



Concessions de distribution publique d'électricité Rapport de contrôle pour l'exercice 2022 Analyse comptable et financière



Septembre 2023 - v1



AEC Energie et Climat
18, rue de la Pépinière
75008 Paris
Tél : 01 44 70 78 10
contact@aecenergie.fr

Table des matières

1.	RESUME ET SYNTHESE	3
1.1	RESUME	3
1.2	SYNTHESE.....	4
2.	LES CONTROLES	10
2.1	CONTEXTE DE L'ANNEE.....	10
2.2	INFORMATIONS FINANCIERES	10
2.3	CONTROLES DU DELEGANT	11
3.	L'ANALYSE FINANCIERE DES COMPTES SOCIAUX	11
3.1	L'ACTIVITE	12
3.2	LES RESULTATS	14
	<i>Zoom sur la localisation et la répartition des charges</i>	<i>20</i>
3.3	LE BILAN.....	21
	ANNEXE 1 : HISTORIQUE DU CONTRAT	26
	ANNEXE 2 : LISTE DES DOCUMENTS TRANSMIS PAR LE DELEGATAIRE	29
	ANNEXE 3 : LEXIQUE OU GLOSSAIRE	30
	ANNEXE 4 : LES CLES DE REPARTITION	35

1. Résumé et synthèse

1.1 Résumé

Ce rapport présente la situation financière de la société ENEDIS, en charge du développement et de l'exploitation du réseau de distribution publique d'électricité, pour l'année 2022 pour le périmètre contractuel des 9 communes de Bordeaux métropole.

Les produits d'exploitation sur les 9 communes sont en croissance sur l'exercice de 6,3%, les charges de 4,2%. Le taux de charges réparties (issue des fonctions centrales d'Enedis) s'accroît et rend opaque l'information financière transmise au concédant.

Le résultat avant péréquation progresse, et continue de contribuer à l'équilibre national (sur l'exercice évolution de 18,7%). Cette hausse du résultat pose la question de la structure tarifaire définie par la CRE : des études plus approfondies pourraient être menées afin de s'assurer que l'évolution des tarifs n'est pas décorrélée de la réalité opérationnelle rencontrée par le concessionnaire (investissements, taux de marge nette, ...).

Sur 2022, un travail d'inventaire et de localisation des branchements individuels mené par Enedis a abouti et a engendré une diminution des volumes comptabilisés sur Bordeaux Métropole.

La dette « concédant » progresse (en moyenne +11,4% par an sur la période 2018-2022) et atteint 110 M€.

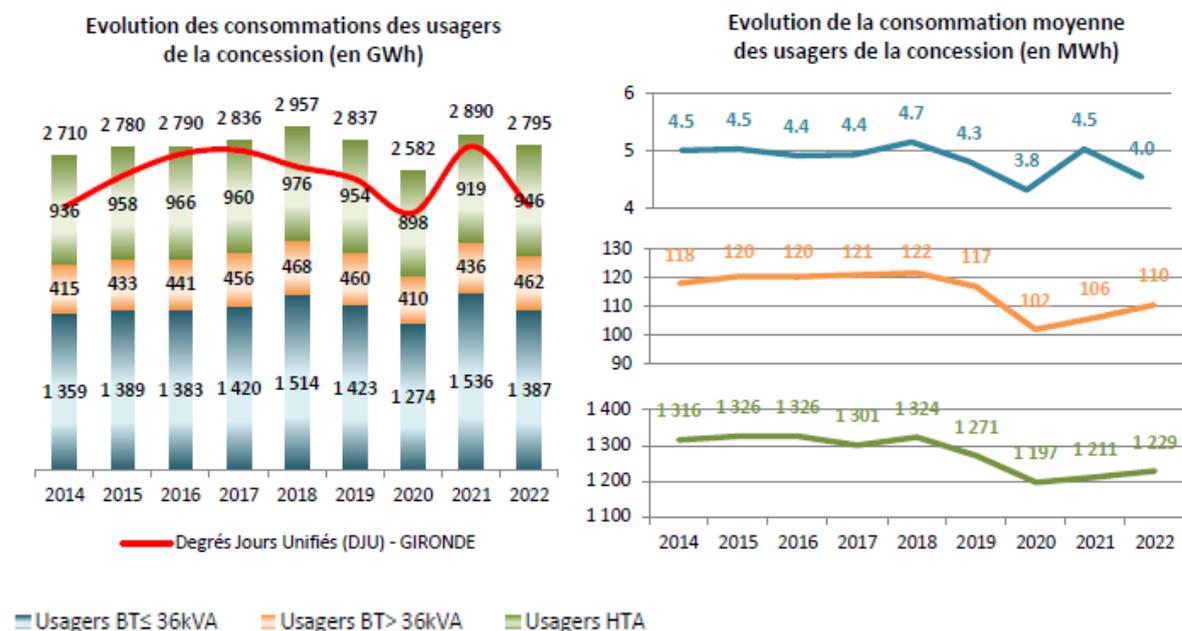
1.2 Synthèse

1.2.1 La procédure mise en œuvre :

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés de comptes année 2022	<ul style="list-style-type: none"> • 20/04/2023 : demande de documents adressée à Enedis et EDF relative à la clôture de l'exercice 2022 • 04/07/2023 : présentation des CRAC 2022 Enedis et EDF • 19/07/2023 : envoi des questions à Enedis • 19/09/2023 : envoi de questions complémentaires à Enedis 	<ul style="list-style-type: none"> • 01/06/2023 : Envoi des éléments de CRAC par Enedis et EDF • 01/06/2023 envoi des données de contrôles par EDF • 01/06/2023 au 03/07/2023 envoi des données de contrôles par Enedis • 09/09/2023 : réponses Enedis aux questions • 6/10/2023 : réponses Enedis aux questions complémentaires

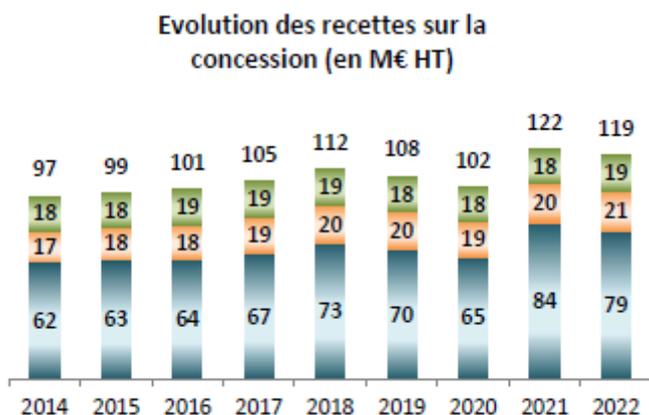
1.2.2 L'activité et les résultats :

En amont de l'explication des résultats un extrait du rapport global de contrôle est ici reproduit pour apporter un éclairage sur l'activité des 9 communes¹ :



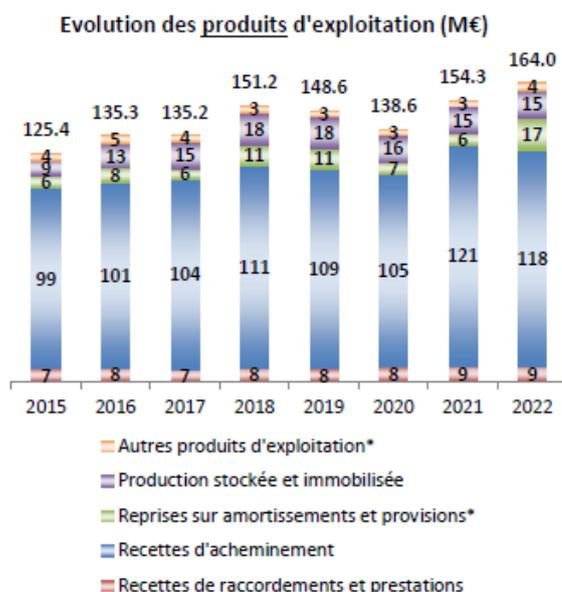
¹ Le périmètre de ce rapport concerne 9 communes de Bordeaux Métropole : Ambès, Bassens, Bègles, Bordeaux, Eysines, Lormont, Mérignac, Pessac et Saint-Médard en Jalles. Les deux concessions englobant ces 9 communes seront étudiées comme une seule entité.

Grâce aux consommations des usagers ci-dessus, le distributeur enregistre des recettes dites d'acheminement qui sont incluses dans chacune des factures des consommateurs quel que soit leur fournisseur d'énergie. L'évolution des consommations se stabilise autour de 2800 GWh par an. 2022 marque une rupture de l'évolution à la hausse du fait d'une baisse des DJU². Toutefois sur la période 2014-2022 si l'évolution semble être haussière (3,1%), elle est stable en croissance annuelle composée (0,4%).



Sur l'exercice 2022, ces recettes étaient de 119 M€ sur la concession (122M€ en 2021), en hausse par rapport à 2019 (+3,3%), avant l'arrêt massif des activités en lien avec la crise sanitaire. La tendance à la hausse observée entre 2014 et 2019 se confirme donc en 2022 (abstraction faite de 2020 – Covid). L'exercice 2022 est marqué par une légère baisse (-2,5% Vs 2021) en lien avec les consommations. La progression des recettes en croissance annuelle composée sur la période 2014-2022 atteint 2,6%.

² Degré jour unifié : valeur représentative de la différence entre la température d'une journée donnée et un seuil de température de référence, reflète la rigueur hivernale.

