable de 25 ans (et non plus 15 ans comme la PDV) ne concernera que les affaires dont la date de mise en service comptable est postérieure au 1/1/2023.

L'autorité concédante doit rester vigilante à ce sujet face au risque d'obsolescence de son patrimoine HTA dans le futur. En particulier, elle devra suivre l'évolution de la qualité de desserte sur les tronçons traités par des opérations de PDV/RP. Ce point reste à surveiller bien que le taux d'incidents sur les réseaux HTA aérien de la concession diminue globalement depuis 2017 (5,6 inc./100 km en 2017 contre 3,6 inc./100 km en 2023).

Recommandation : certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones PAC (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). En 2023, et pour la 1^{ère} fois, le TE 28 bénéficie de ce niveau de détail. C'est un point de satisfaction de cet audit, il restera nécessaire d'obtenir ce détail chaque année.

Ce niveau de détails sera très utile pour les analyses détaillées de la continuité de fourniture. Notamment parmi les 3 293 km de réseaux HTA aériens nus, 106 km au total sont situés dans une zone PAC soit 3%, dont 96 km en risque bois (un km de réseau peut cumuler les risques).

2.2 Le réseau BT et l'aval

Concernant le réseau BT, le taux d'enfouissement (53,2 %, +0,9 point par rapport à 2022) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (48 %, statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023²). De plus, en considérant la densité d'usagers (42 usagers par km de réseau BT), le taux d'enfouissement BT se situe au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 6,6 % de lignes aériennes nues, soit 262 km à fin 2023 et dont le taux d'incidents est plus de 5 fois supérieur aux câbles souterrains et près de 4 fois supérieur aux câbles torsadés sur la concession en 2023. En outre, leur présence sur le territoire de la concession est supérieure à la moyenne nationale établie par AEC (5,7 %, statistiques AEC 2023). Entre 2017 et 2023, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -11 km/an. En se basant sur le rythme de 2017-2023, les linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici 24 ans.

Enedis a entrepris une démarche nationale de fiabilisation de ses bases de données (technique et comptable), préalablement à la démarche de résorption des réseaux BT fils nus sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que du réseau BT fil nu figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier temps, puis comptable dans un 2^{ème} temps) à la réalité du terrain devrait aboutir au plus tard d'ici 2024 à la fois pour la base technique que pour la base comptable.

Rappel : les données transmises pour les ouvrages BT en tant qu'inventaire technique, ne sont pas un véritable inventaire, en effet les informations communiquées sont une compilation des linéaires par commune, par

² AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec un taux moyen d'enfouissement BT de 91,4% présentent des densités d'usagers comprises entre 167 et 320 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendraient illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est le Val-d'Oise avec 107 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement BT national est de 48,8%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

millésime, par type, par métal et par section. De plus, les isolants des réseaux BT ne sont pas décrits dans le SIG du concessionnaire.

Parmi ces lignes, le **réseau de faible section** présente une fragilité accrue, d'où la nécessité d'une attention particulière notamment portée par le concédant dans le cadre de ses opérations de sécurisation. A fin 2023, la concession compte 15 km de réseau BT de faible section, ce qui représente 0,4 % du réseau BT, ce qui place la concession dans la fourchette basse des valeurs constatées sur les concessions auditées (taux moyen du réseau BT faible section : 1,5%, *statistiques AEC 2022*). Ces linéaires ont présenté une baisse moyenne annuelle de près de 2 km sur la période 2017-2023.

En outre, près de 18% des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946** (soit 704 km), ce qui altère le suivi de leur âge moyen.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +50 unités en 2023 par rapport à 2022 pour atteindre 6 128 postes HTA/BT. Les technologies préfabriquées sont aujourd'hui privilégiées dans les mises en services mais ne représentent encore que 49 % du total sur le territoire du TE 28 à fin 2023 contre 40 % pour les technologies sur poteau ; les technologies maçonnées représentant 11 % du total. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+67 unités en 2023). Désormais, 64 % des transformateurs sont de la génération 410 V autorisant des réglages de prises à vide de 0 %, 2,5 % et 5 %.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2023, il reste encore 30 ouvrages de ce type, soit environ 0,5% des postes HTA/BT. Sur l'exercice 2022, aucune cabine haute n'a été résorbée.

Le suivi de l'âge moyen de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 26,6 ans, soit 7 ans de moins que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique principalement par les mutations de postes et, dans une moindre mesure, la dépose des transformateurs pollués au PCB.

A ce jour, aucun inventaire des **tableaux HTA et BT** au sein des postes n'est communiqué par le concessionnaire malgré des demandes suites 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.

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.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages sont au nombre de 156 617 sur la concession, soit un taux de déploiement de 92,7 % à fin 2023 (supérieur à la moyenne nationale Enedis de 92,1 % pour l'exercice 2022). Pour rappel, ce taux était de 90,0 % à fin 2022.

En complément du taux de déploiement, il est important de suivre également le taux de **compteurs Linky déclarés communicants** dans Ginko (c'est-à-dire, les compteurs ouverts à tous les services prévus) qui est de 98,4% à fin 2023.

Remarque : dans sa délibération de février 2022, la CRE indique qu'Enedis a respecté les objectifs fixés pour ce déploiement, et « les coûts d'investissements sont inférieurs d'environ 15% par rapport au plan d'affaires initial, soit 0,7 Md€, et représentent ainsi un investissement d'un peu moins de 4 Md€ ». Toutefois, ce gain est en partie due à la surestimation initiale du nombre de compteurs à remplacer : « Cet écart entre le nombre de compteurs total 37,7 millions et le nombre de compteurs initialement prévu dans le modèle d'affaires

(39 millions) s'expliquant par une **prévision initiale trop élevée du parc de compteur** » (...) « Au global, fin 2021, Enedis a moins dépensé que prévu. Compte tenu du nombre plus faible que prévu de compteurs à poser, comme expliqué précédemment » (...).

