



# Concessions de distribution publique d'électricité Rapport de contrôle pour l'exercice 2021 Analyse comptable et financière



Octobre 2022 - v3



**Audit Expertise Conseil**  
18, rue de la Pépinière  
75008 Paris  
Tél : 01 44 70 78 10  
[contact@aeconseil.fr](mailto:contact@aeconseil.fr)  
RCS : Paris B 834 951 865

## Table des matières

<b>1. RESUME ET SYNTHESE .....</b>	<b>3</b>
1.1 RESUME .....	3
1.2 SYNTHESE .....	3
<b>2. LES CONTROLES.....</b>	<b>7</b>
2.1 CONTEXTE DE L'ANNEE.....	7
2.2 INFORMATIONS FINANCIERES .....	7
2.3 CONTROLES DU DELEGANT .....	7
<b>3. L'ANALYSE FINANCIERE DES COMPTES SOCIAUX.....</b>	<b>8</b>
3.1 L'ACTIVITE .....	8
3.2 LES RESULTATS .....	11
<i>Zoom sur la localisation et la répartition des charges .....</i>	<i>13</i>
3.3 LE BILAN .....	15
<b>ANNEXE 1 : ÉLÉMENTS PERMANENT DU CONTRAT .....</b>	<b>18</b>
<b>ANNEXE 2 : LISTE DES DOCUMENTS TRANSMIS PAR LE DELEGATAIRE .....</b>	<b>20</b>
<b>ANNEXE 3 : LEXIQUE OU GLOSSAIRE.....</b>	<b>21</b>
<b>ANNEXE 4 : LES CLES DE REPARTITION .....</b>	<b>26</b>

*Tous les acronymes sont expliqués en annexe 3*

# 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 2021 pour le périmètre contractuel des 9 communes de Bordeaux métropole.

Les évolutions notables de l'exercice, sont :

- le rebond du chiffre d'affaires, en grande partie du fait de volumes acheminés supérieurs aux exercices pré-crise sanitaire,
- la forte hausse de la rentabilité de la concession, y compris après versement de la péréquation,
- un manque de rigueur du concessionnaire dans la réalisation du PPI prévu dans la convention de concession : si les montants financiers sont bien atteints, ce n'est pas le cas des quantités techniques. Voir rapport PPI sur l'exercice 2021.

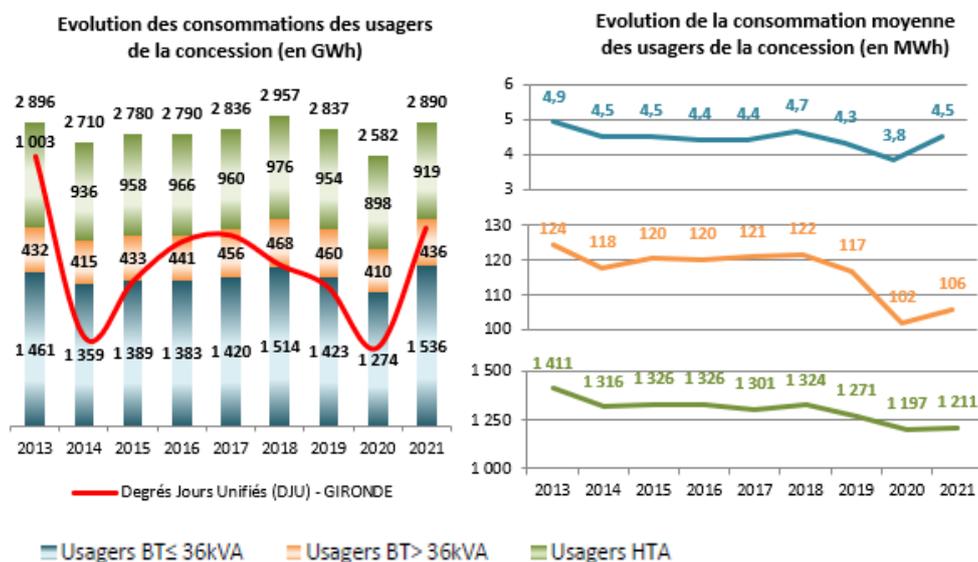
## 1.2 Synthèse

### 1.2.1 La procédure mise en œuvre :

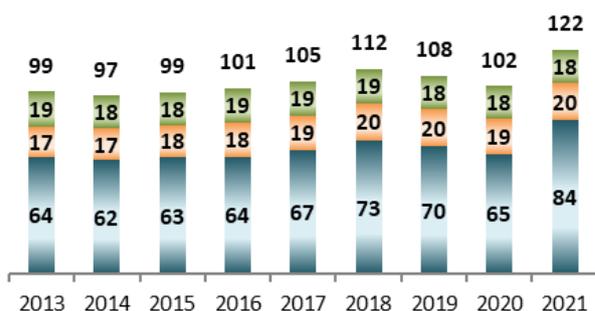
Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés de comptes année 2021	<ul style="list-style-type: none"><li>• 20/05/2022 : demande de documents adressée à Enedis et EDF relative à la clôture de l'exercice 2021</li><li>• 30/06/2022 : réunion de présentation du suivi du PPI 2021</li><li>• 30/08/2022 : présentation des CRAC 2021 Enedis et EDF</li><li>• 05/09/2022 : envoi des questions à Enedis et EDF</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 31/05/2022 : Envoi des éléments de CRAC par Enedis et EDF</li><li>• 07/06/2022 envoi des données de contrôles par EDF</li><li>• 19/06/2022 envoi des données de contrôles par Enedis</li><li>• 23/09/2022 : réponses EDF aux questions</li><li>• 03/10/2022 : réponses Enedis aux questions et compléments le 20/10/2022</li></ul>