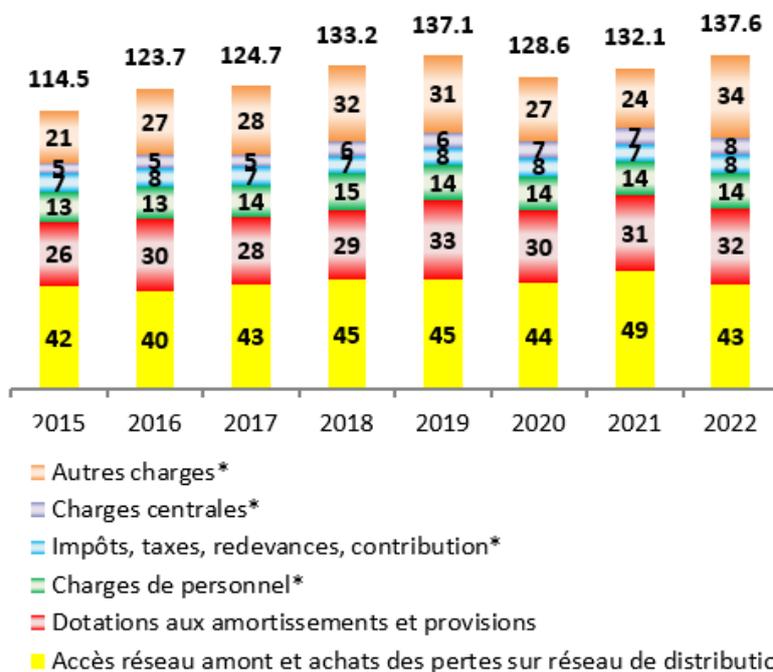


Sur le périmètre des deux concessions, la société ENEDIS présente pour l'année 2022 des produits d'exploitation en hausse de 6,3% qui s'établissent à 164 M€ (Vs 154,3 M€ en 2021). Le concessionnaire justifie cette variation par l'effet ponctuel des impacts de l'inventaire et localisation des branchements individuels entraînant des reprises d'amortissements importants ; les volumes de branchements individuels ayant été historiquement surestimés. Ces produits viennent compenser une légère baisse des recettes d'acheminement (d'une augmentation du TURPE). Sur la période 2019/2022 la croissance annuelle composée a été de 3,3%.

La hausse des produits d'exploitation en 2022 prolonge une tendance observée depuis plus de 10 ans, qui confirme le dynamisme de l'activité d'Enedis tant au niveau des concessions de Bordeaux Métropole qu'au niveau national.

Près de 80% des produits correspondent au Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE), qui est déterminé par la Commission de Régulation de l'Énergie en fonction du montant des charges prévisionnelles d'ENEDIS. Ce tarif est revu chaque année au réel de certaines charges et des quantités distribuées. Le risque lié à l'exploitation est donc faible pour le concessionnaire Enedis qui possède, à travers son statut de concessionnaire obligé et l'établissement du TURPE, une source de revenus garantis.

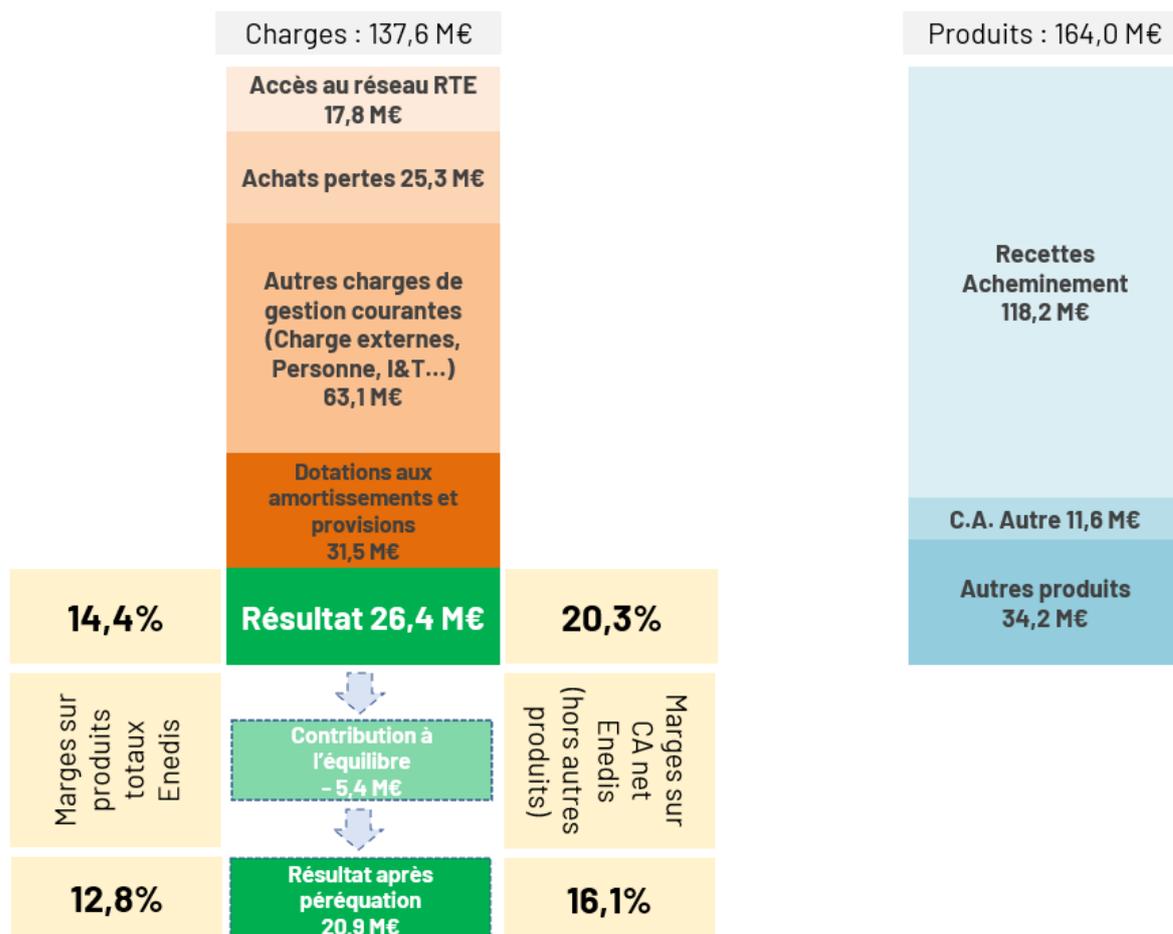
Evolution des charges d'exploitation (M€)



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

Les charges sont en hausse de 4,2% (132,1 M€ en 2021 et 137,6 en 2022) et reprennent la tendance observée depuis 2017 (interrompue par la crise sanitaire). En particulier, on soulignera que les charges centrales sont en augmentation de 11% entre 2021 et 2022, et de 7,9% en croissance annuelle composée entre 2017 et 2021.

Le résultat avant et après péréquation - contribution à l'équilibre national, ou participation à l'équilibre de la concession – est en forte augmentation en 2022 et s'établit à 26,4 M€ contre 22,2 M€ en 2021 (avant péréquation) et 20,9 M€ contre 15,7 M€ en 2021 (après péréquation). Cette tendance prolonge celle observée en 2021.



Ce résultat est à rapprocher des chiffres nationaux et des évolutions observées à l'échelle du groupe Enedis (voir zoom sur Enedis national dans la partie 3-analyse financière).

La tendance nationale entre l'exercice 2021 et 2022 est en ligne avec la tendance observée sur les concessions BM, constat de forte augmentation du résultat net. Toute chose égale par ailleurs, Enedis dégage suffisamment de résultat net pour distribuer des dividendes à EDF à hauteur de 1 258 M€ en 2022 en contrepartie d'un risque opérationnel considéré comme faible.

La tendance pose d'autant plus la question d'une juste tarification à travers le TURPE, ou d'une juste contribution d'Enedis aux besoins d'investissements des collectivités locales.

1.2.3 La situation bilancielle :

Sur les aspects bilanciaux, les données issues du Compte-Rendu d'Activité de Concession (CRAC) du concessionnaire en matière d'investissements établissent un montant de 35,8 M€ investis. Le suivi du PPI par Bordeaux Métropole a par ailleurs mis en exergue des investissements inférieurs à la prévision sur le plan technique, mais non sur le plan financier,

pour le contrat concerné (Bègles, Bordeaux et Saint-Médard-en-Jalles = BM3 avec un prévisionnel).

1.2.4 Les risques identifiés pour la collectivité :

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Fiabilité de la donnée financière du fait de l'organisation du concessionnaire (clé de répartition)	<ul style="list-style-type: none"> - Taux de charges réparties issues des fonctions centrales d'Enedis - Qualité des données transmises qui diffèrent selon le support remis par le délégataire 	65% soit 92,8 M€
Modalités de calcul du ticket de sortie	Le calcul du ticket de sortie prévu au contrat majore la dette du concédant envers Enedis. Par ailleurs, la fin de l'obligation de constitution de provision de renouvellement sur BM 3 communes vient minorer la créance du concédant envers Enedis. Les contributions au raccordement versées par l'AODE ne sont pas prises en compte par Enedis.	Au 31/12/2022, écart (au bénéfice d'Enedis) de 52,3M€ pour le seul effet TMO
Réalisation PPI 2020-2024 (3 communes)	Atteintes des engagements financiers mais sans que les quantités associées de réseaux déposés ne soient effectivement réalisées.	Non chiffré

2. Les contrôles

2.1 Contexte de l'année

La concession des services de déploiement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ainsi que de fourniture d'électricité aux tarifs dits « régulés », est depuis 2020 divisée entre deux contrats :

- le contrat 3 communes (Bordeaux, Bègles et Saint-Médard en Jalles) ;
- le contrat 6 communes (Ambès, Bassens, Eysines, Lormont, Mérignac, Pessac).

En 2022 contrairement aux années précédentes, les équipes Enedis ont répondu aux questions posées à la maille des deux contrats, sans toutefois reconnaître la concession au niveau de BM9.

L'année 2022 est marquée au niveau macro-économique par deux facteurs en France :

- La hausse brutale des taux d'intérêt,
- Le retour de l'inflation à des niveaux élevés.

Il est difficile de retrouver l'impact réel de ces évolutions économiques dans les données comptables 2022 d'Enedis.

2.2 Informations financières

A l'image des exercices précédents, nous relevons que la méthode d'affectation des charges issues des fonctions centrales d'ENEDIS (charges réparties) ne permet pas de contrôler le bienfondé de ces charges.

2.3 Contrôles du délégant

Enedis	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Contrôles de cohérences Données rapport annuel du délégataire	x			Les données remontées dans les rapports annuels sont cohérentes avec les fichiers communiqués par Enedis
Contrôles de cohérences Contrôle des montants de redevances perçus	x			Les redevances indiquées aux comptes d'exploitation remis correspondent aux redevances facturées par Bordeaux Métropole
Les réponses aux questions posées permettent de lever toutes les interrogations de la collectivité			x	Enedis n'est pas toujours en mesure de produire les analyses avec les exercices antérieurs à 2020, ce qui ne permet pas une rétrospective complète de l'activité. Enedis n'a pas apporté une réponse à la totalité des questions adressées, en particulier sur l'obtention d'un niveau de détail supérieur sur certains éléments du CRAC

3. L'analyse financière des comptes sociaux

Tous les tableaux sont présentés en k€ sauf précision.