2.3 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 2023, les **interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 0,6 minute (0,4 minute pour le temps moyen de coupure en raison d'incidents exceptionnels d'origine climatique et 0,1 pour le temps moyen de coupure en raison d'incidents exceptionnels d'origine non climatique comme des actes de malveillance).

Le **critère B toutes causes confondues (TCC)** s'élève à 61,4 minutes en 2023, soit une durée moyenne très supérieure à celle de l'exercice précédent (44,2 minutes en 2022), en augmentation de +39%, l'année 2017 constituant pour mémoire la valeur la plus élevée constatée sur la période 2012-2023 avec 125 minutes.

Le **critère B hors incidents exceptionnels (HIX)** de la concession est également en forte dégradation par rapport à celui de l'exercice précédent (+17,2 minutes par rapport à 2022) et s'établit à 61,4 minutes, quasiment au niveau de la valeur moyenne constatée sur la période 2012-2023 (63,5 minutes). Cependant, il se situe en dessous de la valeur moyenne nationale en 2023 (72,9 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE).

La part des incidents HTA dans le critère B HIX est majoritaire avec 63 %, soit 38 minutes de temps de coupure en 2023. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a fortement augmenté (+13 minutes, soit +54%).

Le reste du critère B est réparti entre les coupures pour travaux HTA (12 minutes, soit 20 % du total), les coupures pour incidents BT (5 minutes et 8 %) et les coupures pour travaux BT (7 minutes et 11 %). Dans une moindre mesure, 1,1 minute de critère B est d'origine RTE en 2023 et 0,8 minute sont liés aux incidents postes sources.

En 2023, **deux tempêtes majeures ont significativement affecté le réseau électrique** dans le département d'Eure-et-Loir, entraînant des temps de coupure importants pour les usagers et permettant d'apporter un éclaircissement sur la dégradation du critère B global en 2023 :

- Tempête Gérard (16 janvier 2023) : Cette tempête a apporté des vents violents dépassant 100 km/h, causant des chutes d'arbres et de branches sur les lignes électriques aériennes. En réponse aux alertes météo du 15 janvier, Enedis a mobilisé des ressources humaines et techniques pour minimiser les dégâts, en déclenchant le plan ADEL pour les réparations d'urgence sur l'ensemble de la région Centre-Val de Loire, et en activant une cellule COREG pour coordonner les opérations. **Cet événement a entraîné un impact de 7,3 minutes sur le critère B.**
- Tempête Ciarán (2 novembre 2023) : Dans la nuit du 2 au 3 novembre, cette tempête a également généré des vents violents et causé d'importants dommages sur le réseau électrique. En prévision, dès le 30 octobre, Enedis avait activé le plan ADEL et une cellule COREG pour l'Eure-et-Loir afin de se préparer aux interventions d'urgence. **Cet événement a entraîné un impact de 8,8 minutes sur le critère B.**

***Recommandation :** Comme pour l'exercice précédent, 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 permettrait à l'AODE de suivre la gestion du critère 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 le calculer automatiquement.*

L'AEC préconise à l'AODE de demander à Enedis de mettre en place un enregistrement de ces résultats afin de pouvoir mieux appréhender sur une année entière les effets consécutifs aux efforts financiers en TST et GE (uniquement sur travaux).

Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil sur la **continuité de fourniture** du **décret qualité** croît en 2023 pour atteindre 1,4 %, soit une hausse de +1,0 point par rapport à l'exercice précédent. Depuis au moins 2015, ce taux n'a jamais dépassé la limite de 5 % fixée par ce décret. Au plus haut, il était de 1,5 % en 2016. Dans le cas d'un dépassement du seuil de 5 %, cela aurait impliqué que le GRD mette en place un programme de travaux et le présente à l'AODE afin de résorber ce dépassement.

La **fréquence des coupures longues** est de 1,0 coupure longue en moyenne par usager en 2023. Elle est en légère augmentation par rapport à 2022 (+ 0,1 unité) et se situe au-delà de la fréquence moyenne observée sur les concessions auditées par AEC (0,9, *statistiques 2022*). De plus, la **fréquence de coupures brèves** présente une valeur de 2,2 coupure brève par usager en 2023, en augmentation là aussi et également au-dessus de la moyenne constatée par AEC (2,0). Enfin, la **fréquence de coupures très brèves** atteinte en 2023 sur le territoire du TE 28 se situe à 4,1, une valeur également en hausse par rapport à 2022 et supérieure à la moyenne constatée sur le panel AEC (3,3).

Avec 2,9 incidents pour 100 km de réseau HTA en 2023, le TE 28 présente un **taux d'incidents HTA** en hausse par rapport à 2022 (2,5 incidents pour 100 km) mais reste néanmoins inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (3,7 incidents, *statistiques 2022*). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km atteint 0,8 en 2023 et est inférieur à la moyenne AEC (2,1). A contrario, le taux d'incidents HTA aériens se situe à 3,6 et est également inférieur à la moyenne AEC (4,1).

Concernant le réseau BT, le TE 28 présente un **taux d'incidents BT** également en hausse avec 5,1 incidents pour 100 km de réseau BT en 2023 mais est inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (7,1 incidents, *statistiques 2022*). Dans le détail, le taux d'incidents BT souterrains pour 100 km atteint 1,9 en 2023 et se situe en dessous de la moyenne AEC (3,7). De plus, le taux d'incidents BT aériens torsadé avec 2,9 est légèrement supérieur à la moyenne AEC (2,8). Enfin, le taux d'incidents BT aériens nus avec 10,3 se situe en deçà de la moyenne AEC (16,2).