### 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 éclairer sur l'activité des 9 communes :



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. Sur l'exercice 2021, ces recettes étaient de 122 M€ sur la concession, en nette hausse par rapport à 2019 (+13%), avant l'arrêt massif des activités avec la crise sanitaire. La tendance à la hausse observée entre 2014 et 2019 se confirme donc en 2021, avec une progression de 23% depuis 2013.



### Évolution des recettes sur la concession

Sur le périmètre des 9 communes<sup>1</sup> pour lesquelles Bordeaux Métropole a délégué la compétence de la distribution d'énergie électrique, la société ENEDIS présente pour l'année 2021 des produits d'exploitation en hausse de 11% qui s'établissent à 154 M€. Le concessionnaire justifie à la maille des 9 communes cette variation par le rebond d'activité lié à une année nettement moins marquée par les confinements (notamment confinement du printemps 2020). En effet, le confinement avait entraîné une forte baisse des volumes d'énergie acheminés.

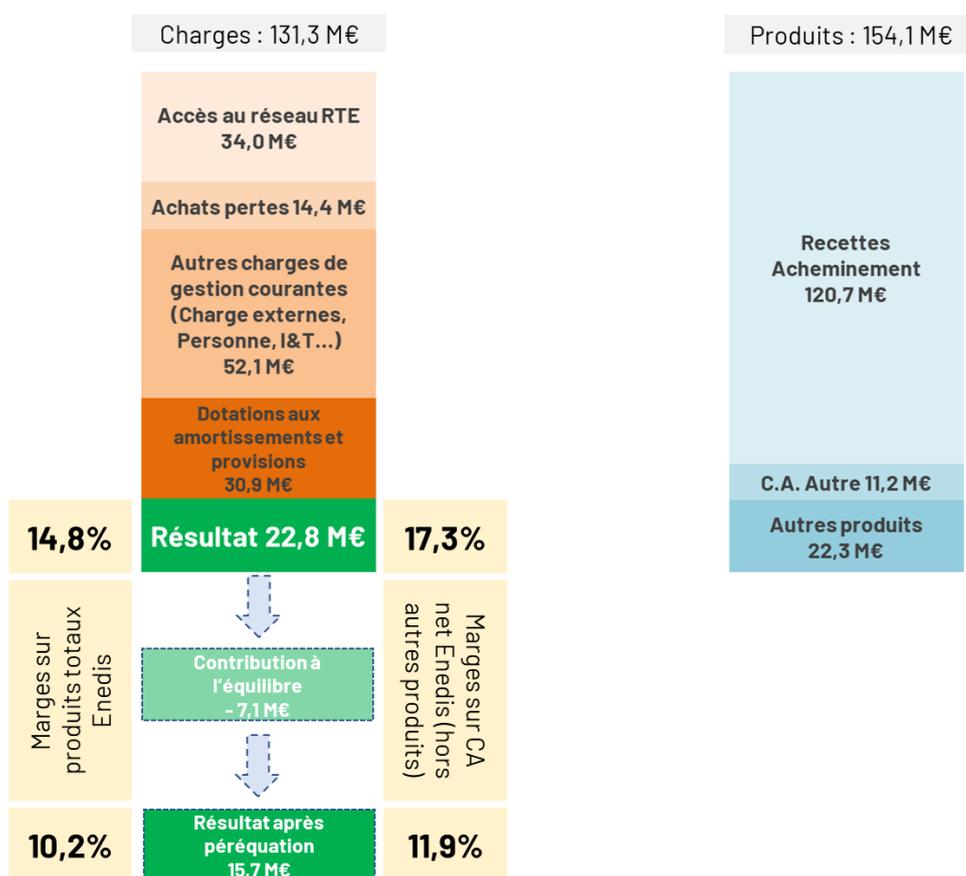
La hausse des produits d'exploitation en 2021 prolonge une tendance observée depuis plus de 10 ans, qui confirme le dynamisme de l'activité d'Enedis tant au niveau des concessions de Bordeaux métropole qu'au niveau national.

<sup>1</sup> Voir détail en annexe 1 « Éléments permanents du contrat ». La terminologie BM3 pour 3 communes et BM9 pour 9 communes est utilisé dans la suite du document (voir détail au 2.1).

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 (CRE) en fonction du montant des charges prévisionnelles d'ENEDIS. Ce tarif est revu par la CRE 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.