3.1 L'activité

Global 9 communes	2020	2021	2022	Croissance annuelle composée 2017/2022 %		
				2022/2021 k€	2022/2021 %	
Recettes d'acheminement	104 911	120 650	118 179 -	2 471	-2,0%	2,6%
Recettes de raccordement et prestations	8 476	9 128	9 013 -	115	-1,3%	4,3%
Autres recettes	2 011	2 091	2 581	490	23,4%	0,1%
Chiffres d'affaires net	115 397	131 870	129 773 -	2 097	-1,6%	2,7%
Autres produits	23 180	22 449	34 215	11 766	52,4%	9,7%
Total des produits (en k€)	138 578	154 318	163 988	9 670	6,3%	3,9%
dont accès au réseau amont	32 129	34 134	17 776 -	16 358	-47,9%	-11,9%
Total des produits hors TURPE RTE (en k€)	106 449	120 184	146 212	26 028	21,7%	7,5%

Les produits totaux sont en hausse en 2022, mais ce constat mérite d'être nuancé :

- **Les recettes d'acheminement sont en légère baisse (-2,0%),** et ce malgré la hausse du TURPE (*confer* tableau ci-dessous). Ce résultat rompt avec la tendance observée depuis 2017.

Interrogé, Enedis répond de façon pertinente :

« En regardant la répartition par segment, on constate que les recettes ont toutefois augmenté pour les clients HTA et les clients BT > 36 kVA. Ces clients étant des professionnels et industriels, ceci s'explique sans doute par le fait que le début d'année 2021 était encore marqué par des restrictions d'activité dues à la crise sanitaire (confinement, bars et restaurant fermés, ...) et par la reprise économique en 2022. La baisse des recettes d'acheminement sur le segment des clients BT < 36 kVA s'expliquent quant à elle par les efforts de sobriété mis en œuvre par les français au 4ème trimestre 2022 du fait de la crise énergétique et par un effet climat favorable avec une année 2022 plus douce que 2021. »

- **Les recettes de raccordement et prestations, la production stockée et immobilisée sont également en légère baisse (-1,3% pour les recettes de raccordement)** sans information additionnelle de la part d'Enedis invité à commenter chaque poste de recettes.

- **Les autres recettes³ sont en hausse** mais pour un impact peu significatif

³Dans son Compte Rendu d'Activité (CRAC), Enedis précise que les Autres recettes correspondent « aux montants comptabilisés par chaque DR [Note de l'Auditeur : Direction Régionale] dans le cadre de l'exécution de prestations annexes : prestations réalisées dans le cadre des entités mixtes Enedis-GRDF, modifications d'ouvrages, études diverses, ainsi qu'une quote-part de ces mêmes recettes lorsqu'elles sont mutualisées au niveau interrégional ou national. Cette quote-part est affectée à chaque DR au prorata de ses activités. Les autres recettes sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée. »

- Ce sont donc les **reprises sur amortissement qui portent l'augmentation du résultat. Enedis explique :**

« La hausse des produits est en fait due à l'effet ponctuel des impacts de l'inventaire et localisation des branchements individuels qui ont été comptabilisés en 2022. Sur les 2 concessions de Bordeaux Métropole, les volumes de branchements individuels ayant été historiquement surestimés, l'inventaire précis a engendré des reprises d'amortissements financement concédant (7 M€ sur BM3 et 1,7 M€ sur BM6) et de provisions pour renouvellement (1,2 M€ sur BM3 et 0,2 M€ sur BM6) qui ont été comptabilisées en produits. »

Pour rappel l'accès au réseau de transport amont (du gestionnaire du Réseau de transport d'électricité RTE) est traité à part car il s'agit d'une charge refacturée sans marge qui ne représente donc ni perte ni profit pour le concessionnaire. Le tableau ci-dessous détaille les évolutions du TURPE sur les dernières années.

Evolution du TURPE	01/08/2018	01/08/2019	01/08/2020	01/08/2021	01/08/2022	01/08/2023
TURPE HTB (Transport)	3,00%	2,16%	-1,08%	1,09%	-0,01%	6,69%
TURPE HTA / BT (Distribution)	0,21%	3,04%	2,75%	0,91%	2,26%	6,51%

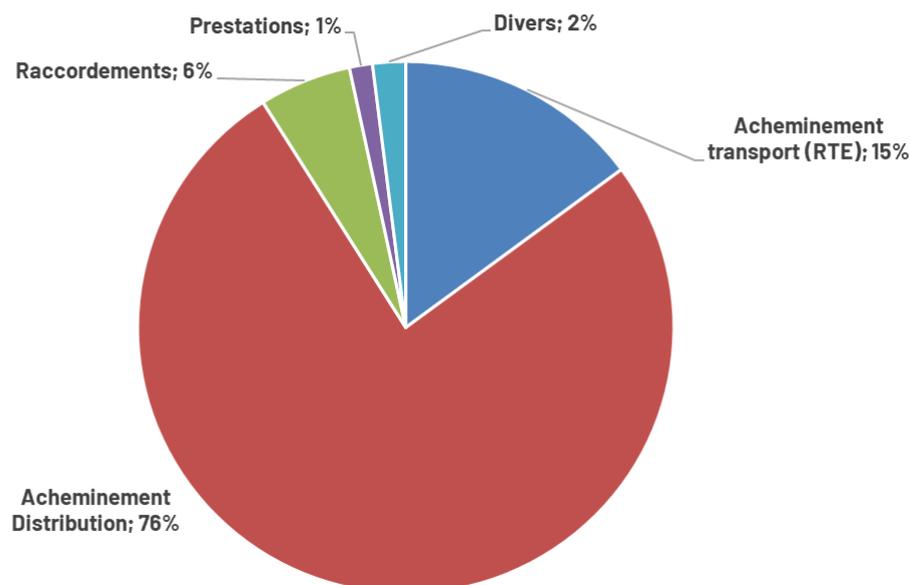
TURPE HTB = tarif rémunérant l'accès au réseau de transport (RTE)

TURPE HTA / BT = tarif rémunérant l'accès au réseau de distribution (ici, Enedis)

Pour plus d'informations sur la classification technique des réseaux d'acheminement électriques en France, se référer à l'annexe 3.

L'effet prix résultant des formules de révisions des tarifs (TURPE transport et distribution) est globalement en hausse sur les dernières années. On note une stabilité (évolution tarifaire de -0,01%) pour la partie transport à partir de la moitié de l'exercice 2022. Celle-ci est transparente pour l'activité d'Enedis.

Décomposition du chiffre d'affaires consolidés des 9 concessions
(Source : CRAC 2021)



Le TURPE (acheminement transport et distribution) représente 91% des revenus d'ENEDIS et couvre ainsi le risque inhérent à son activité, sa part de risque est alors ramenée à 9%. Le TURPE constitue les recettes d'acheminement qui dépendent du volume d'énergie acheminée. Le tarif d'acheminement est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) de façon à couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation).

Les recettes d'acheminement, « localisées »⁴ à plus de 99 %, comprennent :

- l'acheminement livré, relevé et facturé sur l'exercice N aux clients ;
- la variation des volumes acheminés livrés, relevés mais non facturés sur l'exercice N, entre la clôture de l'exercice N et celle de l'exercice N-1 (variation positive ou négative) ;
- la variation des volumes acheminés, livrés, mais non encore relevés et facturés entre la clôture de l'exercice N et celle de l'exercice N-1 (variation positive ou négative).

Les analyses d'Enedis permettent de confirmer que cette année, la légère hausse de TURPE du 01/08/2021 et la hausse de TURPE plus importante du 01/08/2022 viennent mitiger les effets décrits par Enedis dans sa réponse exposée *supra*.

Au regard du niveau de marge désormais constaté sur la concession, il semble pertinent de s'interroger sur ces hausses de TURPE et, dans une réflexion plus globale, sur sa construction. Ce commentaire et l'exemple de la concession BM peuvent faire l'objet d'un retour à la CRE : l'évolution du TURPE au 1er août 2024 au vu des résultats constatés devra être regardée, ainsi que les hypothèses prises par la CRE dans le futur TURPE 7.

3.2 Les résultats

Global 9 communes (k€)	2020	2021	2022	2022/2021 k€	2022/2021 %	Croissance annuelle composée 2017/2022 %	2022 en % du total produits	2022 en % du total des charges
Produits	138 578	154 318	163 988				100%	
Charges	128 615	132 112	137 626	5 514	4%	2,0%	84%	100%
Accès RTE	32 129	34 134	17 776	- 16 358	-48%	-11,9%	11%	13%
Rachat des pertes	11 639	14 522	25 263	10 741	74%	22,0%	15%	18%
Redevances	139	729	382	- 347	-48%	20,4%	0%	0%
Autres consommations externes	23 137	20 151	21 192	1 041	5%	-2,3%	13%	15%
Impôts, taxes, vers. Assimilés	7 504	6 292	7 219	927	15%	0,8%	4%	5%
Charges de personnel	14 298	14 149	14 000	- 149	-1%	0,6%	9%	10%
Dotations d'exploitation	29 697	31 040	31 513	473	2%	2,5%	19%	23%
Autres charges	3 462	4 286	12 724	8 438	197%	25,0%	8%	9%
Charges centrales	6 610	6 809	7 557	748	11%	7,9%	5%	5%
Résultat avant péréquation	9 963	22 206	26 362					
Contribution à l'équilibre	- 395	- 6 503	- 5 421					
Résultat après péréquation	9 568	15 703	20 941					

⁴ Voir annexe 3

Détail des charges

Les charges augmentent de 4% en 2022 (137,6 M€). A l'image des produits, tous les postes ne suivent pas cette tendance :

- Les charges d'accès au réseau amont ou « **Accès RTE** » dans le tableau *supra* diminuent quasiment de moitié (17,8 M€ contre 34,1 M€ en 2021). Les **rachats des pertes**, eux, augmentent très fortement. Enedis explique très clairement dans ses CRACs, ainsi que dans les réponses aux questions :

« Concernant les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau : les pertes techniques ont légèrement diminué en 2022 du fait de la baisse des MWh acheminés. Par contre le prix d'achat pour couvrir les pertes a explosé (cf crise des prix de marché) : ces dépenses ont augmenté de 74% environ par rapport à 2021.