2.4 La qualité de tension sur les réseaux

Sur l'exercice 2023, comme en 2022, **deux départs HTA en contrainte de tension** (chute de tension supérieure à 5%). En revanche, depuis déjà six exercices, aucun départ HTA en contrainte n'a présenté une chute de tension maximale supérieur à 7%. Avec 0,9%, le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe en-dessous des valeurs constatées par ailleurs (1,0%, statistiques AEC 2022). Les 2 départs HTA en contraintes de tension en 2022 sont les suivants et sont les mêmes que l'année précédente :

- Départ Acon de Damville avec 6,85 % de chute de tension (desserte de Bérou-la-Mulotière) : Ce départ HTA était déjà en contrainte l'an passé : selon ce qui avait été rapporté, des travaux de renforcement devaient être engagés par Enedis DR Normandie (pas d'évolution en 2023) ;
- Départ Menuiserie de Brou avec 6,63 % de chute de tension (départ alimentant le poste de répartition de Menuiserie) : Ce départ HTA était également déjà en contrainte l'an passé : selon ce qui avait été rapporté, le poste Menuiserie est équipé d'un transformateur HTA/HTA. La modélisation du calcul de chute de tension est erronée (pas d'évolution en 2023).

Après 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 les **profils de charges**, un nouvel ajustement avait été réalisé en 2018 afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Dans cette continuité, la modélisation des flux électriques sur le réseau est régulièrement ajustée notamment en 2020 pour prendre en compte la baisse de consommation des clients HTA, la correction du signal HC et la tension de consigne dans les postes sources. Enfin, en 2023, températures de référence prises en compte dans le modèle de charge ont été actualisées, **faisant alors mathématiquement baisser le nombre de CMA**. Interrogé en séance, le concessionnaire n'a pas pu quantifier le nombre de CMA et DMA en moins qu'a entraîné cette actualisation des températures.

Ainsi, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** a diminué rapport à 2022, et ce, pour la 5^{ème} année consécutive, pour atteindre 457 CMA contre 597 CMA à fin 2022 (soit -23 % en un an). Cependant, le concessionnaire n'a pas su faire la part entre une évolution du nombre due au changement de paramètre de calcul ou due à de réelles améliorations du réseau, même si le taux associé reste très faible, s'établissant à 0,3 % (valeur moyenne AEC de 0,6 %, *statistiques AEC 2022*). Quant au nombre de départs BT mal alimentés (DMA), il est également en diminution, passant de 92 à fin 2022 à 66 DMA à fin 2023, soit 26 DMA en moins par rapport à 2022 (-28 %).

2.5 Les dépenses d'investissements et de maintenance du concessionnaire

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi 6,2 M€ pour la performance du réseau en 2023, auxquels s'ajoutent 13,4 M€ imposés par les opérations de raccordement (montant record sur la période 2012-2023) et 3,7 M€ imposés par les exigences réglementaires. Enfin, moins de 0,1 M€ sont consacrés à la logistique. Depuis 2013, les raccordements représentent en moyenne 40 % des dépenses totales d'investissements d'Enedis mais avec de fortes variations selon l'année, la proportion étant la plus élevée sur cette période en 2023 avec 60 % des investissements totaux.

En outre, les investissements pour la performance du réseau sont en moyenne de 5,9 M€ par an depuis l'exercice 2013. Après avoir subi une évolution à la baisse quasiment interrompue sur la période 2017 à

2022 (passant de 8,6 M€ à 3,9 M€), les investissements pour la performance sont remontés pour atteindre 6,2 M€ en 2023, montant le plus élevé sur la période 2018-2023 (hors 20219).

Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements « performance et modernisation du réseau (hors déploiement Linky) » sur la concession est supérieur à la moyenne nationale (de l'ordre de 37 € par usager pour le TE 28 en 2022 et 31 € par usager sur le plan national en 2023).

Recommandations : Le concessionnaire ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires », alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie Nome 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types : automatisation, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information à l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire :

Le « type d'affaires » représente la finalité interne utilisée par Enedis dans le cadre de ses investissements, venant en complément de la finalité NOME, qui est la segmentation de référence retenue pour le reporting des investissements vers les AODE (cf décret CRAC et arrêté NOME notamment). Sauf conditions contractuelles particulières, cette information n'est fournie que sur les audits sur dossiers dans le cadre du contrôle, lorsque cette donnée apporte une information utile complémentaire à la finalité principale NOME.

En outre, le concessionnaire procède à des opérations d'entretien et de maintenance. Après une baisse constatée entre 2019 et 2021, les montants dépensés sur les opérations d'élagage sont à la hausse pour la seconde année consécutive, passant de 259 k€ consacrés à ce type d'opérations en 2022 à 467 k€ en 2023, à la maille de la concession. En termes de linéaire de réseaux traités pour élagage (HTA et BT confondus), le volume de 2023 a logiquement augmenté par rapport à l'exercice précédent passant de 100 km en 2022 à 183 km en 2023.

3. Domaine comptable et financier

3.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 581 M€ à fin 2023 en **valeur brute**, en augmentation de +28 M€ sur un an (+5,0%), en lien avec les investissements effectués sur la concession. La valeur brute par usager s'établit à 3 463 €/usager à fin 2023 et se situe au-dessus des ratios moyens constatés par AEC (médiane de 3 145 €/usager à fin 2023). Néanmoins, considérant la faible densité d'usagers sur le territoire ddu TE 28 (environ 17 usagers par kilomètre de réseau), cette valeur de 3 463 €/us se positionne légèrement en-dessous de la tendance observée.