Les charges sont en hausse de 2% (128,6 M€ en 2020 et 131,3 M€ en 2021) et reprennent une tendance globale d'augmentation des charges du concessionnaire observée depuis 2017 et en ligne avec les comptes nationaux consolidés du Distributeur. Elles vont aussi de pair avec la hausse de l'activité. En particulier, on soulignera que les charges centrales sont en augmentation de 6,8% en croissance annuelle composée entre 2017 et 2021.

Le résultat net avant et après péréquation - contribution à l'équilibre national, ou participation à l'équilibre de la concession – est en très forte augmentation en 2021 et s'établit à 22,8 M€ (avant péréquation) et 15,7 M€ (après péréquation).



Celui-ci 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 2020 et 2021 est en ligne avec la tendance observée sur les concessions BM. Toute chose égale par ailleurs, Enedis dégage plus d'1 Md€ de résultat net (marge nette supérieure à 6%) pour un risque opérationnel considéré comme minime.

**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 avec un rattrapage du retard 2020 sur le plan financier, pour le contrat concerné (Bègles, Bordeaux et Saint-Médard-en-Jalles).**

### 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"> <li>- Taux de charges réparties issues des fonctions centrales d'Enedis</li> <li>- Taux d'ouvrages « non localisés » dans l'inventaire d'Enedis</li> <li>- Qualité des données transmises qui diffèrent selon le support remis par le délégataire (*)</li> </ul>	<p>73,7% soit 97 M€</p> <p>22,2% soit 82 M€ VNC</p>
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 31/12/2021, écart (au bénéfice d'Enedis) de 41,7M€ 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

(\*) Enedis demande quelles sont les données concernées. BM indique que de nombreuses questions ou tableaux sont demeurés sans réponses ou laissés vides par le concessionnaire.

## 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 l'exercice 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).

La crise sanitaire s'est prolongée – dans une moindre mesure – sur l'année 2021 engendrant la mise en place d'un confinement du 3 avril au 3 mai 2021 de la population, ainsi que des mesures visant à inciter la population à rester à domicile (préconisation du télétravail, interdiction de se rassembler, limitation des distances de déplacement).

Ces éléments viennent, à notre sens, mitiger le chiffre d'affaires qu'Enedis aurait pu faire sur une année « normale ».

### 2.2 Informations financières

**A l'image des exercices précédents, 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 cohérence Données rapport annuel du délégataire	x			Les données remontées dans les rapports annuels sont cohérentes avec les fichiers communiqués par Enedis
Contrôles de cohérence 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

**(\*) Enedis invoque le fait que les contrôles antérieurs à 2021 ont été réalisés au titre des contrôles précédents. BM considère être légitime à demander pendant la durée du contrat tout élément sur quelque exercice que ce soit.**

### 3. L'analyse financière des comptes sociaux

Tous les tableaux sont présentés en k€ sauf précision.

#### 3.1 L'activité

Global 9 communes	2019	2020	2021	2021/2020 k€	2021/2020 %	Croissance annuelle composée 2017/2021 %
<b>Recettes d'acheminement</b>	109 253	104 911	120 657	15 746	15,0%	3,8%
<b>Recettes de raccordement et prestations</b>	7 521	8 476	9 128	652	7,7%	5,7%
<b>Autres recettes</b>	1 922	2 011	2 066	55	2,7%	-5,3%
<b>Chiffres d'affaires net</b>	118 700	115 397	131 852	16 455	14,3%	3,8%
<b>Autres produits</b>	29 890	23 180	22 290	- 890	-3,8%	0,9%
<b>Total des produits (en k€)</b>	148 587	138 578	154 141	15 563	11,2%	3,3%
<b>dont accès au réseau amont</b>	34 369	32 129	33 952	1 823	5,7%	0,4%
<b>Total des produits hors TURPE RTE (en k€)</b>	114 218	106 449	120 189	13 740	12,9%	4,3%

Dans 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. »

Les autres produits correspondent à :

- la production stockée et immobilisée (PSI), sur laquelle Enedis n'a pas apporté de détails suite aux questions posées lors du contrôle (14,8 M€ en 2021)
- les reprises sur amortissements et provisions (6,1 M€ en 2021),
- d'autres produits divers (1,3 M€ en 2021)

Les produits sont globalement en hausse en 2021, ce qui s'explique en partie :

- Par le caractère exceptionnel de l'année 2020 et à la baisse d'activité liée au premier confinement (impact positif en comparaison sur 2021 sur les recettes d'acheminement et des recettes de raccordement et prestations),
- Par le caractère exceptionnel de l'année 2020 en termes de conditions climatiques (année très chaude ; impact positif en comparaison à 2021 sur les recettes d'acheminement)
- Par la hausse du TURPE : +2,75% au 01/08/2020 (TURPE 5) ; +0,91% au 01/08/2021 (TURPE 6)

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.

