



## **OBSERVATIONS DÉFINITIVES**

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

# **LE FINANCEMENT DU COÛT DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ PAR LES USAGERS : LE TURPE**

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,  
a été délibéré par la Cour des comptes, le 09/10/2024

## TABLE DES MATIÈRES

|  |           |
|--|-----------|
| <b>SYNTHÈSE.....</b>   | <b>5</b>  |
| <b>LISTE DES RECOMMANDATIONS .....</b>   | <b>9</b>  |
| <b>INTRODUCTION.....</b>   | <b>10</b> |
| <b>1 UN TARIF QUI VA DEVOIR COUVRIR DES COÛTS DE RÉSEAUX EN FORTE CROISSANCE .....</b>   | <b>13</b> |
| 1.1 Une composante significative des prix de détail de l'électricité .....   | 13        |
| 1.2 Des évolutions de tarifs dépendant des charges des gestionnaires de réseau couvertes par la régulation et des volumes de consommation .....  | 15        |
| 1.3 Un TURPE proche de la moyenne des tarifs d'acheminement constatés dans l'Union européenne .....  | 17        |
| 1.4 Les perspectives liées au financement des investissements sur le réseau électrique .....   | 19        |
| 1.4.1 Les projections d'investissement affichées par les gestionnaires de réseaux.....   | 19        |
| 1.4.2 Les perspectives tracées par les pouvoirs publics .....  | 23        |
| 1.4.3 Les conséquences potentielles sur les tarifs .....   | 24        |
| 1.4.3.1 L'augmentation à venir des charges de capital de RTE et d'Enedis et sa traduction tarifaire .....  | 24        |
| 1.4.3.2 Des arbitrages à opérer en vue du financement des programmes massifs d'investissement de RTE et d'Enedis sur la prochaine décennie ..... | 26        |
| 1.5 À court terme, les conséquences de la crise des prix de l'énergie .....  | 29        |
| <b>2 UNE COUVERTURE DES CHARGES COMPTABLES PAR LE TURPE QUI A LAISSÉ DES MARGES À RTE ET ENEDIS.....</b>   | <b>31</b> |
| 2.1 Les gains nets retirés par RTE.....  | 32        |
| 2.1.1 Une exécution des charges nettes « incitées » régulièrement inférieure à la trajectoire fixée par le régulateur .....                      | 32        |
| 2.1.2 Un impact financier en moyenne négligeable pour les autres mécanismes incitatifs .....   | 35        |
| 2.1.3 L'activation de clauses de sauvegarde en faveur de RTE à partir de 2022.....   | 36        |
| 2.1.4 Des impacts financiers globaux favorables à RTE.....   | 38        |
| 2.2 Les gains nets retirés par Enedis .....  | 40        |
| 2.2.1 Les charges nettes « incitées » .....  | 40        |
| 2.2.2 Des mécanismes incitatifs généreux sur la qualité d'alimentation et la performance financière du projet Linky .....                        | 43        |
| 2.2.3 Des impacts financiers globaux en faveur d'Enedis .....  | 44        |
| 2.3 L'exposition résiduelle au risque de trésorerie.....   | 45        |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 3       | UNE RÉMUNÉRATION DES ACTIFS RÉGULÉS À MIEUX<br>PROPORTIONNER AUX COÛTS ET RISQUES SUPPORTÉS .....   | 48 |
| 3.1     | L'assiette de rémunération des capitaux .....   | 48 |
| 3.1.1   | Les principes <i>ad hoc</i> appliqués à Enedis.....   | 49 |
| 3.1.2   | Le traitement des immobilisations en cours et des contributions aux<br>raccordements.....   | 54 |
| 3.1.2.1 | Une différence de traitement des contributions aux raccordements entre<br>Enedis et RTE.....  | 54 |
| 3.1.2.2 | La prise en compte des immobilisations en cours .....   | 55 |
| 3.2     | Le choix des taux de rémunération.....  | 55 |
| 3.2.1   | L'inertie des paramètres fiscaux et des références de taux sans<br>risque retenus.....  | 56 |
| 3.2.1.1 | Une forte surévaluation du coût de la dette de RTE en TURPE 5 et 6.....   | 56 |
| 3.2.1.2 | Les effets sur la rémunération d'Enedis .....   | 58 |
| 3.2.1.3 | L'absence de prise en compte des évolutions de la règle fiscale en cours de<br>période tarifaire .....  | 58 |
| 3.2.1.4 | Les enjeux d'une prise en compte plus exacte des évolutions de paramètres<br>de référence pour le calcul des rémunérations de RTE et d'Enedis. .... | 59 |
| 3.2.2   | Une rémunération des capitaux propres qui reflète une<br>surestimation des risques pris par les actionnaires .....                                  | 60 |
| 3.2.2.1 | La méthode d'évaluation des différents paramètres .....   | 60 |
| 3.2.2.2 | Le choix du mode de calcul des références de marché.....  | 61 |
| 3.2.2.3 | Une exposition aux risques en réalité très fortement limitée .....  | 61 |
| 3.2.3   | Une rémunération des actifs jusqu'à présent remontée pour<br>l'essentiel vers les actionnaires sous forme de dividendes .....                       | 64 |
| 4       | UN FINANCEMENT DES CHARGES DE RÉSEAU À RÉPARTIR PLUS<br>ÉQUITABLEMENT .....   | 67 |
| 4.1     | Des charges qui ne relèvent pas nécessairement d'un financement par<br>l'ensemble des usagers .....   | 67 |
| 4.1.1   | Le partage du coût des raccordements .....  | 67 |
| 4.1.1.1 | Le principe des prises en charge par le TURPE .....   | 67 |
| 4.1.1.2 | Le raccordement des bornes de recharges pour véhicules électriques (IRVE).....  | 68 |
| 4.1.2   | Les prestations annexes .....   | 69 |
| 4.1.3   | Le financement des dépenses de gestion de clientèle exposées par<br>les fournisseurs pour leurs clients en contrat unique.....                      | 70 |
| 4.1.4   | La contribution au FACÉ .....   | 71 |
| 4.2     | Une péréquation entre gestionnaires de réseaux de distribution qui<br>préserve des rentes de situation .....  | 71 |
| 4.3     | Une transmission imparfaite des signaux-prix à travers les tarifs.....  | 75 |
| 4.3.1   | Vers une plus grande différenciation géographique des plages<br>temporelles de tarif en TURPE 7 .....   | 75 |
| 4.3.2   | Le rapprochement de la structure tarifaire de celle des coûts du<br>réseau dans le modèle de coûts .....  | 76 |
| 4.3.3   | Des contrats de fournitures qui empêchent la transmission des<br>signaux-prix de la structure tarifaire du TURPE aux clients finals.....            | 80 |
| 4.3.4   | La prise en charge de l'abattement « gros consommateur » par le<br>TURPE .....  | 81 |