***Recommandation :** Enedis a expliqué l'impossibilité actuelle de rassembler automatiquement les informations de 2 SI différents ce qui permettrait de croiser la comptabilité avec les investissements, toutefois, l'AODE reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les **numéros des affaires IEP** (vision investissement) dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels (vision comptable).*

La proportion des **ouvrages localisés** (OL) est stable à fin 2023 et représente désormais 99,2% du patrimoine, contre à peine 80% en 2021. C'était pour rappel l'un des **faits marquants de l'année 2022, Enedis avait alors terminé son projet pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé)** d'individualisation et de localisation des ouvrages. La valeur d'actif non localisé (4,4 M€ à fin 2023, soit 0,8% du patrimoine concédé en valeur brute) concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » : il s'agit d'une douzaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » (ce sont les platines associées aux concentrateurs) et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

Pour rappel, le programme ADELE s'est déroulé ainsi :

- De 2015 à 2022 : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses. Le taux de déploiement sur la concession à fin 2022 est de 92%, mais les compteurs non localisés restants ne représentent que 340 k€, soit 0,02% de la VB totale ;
- 2018 : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- 2018 et 2019 : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;
- 2022 : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

Cette dernière phase du programme ADELE avait fait varier en 2022 certaines valeurs comptables de la concession et notamment certaines en faveur du concédant (AFC et PR notamment) afin de se rapprocher de la réalité.

***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 transmet 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 de reconstituer précisément ouvrage par ouvrage le calcul des droits du concédant.

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global : pour rappel, 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 TECV). Ce décret est paru le 28 février 2020 au Journal officiel.

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article n°7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases. En réalité, ce n'est à ce stade le cas de façon systématique que pour les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) et les transformateurs HTA/BT, ces ouvrages disposant d'un identifiant commun entre l'inventaire comptable et la base technique (SIG). S'agissant des réseaux HTA et BT, représentant l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est pas techniquement possible pour Enedis car il n'y a pas d'identifiant unique entre les bases techniques (description des réseaux « par tronçon ») et les bases comptables (immobilisation agrégée par commune et par millésime de pose). S'agissant des postes HTA/BT, des compteurs Linky ou du marché d'affaires et même des branchements pourtant individualisés en 2022, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée (du moins sur la base des éléments transmis dans le cadre du contrôle).

Le **taux d'amortissement** des ouvrages, indicateur purement comptable traduisant le vieillissement des ouvrages, est en légère diminution par rapport à l'exercice 2022 (-0,2 point) notamment en lien avec la progression des investissements et s'établit à 47,3% à fin 2023. Ce niveau est au-dessus de la médiane des valeurs constatées par AEC sur des concessions comparables à fin 2023 (46,0%, statistique AEC 2023) et également à la moyenne nationale (46,5% à fin 2023).

Dans le détail, leur indicateur a notamment progressé principalement sur les postes HTA/BT, les réseaux HTA et BT ainsi que les compteurs Linky et marché d'affaires. La hausse du 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 à la baisse le taux d'amortissement.

Après 10 années de baisse du stock des **provisions pour renouvellement (PR)** entre 2011 et 2021 puis une hausse ponctuelle entre 2021 et 2022 en lien avec la finalisation d'ADELE, ce dernier a de nouveau diminué « comme habituellement » de -0,9 M€ (-1,8%) pour atteindre 45,6 M€ à fin 2023. L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2023, ces flux sont :

- la **dotation** totale aux PR est de 78 k€ (*négligeable, du fait de régularisations à la marge, comme en 2022*) ;
- en parallèle -0,3 M€ de PR ont été **affectés** pour financer les ouvrages renouvelés (-0,6 M€ en 2022) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -0,2 M€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre -0,9 M€ en 2022).

*Pour **rappel**, le nouveau modèle 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. Toutefois, comme le montre la valeur ci-dessous, il existe encore des dotations résiduelles, consécutives à des corrections d'Enedis.*

Fin 2023, plus de la moitié (59%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA.

Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient 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 n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme de dotation à l'échelle nationale faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession du TE 28, essentiellement très largement en régime d'électrification rural, les réseaux BT qui regroupent près d'un tiers de la valeur brute ne représentent que 10% du stock de PR.

En ajoutant à cette diminution du stock de PR (ainsi que d'AFC) un niveau d'investissements du concessionnaire qui tend à augmenter en 2023, cela a pour effet mécanique de faire évoluer le solde des dettes et créances réciproques en défaveur du concédant pour atteindre à fin 2023 6,2 M€ dans le sens d'une **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire** (contre 1,1 M€ dans le sens d'une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant à fin 2022). Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assorti de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, écarts de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant, contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, particularité des PR sur les « biens ER », impact des opérations de prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.

Les **droits du concédant** augmentent, pour s'établir à 254 M€, soit une augmentation de +9,0 M€ sur 2023 (+3,7%), transcription comptable des investissements du concédant sur la concession en 2023.

3.2 Le compte d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** de la société Enedis étant présenté à la maille nationale, les **éléments financiers d'exploitation** présentés dans le CRAC sont un recalcul pour s'approcher d'une vision concession. Cette vision est un cumul d'éléments financiers **natifs à la concession**, avec des éléments financiers nationaux auxquels des **clés de répartition** sont appliquées. Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « *prorata du nombre de clients* », qui est de **11% pour le TE 28 au sein de la DR Centre Val-de-Loire**. Sur la concession, 73% des charges d'exploitation contre 7% des produits d'exploitation sont calculées *via* des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté avant mécanisme de la contribution à l'équilibre sur la concession est pour la première fois depuis *a minima* 8 exercices négatif et atteint -5,8 M€ (contre un bénéfice de +10,3 M€ en 2022) et induisant un taux de marge négatif de -6,9%, donc inférieur au taux de marge national (-3,3%) qui s'est quant à lui lourdement dégradé en 2023 (+16,2% en 2022).