Concernant la forte diminution des charges d'accès au réseau amont (quasiment divisées par 2), l'explication est fournie dans la note 8 des charges d'exploitation du CRAC :

« La crise d'approvisionnement sur les marchés de l'énergie a créé des écarts importants entre les prévisions de coûts et de recettes et les charges et recettes constatées par RTE en 2022, en particulier pour les recettes liées aux interconnexions qui sont en forte hausse.

Pour restituer plus rapidement l'excédent exceptionnel à ses utilisateurs, la CRE a décidé de mettre en œuvre un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du CRCP⁵ de RTE au titre de l'année 2022, avant le 15 mars 2023. En application des délibérations de la CRE du 8 décembre 2022 et du 31 janvier 2023, Enedis percevra donc un versement anticipé exceptionnel de RTE en 2023, ce produit à recevoir a été enregistré dans les comptes 2022 en déduction des redevances d'accès au réseau de transport. »

- Les **autres consommations externes** augmentent (+5% à 21,2 M€). Enedis explique :

"Concernant les Autres consommations externes, on constate 2 variations importantes à la hausse sur la rubrique Matériel et sur la rubrique Autres achats (sur BM6).

Sur la rubrique Matériel, les achats en hausse en 2022 s'expliquent par des chantiers postes sources conséquents, notamment sur les postes sources de Bassens et Glacière à Mérignac. Sur la rubrique Autres achats, la hausse s'explique par la comptabilisation en 2022 d'une charge à payer en prévision du versement à Bordeaux Métropole d'un rattrapage sur la redevance R2, dont le calcul n'était pas finalisé au 31/12/2022."

- Les **charges de personnel** sont en légère diminution au global (14 M€), ce qui est très surprenant dans le contexte d'inflation rappelé en introduction du rapport. Enedis redirige vers ses CRAC pour justifier cette évolution, mais face aux niveaux d'inflation constatés, ces éléments n'apportent aucune réponse. Soulignons que les charges sont en légère baisse sur BM3 et en légère hausse sur BM6. Pour autant la note 14 du CRAC est parfaitement identique à la fois sur BM6 et BM3. Elle peut être retrouvée ci-dessous.

⁵ Compte de régulation des charges et produits

Note 14 - Charges de personnel

Les charges de personnel comprennent principalement les salaires et les charges patronales associées. Cette masse salariale est relative aux agents travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau), à ceux chargés des relations avec les clients (activités de comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation et raccordement) et au personnel en charge des activités « support » (gestion et administration).

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'Enedis sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de main-d'œuvre imputés sur les affaires identifiables sur le périmètre de la concession ;
- les charges de personnel relatives à l'activité clientèle (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR ;
- les charges de personnel relatives à l'activité réseau (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre de kilomètres de réseau qu'elle représente par rapport au nombre de kilomètres de réseau du territoire couvert par la DR.

Lorsque les charges de ces différentes rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales » (cf. note 19).

Cette rubrique ne fait pas l'objet d'un changement de méthode en 2022.

- En ce qui concerne les **dotations d'exploitation**, celles-ci sont en légère hausse (31,5 M€). Enedis apporte les justifications suivantes :

« Entre 2021 et 2022, on constate une baisse des dotations aux amortissements DP de 5,3% sur BM3 et une hausse de 0,9% sur BM6, soit -3,2% au global. La baisse globale peut s'expliquer en partie par l'effet ponctuel de la diminution de la masse financière des branchements individuels suite à l'inventaire. Sur BM6 cette baisse a été compensée par des investissements récents dont les amortissements sont supérieurs à ceux qui arrivaient à leur fin d'amortissement. »

- Le poste « **Autres charges** » connaît la variation la plus importante (12,7 M€ soit +197%) et qui vient expliquer la variation globale des charges. Enedis explique :

« Le poste Autres charges a été impacté en 2022 par l'inventaire des branchements individuels. En effet la diminution de la valeur nette comptable des financements Enedis sur les branchements a été comptabilisée dans cette rubrique : -6,6 M€ sur BM3 et -2,2 M€ sur BM6 (chiffres que l'on peut retrouver dans les rapports de fiabilité). »

Cette variation de charge (-8,8 M€) à caractère exceptionnel ne vient pas totalement compenser les 10,1 M€, également à caractère exceptionnel, de hausse des produits due à l'effet ponctuel des impacts de l'inventaire et localisation des branchements individuels qui ont été comptabilisés en 2022.

- Enfin, les **charges centrales** continuent leur forte augmentation (+11%) et prolongent ainsi la tendance observée depuis 2017 : +7,9% en croissance annuelle composée. Cette

augmentation est conséquente pour un poste opaque. Questionné sur les variations, Enedis apporte l'explication suivante, qui manque de détail au regard de la collectivité :

« La hausse des charges centrales d'Enedis s'explique notamment par la hausse des activités SI (développement de nouveaux SI, nouveaux services de données, équipe cybersécurité, ...). »

En comparaison avec l'exercice précédent, le concessionnaire apporte des éléments de détails pertinents et qui permettent de mieux comprendre les évolutions de certains postes. Les réponses et le niveau de détail restent à parfaire principalement sur deux points :

- La transparence des charges de personnel,
- Une analyse plus approfondie des évolutions observées sur un temps plus long, en particulier sur certains postes qui manquent de transparence et sont peu concrets : autres charges, charges centrales. Enedis fait mention d'activités SI, sans nommer ou apporter du détail chiffré sur les projets développés par le siège.

Le mécanisme de péréquation

Le solde des produits et des charges, tels que présentés ci-avant donne un résultat d'exploitation par concession, qui une fois rapporté au chiffre d'affaires, est comparé au même ratio à la maille nationale (15,8% en 2022, après 11,9% en 2021, pour rappel 8,3% en 2020).

Les concessions, qui s'avèrent à l'issue de cette comparaison moins « rentables » que la moyenne nationale, bénéficient d'une contribution venant constituer un produit supplémentaire.

Inversement, celles qui s'avèrent plus « rentables » que la moyenne nationale contribuent à l'équilibre, par le biais d'une charge supplémentaire, qui vient ramener leur résultat d'exploitation dans la moyenne. Ce mécanisme permet de corriger les comptes des concessions extra-comptablement.

En 2022, et en consolidé 9 concessions, la contribution à l'équilibre national s'établit à un niveau important (5,4 M€ Vs 7,1 M€ en 2021). Pour BM6, la contribution est de 0,2 M€ (Vs 2,6 M€ en 2021), pour BM3, la contribution est de 5,2 M€ (Vs 4,5 M€ en 2021).

Global 9 communes - en k€	2020	2021	2022	2022/20 21 k€	2022/20 21%	Croissance annuelle composée 2017/2022 %
Résultat avant péréquation	9 963	22 206	26 362	4 156	18,7%	19,8%
Effet péréquation : contribution à l'équilibre (- : payé / + : reçu)	- 395	- 6 503	- 5 421	1 082	-16,6%	77,1%
Résultat après péréquation	9 568	15 703	20 941	5 238	33,4%	15,1%
Chiffre d'affaires	115 397	131 870	129 773	- 2 097	-1,6%	2,7%
Produits d'exploitation	138 578	154 318	163 988	9 670	6,3%	3,9%
Résultat avant péréquation / Chiffre d'affaires net	8,6%	16,8%	20,3%			
Résultat Enedis / Chiffre d'affaires net Enedis	8,3%	11,9%	16,1%			
Résultat avant péréquation / Produits d'exploitation totaux	7,2%	14,4%	16,1%			
Résultat Enedis / Produits d'exploitation totaux	6,9%	10,2%	12,8%			

Impact de la péréquation sur le résultat de la concession

Au global, il se dégage un résultat avant péréquation de 26,4 M€ (Vs 22,8 M€ en 2021) représentant 20,3% (16,8% en 2021) du chiffre d'affaires net, ou 16,1% de totalité des produits dégagés par Enedis sur le périmètre des concessions.

Après péréquation, le résultat dégagé est de 20,9 M€ (Vs 15,7 M€ en 2021) soit 16,1% du CA net) ou 12,8% (Vs 10,2% en 2021) sur la totalité des produits dégagés par Enedis sur le périmètre des concessions.

Conclusion sur l'analyse des résultats :

Les deux concessions étudiées dégagent une rentabilité qui leur permet de contribuer, à travers la péréquation et le TURPE, à l'équilibre national de l'acheminement d'électricité. La marge d'Enedis est en croissance, et ce même après contribution à l'équilibre national des concessions de distribution.

Éclairage sur Enedis au niveau national par le cabinet AEC :

- En termes de **bilan électrique**, l'année 2022 a été marquée par une baisse des volumes d'énergie ayant transité sur le réseau d'Enedis (-3% comparés à 2021), avec un volume total de 380 TWh (393 TWh en 2021). Cette baisse s'observe dans un contexte de forte augmentation des prix de l'énergie et de mise en place de politiques de sobriété, dans le courant du deuxième semestre 2022, en prévention du passage de l'hiver. Dans ce contexte, les injections provenant du réseau de transport ont logiquement diminué en se plaçant à 314 TWh en 2022 (-5%). La production décentralisée sur le réseau Enedis retrouve cependant la tendance croissante observée avant l'année 2021 à 66 TWh en 2022 (+6%)

- Un **volume de nouveaux points de livraison mis en service en 2022** à nouveau en croissance avec une hausse de +15% du nombre de raccordements neufs en 2022 principalement portée par le raccordement de plus de 97 000 nouveaux clients producteurs (+59% par rapport à 2021) – record historique en nombre, la capacité correspondante raccordée en 2022 étant de 3,8 GW (3,7 GW en 2021, 1,7 GW en 2020, +,5 GW en 2019). A fin 2022, 38 GW de capacités de production décentralisées sont raccordés aux réseaux exploités par Enedis

- Un niveau de **déploiement du compteur Linky** de 35,7 millions de compteurs installés à la fin 2022 (34,2 millions fin 2021), soit un taux d'équipement de 92,1% : 1,5 millions de compteurs ont été posés au cours de l'année 2022. Le programme de déploiement en masse s'est achevé en 2021 : à partir de 2022, les investissements Linky sont désormais affectés en « Raccordements et renforcements » ou en « Outils de travail et moyens d'exploitation »

- En 2022, le **temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 59,5 minutes, soit une dégradation +3,5 minutes par rapport à 2021** mais -2,5 minutes en dessous de la cible de la régulation incitative (62 minutes). Par ailleurs, l'année 2022 a été marquée **par de nombreux épisodes climatiques de grande ampleur** : tempêtes hivernales (Eunice, Franklin et Diego), vagues de canicule extrême et incendie géants face auxquels les salariés d'Enedis se sont mobilisés

- La **satisfaction clients a globalement progressé en 2022**, avec un taux de clients « Pas Du Tout Satisfaits » qui diminue à 7,8% contre 8,3% en 2021 – sans toutefois atteindre la cible de 6,7%

- **Poursuite de la mise en œuvre du nouveau cadre concessif signé fin 2017** avec le renouvellement de 11 contrats de concession sur le nouveau modèle au cours de l'exercice 2022, portant ainsi à 302 le nombre de contrats renouvelés depuis l'accord-cadre, qui avec les 33 contrats précédemment renouvelés et présentant des stipulations proches représentent ainsi plus de 91% des contrats de concession « renouvelés » à fin 2022

- Les **comptes de l'exercice 2022** de la société Enedis font ressortir :
 - un chiffre d'affaires en léger recul de -1% de 15 473 M€ (vs 15 637 M€ en 2021),
 - un résultat net record en progression de +34% de 1 606 M€ (vs 1 196 M€ en 2021).