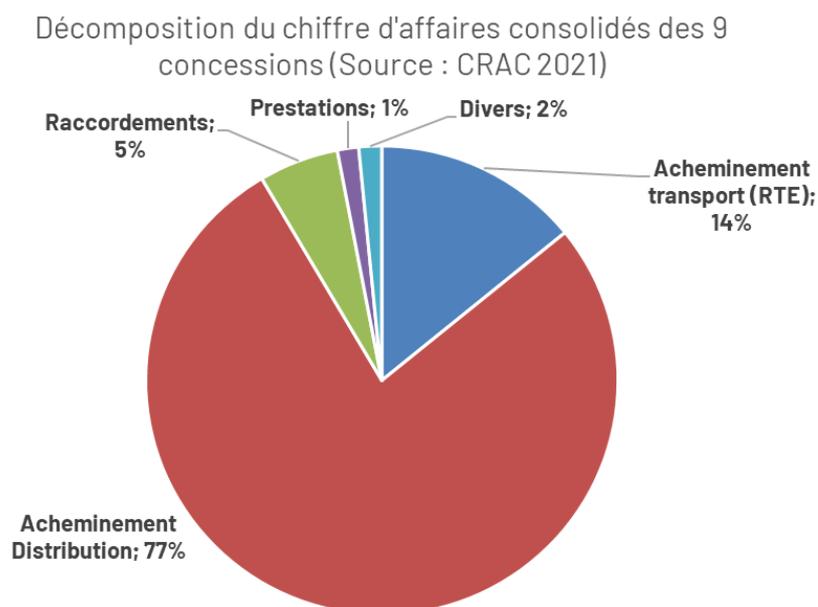
<b>Evolution du TURPE</b>	<b>01/08/2018</b>	<b>01/08/2019</b>	<b>01/08/2020</b>	<b>01/08/2021</b>
TURPE HTB (Transport)	3,00%	2,16%	-1,08%	1,09%
TURPE HTA / BT (Distribution)	0,21%	3,04%	2,75%	0,91%

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 un recul pour la partie transport en 2020, qui est transparente pour le délégataire ENEDIS. En 2021, les tarifs sont en augmentation tant pour le HTA/BT que le HTB.



Les recettes d'acheminement, « localisées »<sup>2</sup> à plus de 99 %, comprennent :

- l'acheminement livré, relevé et facturé sur l'exercice 2021 aux clients ;
- la variation des volumes acheminés, livrés, relevés mais non facturés sur l'exercice 2021, entre la clôture de l'exercice 2021 et celle de l'exercice 2020 (variation positive ou négative) ;
- la variation des volumes acheminés, livrés, mais ni relevés ni facturés entre la

<sup>2</sup> Voir annexe 3

clôture de l'exercice 2021 et celle de l'exercice 2020 (variation positive ou négative).

Enfin, lorsqu'il est demandé à Enedis des précisions sur la hausse des recettes d'acheminement, celui-ci propose un éclairage à la maille nationale et commente :

" - Cette évolution reflète celle observée à la maille nationale. En effet le chiffre d'affaires acheminement à l'échelle d'Enedis s'établit à 14 389 M€ en 2021, en hausse de 938 M€ par rapport à 2020 (13 451 M€), soit + 7 %. Cette augmentation s'explique par l'effet combiné de la hausse des volumes acheminés et de l'indexation du TURPE. Après une année 2020 la plus chaude jamais enregistrée, les températures ont été plus froide en 2021 ; cela a généré une hausse du volume d'énergie acheminée de 12.3 TWh (+207 459 MWh pour la concession). Le TURPE 5 a augmenté de +2,75 % au 01/08/2020, et le TURPE 6 de +0,91 % au 01/08/2021.

Pour BM3 : Le chiffre d'affaires acheminement a augmenté de 15,5% et le volume d'énergie acheminée de 13 %. Cela signifie que l'effet TURPE a été plus important que l'effet volume

Pour BM6 : Le chiffre d'affaires acheminement a augmenté de 14,1% et le volume d'énergie acheminée de 10,2 %. Cela signifie que l'effet TURPE a été plus important que l'effet volume "

En ce qui concerne les recettes de raccordement :

"- Cette tendance reflète celle observée à l'échelle d'Enedis, avec une augmentation record en 2021 du volume des nouveaux raccordements (+ 20% par rapport à l'année 2019 ; année de référence pré Covid19) portée par un fort développement des installations de production notamment dans la filière photovoltaïque. "

En ce qui concerne les recettes de prestations :

"- A l'échelle d'Enedis, le chiffre d'affaires prestations est en hausse de 21 M€ (+ 13,9 %) par rapport à 2020, année marquée par la crise sanitaire. La baisse du prix des prestations liée au déploiement du compteur Linky a largement été compensée par l'augmentation des interventions clients en lien avec la reprise de l'activité postérieurement aux confinements. "