En effet, bien que le montant total des produits soit en légère hausse en 2023 à +100 M€ (+1,6% par rapport à 2022), le montant total des charges de 105 M€ a connu une augmentation bien plus importante (+18 M€, soit +20,3%), ce qui de fait provoque une forte dégradation du résultat d'exploitation annuel affiché de 16,1 M€. Depuis 2014, le taux de marge constaté pour le TE 28 reste cependant en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre** : la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre à hauteur de 3 M€ en 2023 (idem en 2022), indiquant que la lourde dégradation économique constatée sur la concession du TE 28 en 2023 est sensiblement la même que par ailleurs.

Pour rappel, s'agissant de la comptabilité, l'année 2022 avait été une année singulière, marquée par 2 faits marquants majeurs (versement anticipé du CRCP de RTE et fin du programme de localisation des ouvrages « ADELE ») qui avaient perturbé grandement la lecture des résultats, par rapport aux années précédentes. 2023 est une année plus habituelle.

Entre 2022 et 2023, le total des **produits** est en légère hausse (+1,6 M€ soit +1,6%), cela est notamment la résultante de :

- La hausse des **recettes d'acheminement** de +2,4 M€ (soit +3,2%), concentrées essentiellement sur les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
 - D'une part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -4,4% (BT<36) ;
 - Baisse des consommations compensée par les hausses successives des tarifs *via* le **TURPE** : +2,26% en août 2022 (2^{ème} année du TURPE 6) et +6,51% en août 2023.
- La baisse des recettes de **raccordements** de -0,9 M€ (-15%), en raison de l'impact notable de quelques producteurs HTA en 2022 ;
- Enfin, sur 2023, il n'y a plus l'impact ponctuel constaté l'an passé lié à la finalisation d'ADELE impactant à la baisse le niveau des « autres produits » de 2023 de l'ordre de -2,6 M€.

En parallèle les **charges** totales ont fortement augmenté avec +17,7 M€ soit +20% entre 2022 et 2023, cela est notamment la résultante de :

- La très forte augmentation de +9,2 M€ (+82%) de **l'accès réseau amont**, ce qui marque un retour à un niveau plus habituel, après la baisse exceptionnelle observée en 2022. Pour rappel, l'année 2022 avait vu une très forte diminution des charges (-12,3 M€, soit -52%) en raison d'une déduction exceptionnelle liée au versement anticipé par le gestionnaire de réseau de transport RTE d'un

surplus du CRCP. Ce reversement, d'un montant global de 1,7 milliard d'euros, avait permis une réduction des charges, principalement au bénéfice d'Enedis. Cette anticipation par la CRE, décidée en janvier 2023 mais comptabilisée au titre de 2022, avait pour but de faire face à la forte pression financière pesant sur les achats pour couvrir les pertes.

Avec cette déduction désormais prise en compte, les charges d'accès au réseau pour l'année 2023 retrouvent leur rythme normal, sans l'effet ponctuel de cette mesure exceptionnelle.

- A nouveau la très forte augmentation de +7,5 M€ (+58%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,1 TWh (soit un taux de 6,2%). Ce poste est dans une encore plus forte mesure que l'an passé fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- Une forte hausse des **autres consommations externes** de +3,1 M€ (+23%) s'expliquant notamment par la hausse des achats matériels liés à la croissance des investissements et aux charges supplémentaires suite aux événements climatiques de 2023 ;
- Enfin, sur 2023, comme du côté des produits d'exploitation, il n'y a plus l'impact ponctuel constaté l'an passé lié à la finalisation d'ADELE impactant à la baisse le niveau des « dotations d'exploitation » de 2023 de l'ordre de -3,5 M€.

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 (PSI)** pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2023 est partagée en 59% pour le « matériels » et 41% pour la « main d'œuvre »).

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.

Recommandation : des écarts très importants ont été détectés lors des 2 derniers audits entre les recettes d'acheminement présentées dans le compte de résultat, et celles présentées dans la partie « clientèle » du CRAC. En effet, En 2023, le compte de résultat expose 51,4 M€ de recettes pour les clients BT < 36 kVA, contre 51,8 M€ en clientèle, soit un écart de -0,4 M€.

*Enedis a expliqué par ailleurs que : « Les recettes d'acheminement dans le compte de résultat de l'AODE intègrent des **produits à recevoir**, alors que les recettes « clientèle » n'affichent que les quantités et montants facturés ».*

4. Domaine clientèle distributeur

4.1 Les usagers de la concession

La concession présente une évolution à la hausse modérée de son **nombre d'usagers** (+0,7 %/an en 2023 et en moyenne +0,5 %/an depuis 2015) pour atteindre 167 894 usagers (soit +1 139 usagers).

La **consommation électrique** s'inscrit en baisse pour la seconde année consécutive et atteint 1 761 GWh (soit - 7% par rapport à 2022) et ce avec un hiver aussi rigoureux que l'année précédente selon les DJU (Degrés Jours Unifiés).

Les usagers C5 représentent 51% de cette consommation totale en 2023, et les 1 433 usagers HTA, 38 %. Après le TURPE 6 (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) entré en vigueur au 1^{er} août 2021 avec une évolution moyenne à la hausse de +0,91 % par délibération de la CRE, le TURPE 6 a connu une nouvelle évolution tarifaire au 1^{er} août 2023 avec en moyenne une hausse de +6,51 %. Ainsi, malgré une nette diminution de la consommation, l'évolution à la hausse des grilles tarifaires en août 2021 et 2022 puis 2023 a permis de maintenir les recettes d'acheminement sur la concession avec 77 M€ en 2023 (+2 M€ par rapport à 2022).

Les **producteurs** représentent 3 430 installations, en forte augmentation en nombre (+30%) et en puissance (+4%) par rapport à 2022. Les producteurs photovoltaïques représentent 98,3% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale tous moyens de production confondus s'établit à 547 MVA à fin 2023 selon la répartition suivante : 84% pour les installations éoliennes et 14% pour les installations photovoltaïques.