- Le **résultat d'exploitation 2022 est, comme en 2021, en forte progression (+31%) à 2 451 M€** (1 865 M€ en 2021), lié notamment à :
 - **Une légère baisse du chiffre d'affaires acheminement à 14,2 Mds€ (-1,5%)**, principalement liée à une diminution des volumes livrés de l'ordre de -13 TWh pas tout à fait compensée par l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 6 de +2,26% au 1er août 2022

- Une **augmentation des contributions aux raccordements et des facturations de prestations à 888 M€ (+5%)** liée à la dynamique de la demande de raccordements, notamment en injection
- **Une diminution des charges d'exploitation à 15,6 Mds€ (-4%)**, essentiellement portée par la rétrocession par RTE des surplus de recettes d'interconnexion nets des surcoûts d'achats système¹ à hauteur de -1,7 Md€ venant plus que compenser la hausse du coût d'achat de l'électricité pour compenser les pertes (+1 Md€ de charges)
- **Les investissements d'Enedis en 2022** sont quasiment stables (+0,8%) s'élèvent à 4 415 M€ contre 4 378 M€ en 2021. A noter que les investissements consacrés aux raccordements (incluant les investissements sur Linky depuis 2022) et aux adaptations de charge représentent 51% des montants investis par Enedis en 2022.
- **Les remises d'ouvrages des collectivités** et des tiers sont stables et s'élèvent à 745 M€ en 2022 contre 743 M€ en 2021
- **Une augmentation de l'endettement d'Enedis (dette financière de 4 Mds€ à fin 2022) avec de nouvelles souscriptions d'emprunts en 2022 :**
 - un emprunt de 800 M€ adossé au contrat entre EDF et la BEI (Banque Européenne d'Investissement) pour financer l'investissement d'Enedis au service de la transition écologique visant notamment à couvrir le programme d'investissement pour le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des bornes de recharge des véhicules électriques
 - un emprunt de 750 M€ adossé au premier green bond d'EDF respectant les principes de Financement Vert et visant à financer des investissements dédiés à la transition écologique (raccordements producteurs EnR, raccordements d'installations de recharge des véhicules électriques, Linky, plan aléas climatiques et renforcement réseau)
 - le tirage d'une ligne de crédit de 500 M€ : cette ligne de crédit a été tirée en totalité en décembre 2022 et fera l'objet d'un remboursement en février 2023
- **Un dividende versé à EDF** au titre de l'exercice 2022 se montant à 1 258 M€ (907 M€ au titre de 2021, 540 M€ au titre de 2020...)

Zoom sur la localisation et la répartition des charges

Pour mémoire, les valeurs des charges et des produits indiquées dans les rapports financiers ne sont pas toutes des données issues d'une comptabilité locale mais sont issues de différentes sources nationales, régionales ou locales sur lesquelles ont été appliquées des clés de répartition.

La raison invoquée, et pour le moins réelle dans l'économie du concessionnaire, est que le réseau de distribution d'électricité étant interconnecté, l'organisation d'Enedis est fondée sur cette réalité physique et certaines activités du distributeur sont organisées à une échelle qui dépasse le périmètre de la concession ou du département. D'autre part, des gains de mutualisation impliquent que la maille d'exploitation optimale de certaines activités est plus large que le réseau de distribution.

Finalement peu d'activités sont exploitées à l'échelle locale. Toutefois les agences d'exploitation sont locales pour la maintenance préventive et curative du réseau nécessitant naturellement une présence locale, ou les interventions clientèles, notamment pour les branchements.

Ainsi, les comptes à l'échelle de la concession sont reconstitués partiellement à partir de clés de répartition. Le compte rendu d'activité (CRAC) indique les principales modalités de répartition retenue pour les produits et les charges (récapitulées sous forme de tableau).

Global 9 communes - en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Croissance		
						2022/2021 k€	2022/2021 %	annuelle composée 2018/2022 %
Total des charges d'exploitation	133 243	137 148	128 615	132 112	137 629	5 517	4,2%	0,8%
Total des charges réparties	97 149	96 512	92 899	97 616	92 832	- 4 784	-4,9%	-1,1%
Total des charges localisées	36 097	40 628	35 718	34 494	44 796	10 302	29,9%	5,5%
Part totale des charges réparties	72,9%	70,4%	72,2%	73,9%	67,5%			

Détails et évolution du pourcentage localisation des charges

Les charges réparties⁶ représentent une grande partie des charges présentées dans les comptes d'ENEDIS (68% en 2022 ce qui est significativement inférieur à la moyenne des années précédentes). L'amélioration de la localisation des charges est due à la hausse importante des « **Autres Charges** » du fait de l'inventaire ; ces « Autres Charges » étant localisées.

En ce qui concerne les **charges réparties**, il s'agit de charges mutualisées à une maille supra-concessive et redistribuées selon des clés de répartition. La plupart du temps, la clé est le nombre de clients. Cette clé de répartition tend à présenter comme moins rentables que la moyenne nationale des concessions à forte densité de clients par kilomètre de réseau – en leur affectant artificiellement davantage de charges.

Cette pratique ne permet pas de connaître les moyens réellement affectés aux concessions. En outre, elle ôte toute signification économique au solde comptable de la concession et à la « contribution à l'équilibre ».

Centraliser les charges et les redistribuer permet en théorie de capitaliser les compétences et de rationaliser les coûts. Cependant, ce type d'organisation amoindrit la transparence des comptes pour les tiers dont Bordeaux Métropole, et les synergies visées ne sont pas évidentes à constater.

3.3 Le bilan

D'après les CRAC, les investissements sur 2022 se sont élevés à 35,0 M€ (contre 35,8 en 2021 et pour rappel 35,2 en 2020). Les différentes sources d'informations fournies par ENEDIS en matière d'investissement et d'immobilisations ne reposent pas sur les mêmes critères (par exemple un document exclue les biens non localisés tandis qu'un autre non). Cela empêche le croisement de ces données pour en vérifier la cohérence et renforce l'opacité de l'information financière.

⁶ Voir annexe 4

En outre, le rapport établi sur le suivi du SDI/PPI sur le contrat 3 communes par le cabinet AEC précise que les investissements ont rattrapé le retard pris au départ dans le contexte de la crise sanitaire. En 2022, les investissements sont à hauteur de 64% de l'objectif total pour un objectif théorique de 60% à la fin de la troisième année. Par ailleurs, à date, il est difficile de statuer sur les objectifs techniques, accusant un retard dû à l'actualisation du fichier extrait d'AdyPPI.

9 Communes : répartition localisé / non localisé au 31/12/2022

en M€	Valeur Brute	Amortissements	Valeur Nette Comptable
Ouvrages localisés	599,2	241,0	358,1
Ouvrages non localisés	1,3	0,8	0,5
TOTAL 2022	600,4	241,8	358,6
TOTAL 2021	606,6	238,8	367,8
TOTAL 2020	585,5	225,9	359,5
Variation N/N-1	-	0,0	0,0
% non localisé 2022	0,2%	0,3%	0,1%
% non localisé 2020	24,3%	27,5%	22,2%
% non localisé 2019	25,0%	27,8%	23,3%
% localisé 2022	99,8%	99,7%	99,9%

Evolution du taux de localisation des ouvrages

Le patrimoine concédé se compose comptablement de différentes catégories d'ouvrages dits « localisés » et « non localisés », qui sont exclusivement des immobilisations corporelles, et ce pour des raisons de gestion interne du concessionnaire.

Sur l'ensemble des neuf concessions, la part des ouvrages non localisés⁷ évolue fortement en 2022 pour passer à moins de 1% du total des ouvrages (0,1% de la VNC). Cela est le fait des avancées d'Enedis dans le programme de localisation des ouvrages, et cela constitue un progrès majeur dans la transparence et la bonne compréhension du patrimoine concédé.

Pour rappel, l'absence de localisation d'un nombre important d'actifs de la concession constituait un biais à la bonne connaissance du patrimoine car elle altère :

- le suivi de l'évolution du patrimoine : les variations enregistrées d'une année sur l'autre témoignent de l'activité du distributeur sur l'ensemble du territoire, nullement sur le périmètre de chaque concession ;
- la mesure du vieillissement des équipements de la concession : la sortie automatique de l'actif de l'essentiel des biens amortis a pour effet mécanique de « minorer » l'âge moyen des ouvrages.

⁷ Voir annexe 3

Le bilan reconstitué de la concession permet d'avoir une vision précise du patrimoine concédé depuis les travaux d'inventaire réalisés par Enedis en 2022. Toutefois, les flux constitutifs des passifs reportés restent opaques.

Le bilan net de la concession fait apparaître une **dette** croissante **du concédant** depuis 2018, principalement du fait de la hausse de la valeur des biens mis en concession, du fait d'investissements réalisés chaque année par le concessionnaire.

Par ailleurs, les **créances du concédant** ont été aussi en progression jusqu'à 2021 inclus, elles le sont moins que les dettes du concédant, notamment du fait de la stabilité sur la période (et de la décroissance depuis la signature de la nouvelle concession) des provisions pour renouvellement. Cette dette au profit du concessionnaire s'élève à 110,5 M€ à fin 2022 (+7,9% Vs 2021 et 11,4% en croissance annuelle composée).