### ***Éclairage sur Enedis au niveau national par Enedis :***

- *En termes de **bilan électrique**, l'année 2021 a été marquée par une **augmentation de 18 TWh des soutirages par rapport à 2020** – liée à la reprise économique et à des températures plus froides en début d'année –, une augmentation de 19 TWh des injections nettes en provenance du réseau de transport et pour la première fois une diminution de 1 TWh de la production décentralisée et injectée dans le réseau, laquelle a atteint un volume de 61 TWh en 2021 (Total énergie acheminée en 2021 : 373 TWh)*
- *Un **volume de nouveaux points de livraison (PDL) mis en service en 2021** de 458 000 nouveaux PDL en soutirage (+37% par rapport à 2020, +24% par rapport à 2019) – et plus de 61 000 nouveaux clients producteurs (+80% par rapport à 2020) – record historique en nombre, la capacité correspondante raccordée étant de +3,7 GW (+1,7 GW en 2020, +2,5 GW en 2019). A fin 2021, 34 GW de capacités de production décentralisées sont raccordés aux réseaux opérés par Enedis*

### **Conclusion sur l'activité :**

**L'analyse d'Enedis ne correspond pas avec l'analyse de Bordeaux Métropole. Si les volumes ont augmenté respectivement de 13% et 10,2% sur BM3 et BM6, pour une croissance totale du chiffre d'affaires acheminement de 15,5 et 14,1% respectivement, l'effet prix – « effet TURPE » ne peut être plus important que l'effet volume. Enedis a néanmoins confirmé par la suite l'analyse de Bordeaux Métropole.**

Au regard du niveau de marge désormais constaté sur la concession, et de la reprise de l'activité observée dans l'effet volume, il semble pertinent de s'interroger sur ces hausses de TURPE et, dans une réflexion plus globale, sur sa construction.

### 3.2 Les résultats

Global 9 communes (k€)	2019	2020	2021	2021/2020 k€	2021/2020 %	Croissance annuelle composée 2017/2021 %	2021 en % du total produits	2021 en % du total des charges
<b>Produits</b>	148 587	138 578	154 141				100%	
<b>Charges</b>	<b>137 146</b>	<b>128 615</b>	<b>131 344</b>	<b>2 729</b>	<b>2%</b>	<b>1,3%</b>	<b>85%</b>	<b>100%</b>
Accès RTE	34 369	32 129	33 952	1 823	5%	0,4%	22%	26%
Rachat des pertes	10 585	11 639	14 445	2 806	19%	11,5%	9%	11%
Redevances	121	139	729	590	81%	48,2%	0%	1%
Autres consommations externes	26 265	23 137	19 996	- 3 141	-16%	-4,3%	13%	15%
Impôts, taxes, vers. Assimilés	7 394	7 504	6 278	- 1 226	-20%	-2,5%	4%	5%
Charges de personnel	14 338	14 298	14 089	- 209	-1%	0,9%	9%	11%
Dotations d'exploitation	32 770	29 697	30 866	1 169	4%	2,5%	20%	24%
Autres charges	5 032	3 462	4 246	784	18%	0,4%	3%	3%
Charges centrales	6 272	6 610	6 743	133	2%	6,8%	4%	5%
<b>Résultat avant péréquation</b>	11 441	9 963	22 797					
Contribution à l'équilibre	- 1 491	- 395	- 7 094					
<b>Résultat après péréquation</b>	9 950	9 568	15 703					

Les charges augmentent en 2021 (+2 %) notamment du fait d'une reprise d'activité. En 2020 et du fait de la crise sanitaire, la tendance était baissière.

Le concessionnaire dit ne pas être en mesure d'apporter des éléments de détail satisfaisants sur les évolutions des charges, en particulier en ce qui concerne les charges de personnel, qui selon lui évoluent à la marge. Le concessionnaire observe une « [stabilité de ces dépenses entre 2018 et 2021 sans élément notable à signaler](#) ».

#### 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 (11,9% en 2021, soit au-dessus des 8,3% de 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 2021, et en consolidé à la maille des 9 concessions, la contribution à l'équilibre national s'établit à un niveau important (7,1 M€). Pour BM6 et BM3 respectivement, la contribution à

l'équilibre national est de 2,6 M€ et de 4,5 M€. Les deux concessions sont donc plus rentables que la moyenne nationale.

Global 9 communes - en k€	2019	2020	2021	2021/2020 k€	2021/2020 %	Croissance annuelle composée 2017/2021 %
Résultat avant péréquation	11441	9963	22797	12834	56,3%	20,9%
Effet péréquation : contribution à l'équilibre (- : payé / + : reçu)	- 1491	- 395	- 7094	- 6699	1695,9%	118,5%
Résultat après péréquation	9950	9568	15703	6135	39,1%	10,9%
Chiffre d'affaires	118700	115397	131852	16455	12,5%	3,8%
Produits d'exploitation	148587	138578	154141	15563	10,1%	3,3%
<b>Résultat avant péréquation / Chiffre d'affaires net</b>	<b>9,6%</b>	<b>8,6%</b>	<b>17,3%</b>			
<b>Résultat Enedis / Chiffre d'affaires net Enedis</b>	<b>8,4%</b>	<b>8,3%</b>	<b>11,9%</b>			
<b>Résultat avant péréquation / Produits d'exploitation totaux</b>	<b>7,7%</b>	<b>7,2%</b>	<b>14,8%</b>			
<b>Résultat Enedis / Produits d'exploitation totaux</b>	<b>6,7%</b>	<b>6,9%</b>	<b>10,2%</b>			

Au global, Enedis sur les 9 communes dégage un résultat de 22,8 M€ avant péréquation représentant 17,3% du chiffre d'affaires net ou 14,8% de la totalité des produits dégagés par Enedis sur le périmètre des concessions.