4.2 Les raccordements

Après une année 2020 en-deçà (692 raccordements en 2020) contre en moyenne 802 nouveaux raccordements sur la période 2017-2019), le **volume de raccordements en soutirage** (tous segments confondus) est de nouveau en hausse en 2023 avec 833 nouveaux raccordements et +7 % par rapport à 2022 et est supérieur au niveau moyen constaté sur la période 2017-2019. L'exercice 2023 confirme donc la tendance observée d'une reprise de l'activité raccordement.

Les **raccordements en injection** (toute puissance confondue) sont, quant à eux, de nouveau en très forte augmentation par rapport à l'exercice précédent pour atteindre un niveau record et la valeur la plus élevée constatée sur la période 2014-2023 avec 664 nouvelles installations de production raccordées au réseau (+78 % par rapport à 2022 qui constituait la précédent année record).

Le **délai moyen de production de devis de raccordement en soutirage** est en baisse avec 1 jour en 2023 contre 2 jours en 2022 (pour des consommateurs BT ≤ 36 kVA sans adaptation). Le **délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection** est de 2,1 jours en moyenne à fin 2023 contre moins de 1 jour en 2022 (pour les raccordements des producteurs BT ≤ 36 kVA sans adaptation).

Pour rappel, depuis octobre 2019, un accueil centralisé national des demandes de raccordements des installations de production BT > 36 kVA et < 250 kVA a été mis en place à Aix-en-Provence pour faciliter les

procédures de raccordement en injection BT. En outre, le barème de raccordements en vigueur pour l'exercice 2022 est le barème 6.2, entré en vigueur le 1^{er} octobre 2021, puis remplacé le 20 juillet 2023 par le barème 7.

Depuis 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 depuis son entrée en vigueur. Par ailleurs, la CRE ayant élargi les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative du TURPE 6, les délais moyens de réalisations des travaux de raccordement vont devenir un sujet majeur. Ainsi, la direction nationale d'Enedis avait annoncé en 2019 une ambition de diviser par deux les délais de raccordement d'ici 2022 dans le cadre du Projet Industriel et Humain d'Enedis.

Recommandation : la liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible, afin de permettre à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité. Enedis indique : « ne pas disposer de ce détail ». Cela reste un point important sur lequel, il sera nécessaire de faire évoluer la position d'Enedis.

AEC reste en désaccord avec réponse, qui n'est fondée sur aucun point du cahier des charges de la concession.

4.3 La qualité de service

L'indicateur concernant **la mise en service sur installations existantes** est resté d'un très bon niveau en 2023 avec 98,7 %. **L'accessibilité téléphonique à l'accueil raccordement** a augmenté après la diminution de 2022 et atteint avec 84,4% (+0,5 point par rapport à 2023). Quant à **l'accessibilité au service producteurs d'électricité**, elle a légèrement augmenté en 2023 avec 90,6 % (+0,8 point). Enedis précise dans le CRAC, qu' : « Au niveau national, en 2023, le nombre de contacts clients demeure important, mais enregistre une baisse globale de 10 % par rapport à 2022 (5,5 millions d'appels hors centres d'appels dépannage en 2023). Pour autant, une hausse significative des demandes de raccordement et de gestion des producteurs (+ 30 % pour les producteurs > 36 kVA, + 50 % pour les producteurs < 36 kVA) est constatée ».

Le **taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre** pour les clients C5 résidentiels s'établit à 95,4% en 2023 contre 95,5% en 2022 (+0,1 point en un an). Pour rappel, cet indicateur était de 96,5% en 2021. Les comparaisons avec les années antérieures à 2020 ne sont pas possibles faute de données suffisantes.

Concernant le **taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais standards** pour les clients C5 résidentiels, il est stable et toujours à un très bon niveau avec 99,4%. Pour ce dernier indicateur, les comparaisons avec les années antérieures à 2020 ne sont pas possibles faute de données suffisantes.

Après une tendance à la hausse sur 2018-2021, l'année 2023 est marquée par la seconde année de baisse structurelle du nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur et déjà débutée en 2021 pour atteindre 862 réclamations, soit -21 % par rapport à 2022 (-236 réclamations), une évolution à la baisse qui se poursuit depuis 2020 obtenue grâce à la télé opération des prestations désormais possible via le compteur communicant Linky, avec notamment une forte baisse sur la typologie la plus contributrice « Relève et facturation » qui passe de 613 réclamations en 2022 à 469.

Avec 51 réclamations pour 10 000 usagers, la concession présente un ratio de réclamations par usager en deçà de la moyenne des valeurs constatées par AEC (moyenne à 59, *statistique 2022*).

Les **réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours** maximum depuis 2014. En 2023, ce taux de réponse dans les délais est de 97,0 % (contre 96,8 % en 2022) au niveau national et a fortement progressé pour atteindre un taux sensiblement supérieur à l'objectif de référence fixé par la CRE de 95%. A la maille de la concession, ce

taux atteint 99,4 %, un taux d'un excellent niveau et en augmentation de +0,3 point par rapport à l'exercice précédent (99,1 % en 2022). 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.

Le **nombre de coupures effectives** pour impayés est de 355 en 2023, un volume en forte baisse par rapport à au niveau des précédentes années (hors année 2022 où le chiffre transmis par Enedis était erroné) du fait en partie à la décision du fournisseur historique aux TRV, EDF, de ne plus demander de coupures pour impayés quand la limitation de puissance à 1 kVA peut être mise en œuvre. En effet, cet indicateur était de 1 391 en 2021 et de 763 en 2020 du fait d'une trêve hivernale prolongée exceptionnellement durant la crise sanitaire du Covid 19. Le nombre de coupures demandées par les fournisseurs n'a pas été transmis. Cependant, 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.

En 2023, le taux **d'interventions pour impayés** dans les délais du catalogue de prestations (SI historique DISCO en 2020 et nouveau GINKO à partir de 2021) atteint 68,7 % en 2023 contre 82,2 % en 2022.