Il convient de noter que le ticket de sortie de la concession est calculé comme le maximum entre :

- la VNC des biens (ligne « immobilisations nettes de la concession ») et,
- la différence entre le financement Enedis non amorti (ligne « dettes du concédant » ci-dessous) réévalué par référence au TMO et la ligne « créances du concédant » ci-dessous.

De fait, la réévaluation au TMO revient à ne pas prendre en compte en fin de contrat la totalité des apports faits par le Concédant et les usagers via le financement du concédant et les provisions pour renouvellement dans le ticket de sortie (52,4 M€).

Les informations ressortant des fichiers transmis perdent en effet une partie de leur sens à l'échelle d'une concession.

En k€	2018	2019	2020	2021	2022
Financement restant à récupérer par le concessionnaire (a)	220 905	236 383	250 467	262 777	263 321
Financement déjà récupéré par le concessionnaire (b)	- 92 953	- 94 485	- 98 944	-103 134	- 98 330
Provision pour renouvellement non employée (c)	- 56 223	- 59 331	- 58 131	- 57 251	- 54 461
Mise de fonds nette d'Enedis (a+b+c)	71 729	82 567	93 392	102 392	110 530

Evolution de la mise de fonds nette d'Enedis

Il convient de noter que :

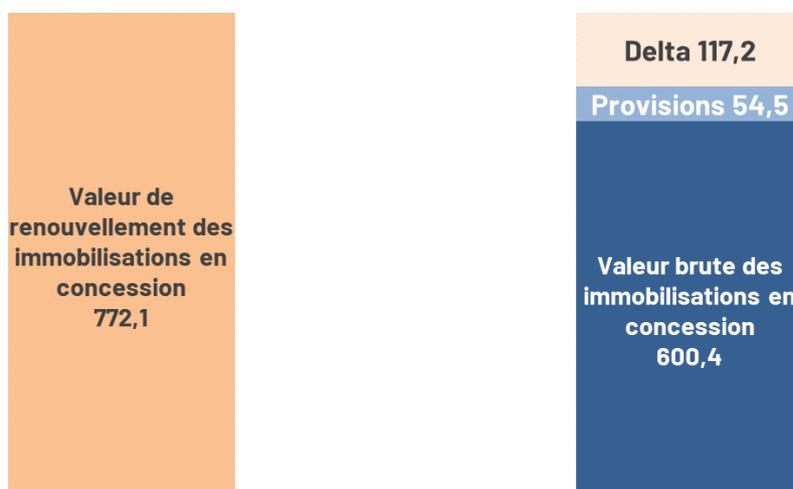
- Enedis considère que les amortissements sur les financements du concédant constitués via le TURPE mais non encore utilisés peuvent faire l'objet d'un reversement au concédant en fin de contrat en l'absence de renouvellement ;
- Enedis considère à l'inverse que les provisions pour renouvellement non encore utilisées n'ont pas à faire l'objet d'un reversement au concédant en fin de contrat si elles n'ont pas été utilisées.

9 Communes - en M€	2018	2019	2020	2021	2022	Evolution 2022/2021	Croissance annuelle moyenne composée (2018/2022)
Bilan Patrimonial							
Valeur brute des immobilisations de la concession	535,2	554,0	585,5	606,6	600,4	-1,0%	2,9%
dont ouvrages de branchement BM6				46,9	40,9	- 6,0	
dont ouvrages de branchement BM3				98,9	76,8	- 22,1	
Amortissements	207,4	213,5	225,9	238,8	241,8	1,3%	3,9%
dont ouvrages de branchement BM6				20,6	18,8	- 1,8	
dont ouvrages de branchement BM3				44,2	35,3	- 8,9	
Immobilisations nettes de la concession	327,8	340,5	359,5	367,8	358,6	-2,5%	2,3%
dont ouvrages de branchement BM6				26,3	22,1	- 4,2	
dont ouvrages de branchement BM3				54,7	41,5	- 13,2	
Financement du concédant	106,9	104,1	109,0	105,0	95,3	-9,3%	-2,8%
Financement ENEDIS non amorti	220,9	236,4	250,5	262,8	263,3	0,2%	4,5%
Dettes du concédant	220,9	236,4	250,5	262,8	263,3	0,2%	4,5%
Amortissements des financements du concédant récupérés par ENEDIS	93,0	94,5	98,9	103,1	98,3	-4,7%	1,4%
dont ouvrages de branchement BM6				11,9	10,1	- 1,8	
dont ouvrages de branchement BM3				25,8	18,7	- 7,1	
Provisions pour renouvellement	56,2	59,3	58,1	57,3	54,5	-4,9%	-0,8%
dont ouvrages de branchement BM6				3,6	3,3	- 0,3	
dont ouvrages de branchement BM3				2,5	1,3	- 1,2	
Créances du concédant	149,2	153,8	157,1	160,4	152,8	-4,7%	0,6%
Bilan Net :							
+ : Mise nette ENEDIS	71,7	82,6	93,4	102,4	110,5	7,9%	11,4%
- : Liquidités perçues d'avance ENEDIS							

Bilan patrimonial et évolution de la mise nette Enedis depuis 2018

Les provisions pour renouvellement sont conçues pour couvrir la différence entre la valeur de remplacement du bien à renouveler d'ici l'échéance de la concession et sa valeur historique (ou valeur brute de l'immobilisation). Si les provisions concernaient l'ensemble des biens présents dans l'inventaire comptable de la concession – et non les seuls biens arrivant en fin de vie théorique avant son échéance, pondérés par la probabilité de leur renouvellement effectif – et étaient passées en temps réel, leur montant couvrirait exactement l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur brute des ouvrages concédés.

9 Communes (BM9) : Comparaison entre la provision et l'effet global de l'inflation sur la valeur des immobilisations 2022, en M€



Le nouveau contrat signé sur les communes de Bordeaux, Bègles et Saint-Médard-en-Jalles, dont l'année 2020 était le premier exercice, a supprimé l'obligation de constitution des provisions de renouvellement sur les biens de ces trois communes.

A l'inverse, le contrat sur les 6 communes prévoit toujours la constitution de ces provisions – jusqu'à son renouvellement.

Annexe 1 : Historique du contrat

1. Historique du contrat :

Les communes de Ambès, Basses, Lormont, Mérignac, Pessac, Eysines, Bègles, Bordeaux et Saint-Médard en Jalles ont signé entre 1993 et 2000 des conventions de concession pour le service public de distribution d'énergie électrique avec EDF.

Par la suite, EDF est devenue concessionnaire pour le service public d'électricité aux tarifs réglementés de vente et Enedis est devenue concessionnaire pour le service public de la distribution publique d'électricité.

En 2014, l'article 43 de la loi n°2014-58 codifié à l'article L.5217-2 du code général des collectivités locales a transféré de plein droit l'exercice de la compétence « concession de distribution publique d'électricité aux Métropoles, dont Bordeaux Métropole. Un avenant a donc été signé en 2015 pour transférer à Bordeaux Métropole la gestion de ces contrats.

Notamment afin de faciliter la renégociation des contrats de concession, les 9 contrats sont devenus 2 contrats regroupant respectivement Ambès, Bassens, Lormont, Mérignac, Pessac et Eysines d'un côté ; et Bègles, Bordeaux et Saint-Médard en Jalles d'un autre.

Le nouveau contrat de concession de Bordeaux, Bègles et Saint-Médard-en-Jalles a débuté le 1er janvier 2020, pour une fin au 31 décembre 2039 (avec une possibilité de prolongation de 10 ans supplémentaires). Les contrats des 6 autres communes ont été regroupés sous un seul et même contrat déjà existant et leur durée prolongée pour une fin de contrat au 31 décembre 2029.

2. mécanisme des ouvrages concessifs localisés et non localisés

- Les ouvrages dits « **localisés** » et **gérés individuellement**, comprenant principalement les réseaux HTA, les réseaux BT et les postes HTA/BT, les transformateurs (depuis 2015), les compteurs Linky (depuis leur déploiement en 2016), identifiés et valorisés au niveau de chaque commune.

A noter que depuis l'exercice 2018, les compteurs du « marché d'affaires » (C1-C4) ont également été localisés, de même que les « colonnes montantes » (ouvrages collectifs de branchement et dérivations individuelles associées). L'intégration dite « en masse » correspond à une intégration d'un seul bloc de toutes les colonnes auparavant réputées « hors concession » bien que de facto déjà exploitées par Enedis (en dehors de rares refus de transfert de propriété) ;

- Les ouvrages dits « **non localisés** » et **gérés en masse financière**, comprenant essentiellement les branchements (sauf les « colonnes montantes », localisés depuis 2018 pour partie et 2019 pour l'exhaustivité du stock de colonnes montantes en concession) et les appareils de comptages (à l'exception des compteurs Linky qui sont localisés au fur et à mesure de leur déploiement et les compteurs « marché d'affaires » (C1-C4) localisés depuis 2018) gérés globalement au niveau des régions du distributeur ou des unités réseau desservant la concession, **sans identifiant géographique ni suivi quantitatif**. Ils sont affectés selon une clé de répartition représentative de la concession dans la maille de gestion du concessionnaire.

La convention de concession et l'article 2 du cahier des charges de concession définissent les périmètres géographiques, c'est-à-dire le territoire sur lequel le service public est concédé, et le périmètre d'exploitation, c'est-à-dire les limites techniques des ouvrages nécessaires à la gestion du service public.

Conformément au CGCT⁸, les ouvrages concédés comprennent :

- L'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat,
- Toutes les installations de tension strictement inférieure à 50 kV,
- Les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par le gestionnaire du réseau public de transport⁹.

Les branchements et colonnes montantes font partie du domaine concédé. Le décret du 28 août 2007 en a défini leur constitution.

En ce qui concerne les colonnes montantes, deux régimes de propriété étaient prévus par le cahier des charges de concession, « modèle 1992 » :

- le concessionnaire pour les plus récentes¹⁰ ;
- les propriétaires d'immeuble dans certains cas de figure¹¹.