Après péréquation le résultat dégagé est de 15,7 M€ soit 11,9% du CA net ; ou 10,2% sur la totalité des produits dégagés par Enedis sur le périmètre des concessions.

#### **Éclairage sur Enedis au niveau national par Enedis :**

- Les **comptes de l'exercice 2021** de la société Enedis font ressortir :
  - un chiffre d'affaires en hausse de +8% de 15 637 M€ (vs 14 494 M€ en 2020), et
  - un résultat net en progression de +77% de 1 196 M€ (vs 676 M€ en 2020)
- Le **résultat d'exploitation est en forte hausse à 1 865 M€** (1 206 M€ en 2020) avec notamment :
  - une **marge brute acheminement en hausse de 323 M€** (dont 251 M€ liés à un climat plus froid en 2021 et 72 M€ d'effets prix et autres, l'impact positif de l'indexation tarifaire TURPE 5 de +2,75% en moyenne au 1er août 2020 et du TURPE 6 de +0,91% en moyenne au 1er août 2021 étant partiellement compensé par la hausse du coût d'achat de l'électricité pour compenser les pertes)
  - une **augmentation des contributions aux raccordements et des facturations de prestations** et travaux de 206 M€, liée à la dynamique de la demande de raccordements (hausse record du volume des nouveaux raccordements de 20% par rapport à l'année 2019, portée par un fort développement des installations de production notamment dans la filière photovoltaïque).

- une **diminution des impôts et taxes** de 86 M€ grâce au plan de relance du gouvernement (diminution rendue à l'utilisateur via la mécanique tarifaire du TURPE 6)
- Les **investissements d'Enedis en 2021** s'élèvent à 4 378 M€ contre 3 962 M€ en 2020. A noter aussi que les investissements non réalisés en 2020 du fait de la crise sanitaire étaient estimés à 223 M€
- Les **remises d'ouvrages des collectivités et des tiers** s'élèvent à 743 M€ en 2021 contre 730 M€ en 2020
- Un **dividende versé à EDF** au titre de l'exercice 2021 se montant à 907 M€ (540 M€ au titre de 2020)

### 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.

Cependant, lorsqu'il est interrogé sur ses niveaux de marge, Enedis répond :

« Le CRAC expose à la maille de la concession d'une part, des charges d'exploitation et d'autre part, des produits d'exploitation, liés à l'activité d'Enedis. Il n'y a pas de marge d'exploitation au niveau de la concession. La rentabilité d'une concession n'a pas de sens en soi dans un système péréqué. »

Le délégant ne partage pas cette analyse du concessionnaire qui n'apporte pas une réponse satisfaisante aux questions suivantes, pour lesquelles il nie la compétence de Bordeaux Métropole en tant qu'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE) et renvoie vers la compétence de la CRE (Commission de régulation de l'énergie) :

- Qu'est-ce qui explique l'évolution à la hausse du TURPE en 2022 compte tenu de la forte hausse de marge après mécanisme de péréquation en 2021 ?
- Des baisses du TURPE sont-elles à prévoir dans le cadre de l'amélioration des marges du concessionnaire ?
- Comment sera utilisée la marge supplémentaire générée par Enedis ? Notamment au regard des priorités des investissements de la concession

### Zoom sur la localisation et la répartition des charges

Global 9 communes - en k€	2018	2019	2020	2021	2021/2020 k€	2021/2020 %	Croissance annuelle composée 2018/2021 %
Total des charges d'exploitation	133 243	137 148	128 615	131 344	2 729	2,1%	-0,4%
Total des charges réparties	97 149	96 512	92 899	96 851	3 952	4,1%	-0,1%
Total des charges localisées	36 097	40 628	35 718	34 494	- 1 224	-3,5%	-1,1%
<b>Part totale des charges réparties</b>	<b>72,9%</b>	<b>70,4%</b>	<b>72,2%</b>	<b>73,7%</b>			

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, par exemple :

- La conduite du réseau : les Agences de conduite du réseau (ACR) interviennent sur plusieurs départements. En effet, Enedis comptait 30 ACR en 2014 réparties sur le territoire national ;
- Les agences de services d'approvisionnement et logistique (SERVAL) : à l'échelle nationale, il existe 11 agences ;
- Les Bureaux d'études régionaux électricité (BERE), Bureaux régionaux d'ingénierie des postes source (BRIPS) qui sont à l'échelle des 8 régions ;
- Les agences de maintenance et d'exploitation des postes-sources (AMEPS) ;
- ...