A propos de la **relève des usagers non équipés de compteurs Linky**, (uniquement « pour les consommateurs qui malgré les diverses tentatives d'Enedis, continueraient à empêcher la pose du compteur Linky ») la Délibération de la CRE du 24 février 2022 précise :

*« Au sein de la zone de desserte exclusive concédée à Enedis, lorsqu'un utilisateur raccordé au domaine BT≤36 kVA n'est pas équipé d'un compteur évolué et n'a pas mis à disposition d'index de consommation à Enedis depuis plus de 12 mois, à partir du 1^{er} janvier 2022, une composante supplémentaire au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle lui est appliquée à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué. (...) Le montant de la composante au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle applicable du 1^{er} janvier 2022 au 31 juillet 2022 est de 49,80 €/an, soit **8,30 € tous les deux mois**. »*

5. Domaine clientèle fournisseur

5.1 Les usagers de la concession aux TRV

Le **nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV** (Tarifs Règlementés de Vente) est en diminution constante depuis au moins 2014 pour atteindre 58 % des clients BT $\leq$ 36 kVA à fin 2023 avec une baisse de -2 points en un an pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus). En parallèle, la consommation électrique des usagers aux TRV a diminué de -7 % pour atteindre 517 GWh.

En outre, la **recette totale** de fourniture a fortement augmenté pour la seconde année consécutive de +20 % en 2023 (soit +16 M€), et ce, dans la continuité des hausses des grilles tarifaires des TRV. Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de 20,7 c€ HT en 2023, contre 10,1 c€ en 2016, soit un prix qui a plus que doublé en 7 ans.

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

Ainsi, à fin 2023, il reste 7 clients aux tarifs jaunes (TJ) et 35 clients aux tarifs verts (TV) ; les données sont sensibilisées par EDF si les nombres d'usagers sont inférieurs à 11 et/ou les consommations inférieures à 200 MWh.

*Au 1er 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€.*

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.

Les données transmises dans le cadre du contrôle de concession ne permettent pas de déterminer la part imputable à la suppression des TRV pour ces **clients aux tarifs bleu non-résidentiels**.

En 2023, à la maille nationale, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** est en nette amélioration par rapport à 2022 à 88,4 % (+10,6 points) et correspond au taux le plus haut constaté sur l'ensemble de la chronique, après avoir atteint le taux le plus bas en 2022. A noter que le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais par une répartition nationale des flux d'appels, c'est pourquoi l'analyse de cet indicateur se fait à la maille nationale. Il en ressort un temps d'appel diminué pour atteindre 2 minutes 50 secondes contre 3 minutes et 42 secondes en 2022.

Le taux de clients ayant bénéficié de **conseils tarifaires optimisés** repart en hausse à 13,9 % (+3,1 points). EDF précise que, globalement, avant 2022 ce service était moins sollicité sous cette forme car les clients utilisent plutôt les services Internet disponibles tels que e.equilibre. Cependant, en 2022 puis en 2023, avec l'augmentation du nombre de contrat au TB, cet indicateur a progressé pour atteindre le taux le plus élevé constaté depuis 2016.

Le conseil tarifaire est un engagement d'EDF vis à vis du client Particuliers. Il consiste à aider le client, par un questionnaire adapté, à choisir l'option tarifaire qui correspond le mieux à ses équipements, à ses habitudes

de consommation, et au niveau de confort qu'il souhaite. Cet engagement comporte également des conseils sur l'utilisation des différents appareils électriques dans la perspective de la maîtrise d'énergie.

Le conseil tarifaire est systématiquement réalisé lors de la souscription du contrat. En cours d'exécution du contrat, il est réalisé gratuitement, à la demande du client, en tenant compte de la consommation réelle du client.

Le **taux de relevé confiance (ou auto-relevé)** qui déclinait continuellement depuis 2015 se stabilise à 4,6% en 2023. Cependant, ce service est de moins en moins proposé par les conseillers clientèles car il devient progressivement obsolète avec le déploiement des compteurs Linky.

L'année 2023 est une année historiquement haute concernant les réclamations écrites traitées par EDF : elles s'élèvent à 3 480 réclamations, soit une hausse de +23% (+646) par rapport à l'exercice précédent. Cette flambée n'est pas symptomatique de la concession du TE 28, EDF précise qu'« *en consolidation nationale, les réclamations écrites reçues ont progressé de 35 % en 2023; Le canal téléphonique a aussi été très sollicité en 2023 en raison du contexte des prix de l'énergie.* »

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. En 2023, 87 % des réclamations sont faites par mail ou Internet, une proportion en hausse par rapport à 2021 où le taux était de 82 %.

5.2 Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2023, EDF a reçu 6 977 **chèques énergie** de la part de ses clients, un nombre quasiment stable par rapport à 2022.

Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1er 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 292 **attestations de chèques énergie**, qui permettent d'appliquer les protections prévues aux clients d'EDF qui ont utilisé leurs Chèques Energies par ailleurs. Des actions seront prochainement mises en œuvre pour optimiser et automatiser ce système de protection. Ce chiffre est en forte hausse par rapport à l'exercice précédent qui comptait 139 attestations.

D'après les données d'EDF, le **montant moyen du chèque énergie** est de 133 € en 2023 à la maille concession, un montant stable par rapport à 2022 (131 € en moyenne).

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. Ainsi, l'augmentation en 2019 du nombre de chèques énergie pris en compte par EDF s'explique par le cumul de 3 aspects :

- l'élargissement, à compter du 1er janvier 2019, du nombre d'ayant-droit au chèque énergie, consécutive de la hausse des plafonds de revenus ;
- le cumul des collectes durant l'année 2019 : des chèques énergie émis en 2019 et utilisés en 2019, avec ceux émis en 2018 et utilisés tardivement en 2019 ;
- une meilleure connaissance du Chèque Energie par les bénéficiaires et les aidants ;
- la dématérialisation du Chèque Energie.