Ainsi, l'ancien cahier des charges « modèle 1992 » prévoyait que certaines colonnes, les plus anciennes, appartiennent aux propriétaires des immeubles et ne feraient pas partie des ouvrages concédés. D'autres, plus récentes (mises en service après la signature du contrat de concession) ou remises au concessionnaire avant la signature du cahier des charges, font partie intégrante de la concession. Dans ce dernier cas, elles sont entretenues et renouvelées aux frais du concessionnaire.

Au premier semestre 2017, Enedis a présenté à la FNCCR et à France Urbaine des propositions de mise en œuvre¹², selon lequel une autorité concédante peut demander à son concessionnaire la production d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages concédés.

Enedis disposait alors d'un inventaire détaillé et localisé par commune pour 80% des valeurs immobilisées à l'actif de son bilan (77% en valeur brute sur la concession du SDEC Energie en 2018).

Un travail a été lancé par Enedis depuis 2017 pour établir un inventaire détaillé et localisé par commune des ouvrages (projet « ADELE »).

Les ouvrages « non localisés » sont essentiellement les branchements, au sens de la norme NF C14-100, composés des liaisons réseaux, des dérivations individuelles, des ouvrages collectifs de branchement.

⁸ Article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales

⁹ Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la limite entre les ouvrages publics de distribution et le réseau public de transport.

¹⁰ Article 2 « Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63.000 volts qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire. Ils comprennent aussi les branchements visés à l'article 15 du présent cahier des charges. »

¹¹ Article 15 : « La partie des branchements antérieurement dénommés branchements intérieurs, et notamment les colonnes montantes déjà existantes, qui appartient au(x) propriétaire(s) de l'immeuble continuera à être entretenue et renouvelée par ce(s) dernier(s), à moins qu'il(s) ne fasse(nt) abandon de ses (leurs) droits sur lesdites canalisations au concessionnaire qui devra alors en assurer la maintenance et le renouvellement. »

¹² Article 153 de la LTE-CV (désormais codifié à l'article L. 2224-31-I du CGCT)

Annexe 2 : Liste des documents transmis par le délégataire

Comptes rendus d'activité de concession (CRAC)
Liste détaillée des immobilisations et données d'inventaires (rapport CRAC-Etat inventaire-
Decret)
Liste des investissements de l'année (fichiers Capex)
Tableau récapitulatif des immobilisations (cf fichier CRAC pages 107)
Données clientèle
Données comptables et financières
Données techniques
Rapport de fiabilité

Annexe 3 : Lexique ou glossaire

HTA, HTA/BT, HTB : taxonomie technique des réseaux électriques

Le réseau de transport est constitué de deux types de lignes : les lignes très haute tension (HTB2) et les lignes haute tension (HTB).

Les lignes HTB2 permettent de transporter de grandes quantités d'électricité sur de longues distances avec des pertes minimales. Ces lignes, dont la tension est supérieure à 100 kilovolts (kV), constituent le réseau de grand transport ou d'interconnexion. Elles permettent de relier les régions et les pays entre eux ainsi que d'alimenter directement les grandes zones urbaines. La majorité des lignes HTB2 ont des tensions de 400 kV et 225 kV.

Les lignes HTB constituent le réseau de répartition ou d'alimentation régionale et permettent le transport à l'échelle régionale ou locale. Elles acheminent l'électricité aux industries lourdes, aux grands consommateurs électriques comme les transports ferroviaires et font le lien avec le second réseau. Leur tension est de 63 ou 90 kV.

Le réseau de distribution est constitué de deux types de lignes : les lignes moyenne tension (HTA) et les lignes basse tension (BT).

Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV.

Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230V ou 400V. Ce sont celles qui servent tous les jours pour alimenter les appareils ménagers. Elles permettent donc la distribution d'énergie électrique vers les ménages et les artisans.

Biens localisés et non localisés :

ENEDIS distingue dans le patrimoine de chaque concession :

- les biens « localisés », dont le suivi technique et comptable est assuré commune par commune et l'emplacement précisé dans les systèmes d'information du concessionnaire. Il s'agit essentiellement des biens du réseau utilisés pour desservir l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique de distribution publique : canalisations moyenne et basse tension, les postes de transformation et depuis le 01/01/2015, les transformateurs, les branchements depuis le 01/01/2022. Les compteurs Linky sont également localisés au fil de leur déploiement ;
- les biens « non localisés », dont le suivi technique détaillé n'est pas nécessaire aux besoins du réseau et dont « la nature et la volumétrie ne se prêtent pas à un suivi unitaire » d'après le concessionnaire dans la base patrimoniale. Les valeurs patrimoniales de ces biens sont par conséquent regroupées en comptabilité par année de pose et par zone géographique. Il s'agit, par opposition à la première catégorie, des dispositifs utilisés par un utilisateur unique ou groupe d'utilisateurs : seuls demeurent à ce jour les anciens dispositifs de comptage (les compteurs Linky étant pour leur part localisés). Les coûts correspondant à ces biens sont collectés à la maille régionale, puis répartis par concession :

- au prorata des raccordements réalisés, pour les branchements et colonnes électriques (dispositifs de liaison entre le réseau de distribution et les dispositifs de comptage) ;
- au prorata des points de livraison, pour les dispositifs de comptage.

Pour mémoire, les transformateurs HTA/BT abrités dans les postes HTA/BT faisaient partie des biens non localisés jusqu'au 31/12/2014, ils sont désormais localisés dans les postes HTA/BT situés sur le territoire de la concession et pour ceux en magasin, répartis au prorata des transformateurs situés dans les postes de transformation.

Les branchements (disjoncteurs, colonnes) sont localisés dans les bilans du concessionnaire depuis le 01/01/2022. Il s'agit d'un progrès majeur pour la localisation du patrimoine concédé puisque l'on peut considérer désormais que la part non localisée des ouvrages est désormais marginale à l'échelle de la valeur brute de ceux-ci.

TURPE (Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité)

Le TURPE est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en accord avec les orientations de politique énergétique définies par le gouvernement. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire national (outre-mer comprise), conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le Code de l'énergie. Les recettes d'acheminement correspondent à la valorisation des volumes d'énergie acheminés sur le réseau de transport et/ou de distribution, pour un exercice donné, au TURPE, ou « tarif d'accès au réseau » ou « tarif d'acheminement ».

D'après la CRE, ce tarif est calculé de sorte que les recettes des gestionnaires de réseaux couvrent les charges engagées pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux.

Ainsi, le TURPE est censé couvrir :

- au titre des « charges d'exploitation » : l'exploitation et la maintenance des réseaux, la compensation des pertes sur les réseaux, les « prestations de base » telles que la relève des compteurs ;
- au titre des « charges en capital » : le coût des investissements réalisés par les gestionnaires de réseaux, soit les charges d'amortissement industriel et de provisions de renouvellement des biens, ainsi que la rémunération des capitaux investis, prime de risque comprise.

Pour mémoire, les contributions aux raccordements versées par les tiers sont comptabilisées en recettes dans les comptes Enedis et donc déduites des charges à couvrir par le TURPE. Il n'y a donc pas de double rémunération d'Enedis (tiers + TURPE) en cours d'exécution du contrat. Cependant, en fin de contrat, cette contribution n'étant pas reconnue comme un financement du concédant (investissement), elle ne serait pas déduite de l'indemnité (valeur nette comptable) éventuellement due à Enedis.

Il convient de noter, que le TURPE fait l'objet d'un ajustement annuel par la prise en compte des recettes et des charges effectivement perçues ou exposées (dispositif du compte de régulation des charges et produits), permettant de répercuter ex-post sur l'utilisateur les principaux risques, soit ceux de baisse de la demande (volumes acheminés), surcoûts d'investissement, augmentation des achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau notamment, dérive d'autres charges... Cet ajustement ne concerne toutefois que les charges considérées comme non maîtrisables par Enedis.

Depuis le TURPE 4 (août 2013), les éventuelles reprises de provisions sont restituées à l'utilisateur via l'ajustement du TURPE.

Prestations du catalogue national Enedis (explique la composition du chiffre d'affaires)

Deux catégories de prestations relèvent de la compétence exclusive du distributeur sur le réseau de distribution dont il a la responsabilité :

- prestations réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public (ou catégorie 1 : mises en service, résiliation, changement de fournisseur, modification de puissance souscrite ou de formule tarifaire d'acheminement, de dispositif de comptage...). Parmi les arguments avancés par ENEDIS en faveur de la nouvelle génération de compteurs « Linky » déployée chez les clients raccordés à une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, le distributeur fait valoir, qu'une fois devenus télé-opérables à distance, ces compteurs permettront de réaliser certaines prestations à distance à des tarifs moindres (modification contractuelle, mise en service, rétablissement...);
- prestations relevant du barème de la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité (catégorie 3 : raccordement provisoire, déplacement de compteur / de raccordement...).

Les niveaux de prix de ces prestations, sauf pour celles nécessitant un devis, sont fixés - au même titre que le TURPE, par délibération de la CRE et revus tous les ans.

Une troisième catégorie de prestations relève du secteur concurrentiel (vérification des protections, analyses ponctuelles de la qualité de fourniture ...). Leurs prix sont établis en référence à des coûts standards ou réels.

Valeur de remplacement

Les valeurs de remplacement des biens immobilisés sont obtenues par indexation annuelle des valeurs historiques sur des indices de prix représentatifs de l'évolution des prix pour une catégorie d'ouvrages donnée. Elles servent de base au calcul des provisions de renouvellement.

Principales caractéristiques des provisions de renouvellement

La provision pour renouvellement est comptabilisée au passif afin de constater l'écart entre la valeur de remplacement d'un bien et sa valeur historique. Elle vise ainsi à anticiper l'incidence de l'inflation dans le renouvellement d'un actif.

Les provisions pour renouvellement calculées et enregistrées par le concessionnaire chaque année se caractérisent, notamment, par :

- le fait qu'elles ne concernent que les biens à renouveler avant l'échéance du contrat ;
- une pondération par la probabilité de renouvellement effectif du bien d'ici le terme du contrat – quelle que soit sa durée de vie -.

Les dotations aux provisions pour renouvellement constituent des charges fiscalement déductibles pour le concessionnaire, dans la mesure où ce dernier n'est pas propriétaire des biens concédés. Le principe sous-jacent est que la charge de renouvellement n'ayant pas pour

contrepartie un enrichissement de l'entreprise, dès lors que le bien ne lui appartient pas, elle constitue une charge déductible de son bénéfice imposable.

Elles viennent donc minorer le résultat comptable et sont déductibles du résultat imposable, dans le cadre posé par le droit fiscal.