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).**

Les charges réparties (Cf. Annexes sur les coefficients de répartition) représentent une grande partie des charges présentées dans les comptes d'ENEDIS (74% en 2021 ce qui est environ la valeur moyenne des dernières années). Comme expliqué ci-dessus, 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.

Aussi et comme évoqué ci-dessus, 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 2021 se sont élevés à 35,8 M€ (contre 35,2 en 2020).

Le pilotage des investissements a été amélioré sur le contrat 3 communes avec la mise en place d'un suivi SDI/PPI (schéma directeur des investissements / Programmation pluriannuelle des investissements).

Le rapport établi sur ce suivi par le cabinet AEC précise que les investissements sont en ligne avec le plan d'investissement prévu sur 2020-2024 sur le plan financier (+1,1% par rapport à la trajectoire du PPI), mais non technique : les quantités réalisées sont nettement inférieures au prévisionnel. L'exercice 2021 a ainsi permis à ENEDIS de rattraper le retard pris en 2020, notamment du fait de la crise sanitaire. A ce stade, le principal risque identifié est qu'ENEDIS remplisse bien ses engagements financiers, mais sans que les quantités associées de réseaux déposés ne soient effectivement réalisées.

**9 Communes : répartition localisé / non localisé au 31/12/2021**

en M€	Valeur Brute	Amortissements	Valeur Nette Comptable
Ouvrages localisés	459,3	173,2	286,1
Ouvrages non localisés	147,3	65,6	81,6
TOTAL 2021	606,6	238,8	367,8
TOTAL 2020	585,5	225,9	359,5
TOTAL 2019	554,0	213,5	340,5
Variation N/N-1	0,0	0,1	0,0
<b>% non localisé 2021</b>	<b>24,3%</b>	<b>27,5%</b>	<b>22,2%</b>
% non localisé 2020	25,0%	27,8%	23,3%
% non localisé 2019	25,4%	27,7%	24,0%
<b>% localisé 2021</b>	<b>75,7%</b>	<b>72,5%</b>	<b>77,8%</b>

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 localisés<sup>3</sup> est quasiment stable en 2021 par rapport à 2020.**

**Pour rappel, l'absence de localisation d'un nombre important d'actifs de la concession constitue 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 faiblement l'âge moyen des ouvrages.**

<sup>3</sup> Voir annexe 3

**Le bilan reconstitué de la concession ne permet pas d'avoir une vision parfaitement précise du patrimoine concédé.**

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. On note que, si les créances du concédant sont aussi en progression, 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 102,4 M€ à fin 2021.

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

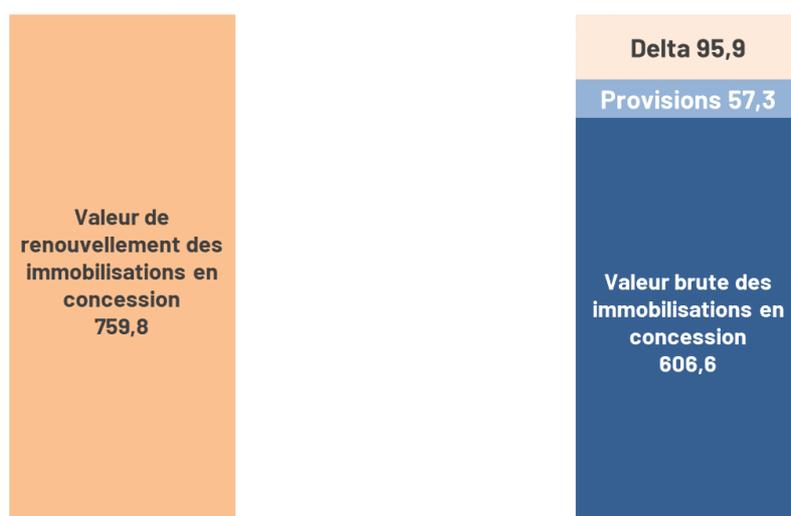
- la VNC des biens (ligne « immobilisations nettes de la concession ») et,
- la différence entre le financement Enedis non amorti (ligne « dettes du concédant » ci-dessous) réévalué par référence au TMO et la ligne « créances du concédant » ci-dessous.

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 (41,7 M€).

9 Communes - en M€	2018	2019	2020	2021	Evolution 2021/2020	Croissance annuelle moyenne composée (2018/2021)
<b>Bilan Patrimonial</b>						
Valeur brute des immobilisations de la concession	535,2	554,0	585,5	606,6	3,5%	3,2%
Amortissements	207,4	213,5	225,9	238,8	5,4%	3,6%
<b>Immobilisations nettes de la concession</b>	<b>327,8</b>	<b>340,5</b>	<b>359,5</b>	<b>367,8</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,9%</b>
Financement du concédant	106,9	104,1	109,0	105,0	-3,9%	-0,4%
Financement ENEDIS non amorti	220,9	236,4	250,5	262,8	4,7%	4,4%
<b>Dettes du concédant</b>	<b>220,9</b>	<b>236,4</b>	<b>250,5</b>	<b>262,8</b>	<b>4,7%</b>	<b>4,4%</b>
Amortissements des financements du concédant récupérés par ENEDIS	93,0	94,5	98,9	103,1	4,1%	2,6%
Provisions pour renouvellement	56,2	59,3	58,1	57,3	-1,5%	0,5%
Créances du concédant	<b>149,2</b>	<b>153,8</b>	<b>157,1</b>	<b>160,4</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,8%</b>
<b>Bilan Net :</b>						
+ : Mise nette ENEDIS	<b>71,7</b>	<b>82,6</b>	<b>93,4</b>	<b>102,4</b>	<b>8,8%</b>	<b>9,3%</b>
- : Liquidités perçues d'avance ENEDIS						