En 2020 et en raison de la crise sanitaire, le calendrier d'envoi postal des chèques énergie au printemps a été décalé d'une semaine et s'est étalé sur près de deux mois (contre cinq semaines les années précédentes).

En 2021, un Chèque Energie exceptionnel de 100€ a été mis en place pour tous les foyers éligibles au Chèque Energie en décembre 2021.

En 2022, 3 Chèques exceptionnels ont été mis en place : un Chèque Energie de 100€ et 200€ pour les foyers éligibles situés dans les 4 premiers déciles de revenus ainsi qu'un Chèque Fioul et Bois pour l'usage Chauffage.

Malgré la hausse des prix de l'énergie, le dispositif de chèque énergie exceptionnel de fin d'année n'a pas été reconduit en 2023. Le nombre de bénéficiaires de la campagne d'avril 2023 est revenu, de ce fait, à 5,7 millions.

Des études nationales confirment que pour l'instant le taux d'utilisation des Chèques Energie est d'environ 80 % : 80 % en 2020, 81 % en 2021 et 82% en 2022.

Le montant du **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) par EDF au Conseil Départemental est de 95 k€ en 2023, en augmentation de 10 k€ par rapport à 2022. L'objectif de ce fond de solidarité est de permettre, par une imputation en totalité à la partie attribuée aux actions curatives, 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 EDF est compensé depuis la mise en place du chèque énergie en 2018 à hauteur d'un montant égale au produit du nombre de clients résidentiels au 1^{er} janvier de l'année considérée et titulaires d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, par un montant fixé à 1 euro et dans la limite de 90 % de la contribution.

Le **nombre de dossiers aidés acceptés par le FSL pour une aide électricité (clients Tarif Bleu)** suit une tendance à la baisse, passant de 253 en 2021 à 225 en 2022 et 188 en 2023. Cependant, cette évolution à la baisse est difficilement interprétable car il n'a pas été transmis le nombre de dossiers aidés acceptés par le FSL pour une aide électricité (hors clients Tarif Bleu).

En 2023, EDF a demandé 1 251 **DPI (demandes d'interventions pour impayés)**, exclusivement des réductions de puissance dont 296 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale qui s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars.

Dans le cadre de la nouvelle politique d'EDF, le nombre de **coupures effectives** est donc tombé à 0 en 2022 et se maintient à 0 en 2023 alors que ce chiffre était de 414 en 2021.

En 2022, EDF a mis en œuvre à partir d'avril 2022 sa décision de remplacer, pour ses clients Particuliers, la coupure pour impayé par une limitation de puissance à 1 kVA (sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation du logement).

6. Annexe : sigles et abréviations

ADELE	Actif Détaillé et Localisé
AEL	Agence En Ligne
AFC	Amortissement du Financement Concédant
AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Energie
APER	(Loi) Accélération de la Production d'Energies Renouvelables
BT	Basse Tension
CAPEX	Capital Expenditure (<i>dépenses d'investissements</i>)
CDT	Changement De Tension
CH	Cabine Haute
CM	Colonne Montante
CMA	Clients considérés Mal Alimentés
CPI	Câble à isolation Papier Imprégné
CRAC	Compte Rendu Annuel de Concession
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Produits
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CST	Contrat de Sortie de Tarif
CT	Contrainte de Tension
DE	Droits en Espèce
DfEI	Distributeur France Enedis Investissements
DI	Dérivation Individuelle
DJU	Degrés Jours Unifiés
DMA	Départs Mal Alimentés
DR	Direction Régionale
DT	Direction Territoriale
ELD	Entreprises Locales de Distribution
ER	Electrification Rurale
ETI	Elément Technique d'Identification
FACE	Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification rurale
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
FS	Faible Section
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement
FU	France Urbaine
GDO	Guide Des Ouvrages
GE	Groupe Electrogène
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HIX	Hors Evènement Exceptionnel
HT	Hors Taxe
HTA	Haute Tension A (appelée "moyenne tension")
ILD	Indicateur Lumineux de Défaut
LR	Liaison Réseau

M€	Millions d'euros
Md€	Milliards d'euros
MOA	Maîtrise d'Ouvrages
NOME	(Loi) Nouvelle Organisation des Marché de l'Electricité
OCB	Ouvrage Collectif de Branchement
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
ONPE	Observatoire National de la Précarité Énergétique
OPEX	Operational Expenditure (<i>dépenses d'exploitation</i>)
PAC	Programme Aléas Climatiques
PAI	Plan Annuel d'Investissements
PCT	Part Couverte par le Tarif
PDV	Prolongation de Durée de Vie
PIH	Plan Industriel et Humain
PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
PR	Provisions pour Renouvellement
PS	Poste Source
PSI	Production Stockée Immobilisée
RFR	Revenu de Référence Fiscale
RP	Rénovation Programmée
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RU	Régime Urbain
SDI	Schéma Directeur d'Investissements
SIG	Système d'Information Géographique
TB	Tarif Bleu
TBNR	Tarif Bleu Non Résidentiel
TBR	Tarif Bleu Résidentiel
TCC	Toutes Causes Confondues
TDB	Tableau De Bord
TECVL	(Loi) Transition Energétique pour la Croissance Verte
TJ	Tarif Jaune
TPN	Tarif de Première Nécessité
TRV	Tarifs Règlementés de Vente
TST	Travaux Sous Tension
TTC	Toutes Taxes Comprises
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
TV	Tarif Vert
URD	Universal Registration Document (<i>Document d'Enregistrement Universel</i>)
VB	Valeur Brute
VNC	Valeur Nette Comptable
VRG	Valorisation des Remises Gratuites