Elles sont adossées à la constitution d'actifs. Contrairement à des provisions comptables classiques, elles ne sont pas reprises en produits au compte de résultat lorsque la dépense intervient effectivement, mais basculent en « droits du concédant » sur les immobilisations. Elles ne finissent en produits du concessionnaire, que lorsqu'elles sont devenues sans objet : provision excessive, bien finalement non renouvelé en fin de contrat, allongement de durée de vie...

L'allongement de la durée de vie de certaines catégories de biens conduisant à un report de la date de renouvellement prévue au-delà du terme de la concession, s'est traduit par des reprises de provisions par Enedis au compte de résultat, comme le montre le tableau ci-après.

Impact des reprises de provisions liées à l'allongement de la durée de vie de certaines catégories d'ouvrages

Année de la reprise	2011		2012		
	En k€		En k€		
Catégorie	Canas BT torsadées		Transfos HTA-BT		
Ambès		18		4	
Bassens		56		11	
Bègles		0		45	
Bordeaux		724		546	
Eysines		76		32	
Lormont		37		33	
Pessac		131		92	
Mérignac		162		122	
Saint Médard en Jalles		254		42	
TOTAL		1 458		927	2 385

Tableau issu du rapport annuel 2016 (contrôle collectivité) page 57, page 25 du RA 2017, page 46 du RA 2018, page 133 du RA 2019, page 76 du RA 2020.

Ces dernières correspondent à des provisions pour renouvellement devenues caduques. Pour rappel, les reprises sur provisions sont imposables.

Par le passé, ces sommes ont été directement intégrées au résultat d'Enedis sans dédommagement pour l'utilisateur ou le concédant.

Ainsi, l'allongement de la durée de vie des canalisations BT torsadées en 2011 et des transformateurs HTA/BT en 2012 se serait traduit, d'après les éléments transmis par Enedis, à l'échelle des neuf concessions par 2,4 M€ intégrés dans le résultat exceptionnel d'Enedis au niveau national, comme le montre le tableau ci-avant. **Précision apportée par Enedis qu' « une grande majorité des canalisations BT fils nus ont été renouvelées par du BT torsadé dans le cadre de programmes délibérés initiés par le concessionnaire ».** Il s'agit donc selon BM d'une anomalie de comptabilisation puisqu'il s'agit de financement par les usagers, anomalie non partagée par Enedis.

Les impacts sur le stock de provision pour renouvellement de l'allongement de la durée de vie des colonnes montantes de 40 ans à 60 ans au 31/12/2019 ont été comptabilisés par Enedis au titre de l'exercice 2020.

La redevance de concession

La redevance annuelle de concession a d'une part pour objet de faire financer les frais supportés par l'autorité concédante dans l'exercice de son pouvoir concédant. C'est la part R1 de cette redevance, dite de « fonctionnement ». Elle couvre notamment les dépenses relatives au contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, aux conseils donnés aux clients pour l'utilisation rationnelle de l'électricité, au règlement des litiges entre les clients et le concessionnaire.

D'autre part, la redevance finance une partie des dépenses effectuées par l'autorité concédante au bénéfice du réseau concédé. C'est la part R2 de la redevance, dite « d'investissement ». Elle représente chaque année N une fraction de la différence (si elle est positive) entre certaines dépenses d'investissement effectuées par l'autorité concédante et certaines recettes perçues par celle-ci durant l'année N-2.

Péréquation

En tant qu'acteur indépendant des fournisseurs d'électricité, Enedis fait bénéficier tous ses clients d'une formule tarifaire d'acheminement de l'électricité identique dans toute la France. Ce système garantit la solidarité entre les territoires.

Le tarif d'acheminement de l'électricité comprend une part variable liée à la quantité d'énergie soutirée et une part fixe qui constitue l'abonnement. Il ne dépend pas de la localisation (rurale ou urbaine) ni de la distance nécessaire pour acheminer l'électricité, alors que les coûts sous-jacents sont différents : **c'est le principe de la péréquation tarifaire conformément au principe d'égalité de traitement des territoires inscrit dans le code de l'énergie.**

Plus d'informations : <https://www.enedis.fr/le-tarif-dacheminement-de-lelectricite-turpe>

La croissance annuelle composée représente la croissance sur plusieurs années, le rendement de chaque année étant ajouté à la valeur initiale.

Plutôt utilisé pour comparer des rendements de placement, il s'applique aussi pour analyser la performance de différentes activités, notamment la part de marché, les dépenses, les revenus et la satisfaction de la clientèle.

Parfois appelé intérêt composé, le taux de croissance annuel composé (TCAC) indique le revenu moyen que génère par an un investissement lorsque les rendements sont réinvestis pendant un certain nombre d'années. Cela est particulièrement utile lorsque le placement connaît des fluctuations importantes de sa croissance d'une année à l'autre, car sur un marché instable, un investissement peut générer des rendements élevés une année, des pertes l'année suivante, puis une croissance plus modérée une autre année.

Annexe 4 : Les clés de répartition

BM3

Charges à répartir	Montant affecté directement à la concession (k€)	Montant réparti* (k€)	Clé de répartition principale des montants répartis**	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition (en %)
Accès réseau amont	0	11 081	Au prorata des consommations	13,1 %
Achats d'énergie	0	15 748	Au prorata des consommations	13,1 %
Redevances de concession	303	0	Non applicable	-
Matériel	2 361	662	Clé composite Matériel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	4,4 %
Travaux	1 343	113	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Informatique et télécommunications	0	1 482	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Tertiaire et prestations	0	3 191	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Bâtiments	0	1 592	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Autres achats	674	1 304	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Contribution au CAS-FACÉ	2 285	0	Modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS-FACÉ	15,6 %
Autres impôts et taxes	917	1 173	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Charges de personnel	3 185	5 722	Clé composite Charges de personnel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	7,9 %
Dotation aux amortissements DP	9 972	0	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Dont amortissement des financements du concessionnaire	7 274	0	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers	2 699	0	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Dont autres amortissements	0	0	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Dotation aux provisions pour renouvellement	136	0	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Autres dotations d'exploitation	0	10 380	Au prorata du nombre de clients	15,4 %
Autres charges	7 340	2 008	Au prorata du nombre de clients	15,4 %

* Au niveau d'organisation immédiatement supérieur à la concession sur l'item considéré (la DR).

** Pour les « Autres impôts et taxes », plusieurs clés de répartition interviennent.

BM6

Charges à répartir

	Montant affecté directement à la concession (k€)	Montant réparti [*] (k€)	Clé de répartition principale des montants répartis ^{**}	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition (en %)
<i>Accès réseau amont</i>	0	6 695	Au prorata des consommations	7,9 %
<i>Achats d'énergie</i>	0	9 515	Au prorata des consommations	7,9 %
<i>Redevances de concession</i>	79	0	Non applicable	-
<i>Matériel</i>	2 226	710	Clé composite Matériel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	4,2 %
<i>Travaux</i>	717	55	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Informatique et télécommunications</i>	0	730	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Tertiaire et prestations</i>	0	1 565	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Bâtiments</i>	0	781	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Autres achats</i>	1 046	640	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Contribution au CAS-FACÉ</i>	1 290	0	Modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS-FACÉ	8,8 %
<i>Autres impôts et taxes</i>	951	604	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
Charges de personnel	1 641	3 453	Clé composite Charges de personnel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	4,5 %
<i>Dotation aux amortissements DP</i>	5 424	0	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Dont amortissement des financements du concessionnaire</i>	3 642	0	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers</i>	1 782	0	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Dont autres amortissements</i>	0	0	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Dotation aux provisions pour renouvellement</i>	510	0	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
<i>Autres dotations d'exploitation</i>	0	5 091	Au prorata du nombre de clients	7,5 %
Autres charges	2 396	980	Au prorata du nombre de clients	7,5 %

* Au niveau d'organisation immédiatement supérieur à la concession sur l'item considéré (la DR).

** Pour les « Autres impôts et taxes », plusieurs clés de répartition interviennent.

BM3

Produits à répartir

	Montant affecté directement à la concession (k€)	Montant réparti (k€)	Clé de répartition principale des montants répartis**	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition (en %)
Recettes d'acheminement	75 411	-54	Au prorata du localisé	0,5%
Raccordements	4 724	0	Au prorata du nombre de clients	15,4%
Prestations	1 278	1	Au prorata du localisé	0,7%
Autres recettes	63	1 661	Au prorata du nombre de clients	15,4%
Production stockée et immobilisée	5 552	3 931	Au prorata du nombre de clients	15,4%
Reprise sur amortissements et provisions	8 664	4 171	Au prorata du nombre de clients	15,4%
<i>Dont reprises d'amortissements de financements du concédant</i>	7 071	0	Au prorata du nombre de clients	15,4%
<i>Dont autres types de reprises</i>	0	0	Au prorata du nombre de clients	15,4%
<i>Dont reprises de provisions pour renouvellement</i>	1 594	0	Au prorata du nombre de clients	15,4%
<i>Dont reprises d'autres catégories de provisions</i>	0	4 171	Au prorata du nombre de clients	15,4%
Autres produits divers	10	1 034	Au prorata du nombre de clients	15,4%

BM6

Produits à répartir

	Montant affecté directement à la concession (k€)	Montant réparti (k€)	Clé de répartition principale des montants répartis**	Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition (en %)
Recettes d'acheminement	42 698	-15	Au prorata du localisé	0,2%
Raccordements	2 487	0	Au prorata du nombre de clients	7,5%
Prestations	522	1	Au prorata du localisé	0,3%
Autres recettes	41	817	Au prorata du nombre de clients	7,5%
Production stockée et immobilisée	3 874	1 928	Au prorata du nombre de clients	7,5%
Reprise sur amortissements et provisions	2 481	2 046	Au prorata du nombre de clients	7,5%
<i>Dont reprises d'amortissements de financements du concédant</i>	1 792	0	Au prorata du nombre de clients	7,5%
<i>Dont autres types de reprises</i>	0	0	Au prorata du nombre de clients	7,5%
<i>Dont reprises de provisions pour renouvellement</i>	688	0	Au prorata du nombre de clients	7,5%
<i>Dont reprises d'autres catégories de provisions</i>	0	2 046	Au prorata du nombre de clients	7,5%
Autres produits divers	16	507	Au prorata du nombre de clients	7,5%