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 2021, 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. Celui-ci court jusqu'en 2029 et n'a pas été renouvelé en même temps que le contrat BM3.

## Annexe 1 : Éléments permanent du contrat

### 1- Historique du contrat :

Les communes de Ambès, Bassens, 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 territoriales 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 CGCT<sup>4</sup>, 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 transport<sup>5</sup>.

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 récentes<sup>6</sup> ;
- les propriétaires d'immeuble dans certains cas de figure<sup>7</sup>.

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 œuvre<sup>8</sup>, 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 et des matériels de comptage.

---

<sup>4</sup> Article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales

<sup>5</sup> Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définit la limite entre les ouvrages publics de distribution et le réseau public de transport.

<sup>6</sup> 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. »

<sup>7</sup> 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. »

<sup>8</sup> 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) 2021
- Liste détaillée des immobilisations
- Liste des investissements de l'année
- Tableau récapitulatif des immobilisations
- Données clientèle
- Données comptables et financières
- Données d'inventaire
- 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 compteurs Linky sont également localisés au fil de leur déploiement ;
- des 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 : branchements et 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.

En outre, compteurs hors Linky et branchements sont non seulement gérés en grande masse, mais de manière déconnectée de la réalité physique.

### **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 versés 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
<b>TOTAL</b>		<b>1 458</b>		<b>927</b>
				<b>2 385</b>

*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. Il s'agit donc d'une anomalie de comptabilisation puisqu'il s'agit de financement par les usagers.

**Enedis soulève une remarque : « Nous ne cautionnons pas cette analyse. Mais en supposant qu'elle soit malgré tout véridique, elle comporterait de toute façon une erreur factuelle. En effet, 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. »**

**BM maintient sa rédaction et se justifie comme suit : « L'allongement de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés est justifié, a priori, par des études techniques démontrant la viabilité des ouvrages au-delà des durées de vie comptables initiales. Ces pratiques impactent directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du concédant**

**ainsi que les dettes et créances réciproques. Devant des impacts aussi significatifs sur la concession, il est indispensable que les autorités organisatrices aient accès et soit associée aux études en amont. Or, les études techniques n'ont jamais été communiquées 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

### 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	21 614	Au prorata des consommations	13,1%
Achats d'énergie	0	9 196	Au prorata des consommations	13,1%
Redevances de concession	580	0	Non applicable	-
Matériel	2 291	860	Clé composite Matériel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	5,8%
Travaux	1 453	158	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Informatique et télécommunications	0	1 480	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Tertiaire et prestations	0	3 479	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Bâtiments	0	1 529	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Autres achats	-28	1 814	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Contribution au CAS-FACÉ	2 109	0	Modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS-FACÉ	15,7%
Autres impôts et taxes	728	1 030	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Charges de personnel	3 658	5 608	Clé composite Charges de personnel : Investissements / Longueur du réseau / Nb de clients	8,5%
Dotation aux amortissements DP	10 528	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Dont amortissement des financements du concessionnaire	7 394	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Dont amortissement des financements de l'autorité concédante et des tiers	3 134	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Dont autres amortissements	0	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Dotation aux provisions pour renouvellement	8	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Autres dotations d'exploitation	0	9 445	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Autres charges	702	2 142	Au prorata du nombre de clients	15,2%

\* 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.

<b>Produits à répartir</b>				
	<b>Montant affecté directement à la concession (k€)</b>	<b>Montant réparti* (k€)</b>	<b>Clé de répartition principale des montants répartis**</b>	<b>Valeur de la clé principale appliquée pour la répartition (en %)</b>
Recettes d'acheminement	77 551	584	Au prorata du localisé	0,5%
Raccordements	4 718	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Prestations	1 355	11	Au prorata du localisé	0,0%
Autres recettes	67	1 320	Au prorata du nombre de clients	15,2%
Production stockée et immobilisée	5 951	3 982	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Reprise sur amortissements et provisions</i>	386	3 754	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Dont reprises d'amortissements de financements du concédant</i>	82	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Dont autres types de reprises</i>	0	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Dont reprises de provisions pour renouvellement</i>	304	0	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Dont reprises d'autres catégories de provisions</i>	0	3 754	Au prorata du nombre de clients	15,2%
<i>Autres produits divers</i>	9	893	Au prorata du nombre de clients	15,2%