**ANNEXES.....83**

## SYNTHÈSE

Fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) met à la charge des usagers des réseaux électriques les charges d'exploitation et les charges de capital de ces réseaux, qui incluent l'amortissement et une rémunération des actifs pendant leur durée d'exploitation. Ce tarif d'acheminement de l'électricité des centres de production aux lieux de consommation permet de financer le transport (effectué par RTE sur les lignes à haute ou très haute tension) et la distribution (effectuée en très grande partie par Enedis, et, dans quelques communes par des entreprises locales de distribution dites ELD) de l'électricité sur les réseaux en France. Le TURPE perçu par RTE qui concerne le réseau électrique haute tension est le TURPE HTB ; le TURPE perçu par Enedis (et les ELD) pour le réseau moyenne et basse tension est le TURPE HTA-BT.

### ***Des perspectives de croissance des charges d'investissements réseaux qui risquent de peser sur les tarifs acquittés par les consommateurs***

La masse financière à couvrir par les recettes tarifaires, appelé « *revenu autorisé* » des gestionnaires, a augmenté en moyenne de plus de 3 % par an entre 2017 et 2023, soit +2,9 Md€ au total, essentiellement tirée par les dépenses sur le réseau de distribution. Le revenu autorisé pour Enedis en 2023 s'est ainsi élevé à 16,0 Md€, et celui de RTE à 4,2 Md€ (dont 85 % tarifé à Enedis pour ses soutirages depuis le réseau de transport).

Parallèlement, la consommation, et donc les volumes acheminés, ont eu tendance à diminuer sur la période (-5 % sur le réseau de distribution). Il s'ensuit que l'équivalent du TURPE HTA-BT (acquitté par les clients raccordés au réseau de distribution) en €/MWh est passé de 37,2 à 46,9 entre 2017 et 2023, soit une hausse de 26 %. Le TURPE représentait ainsi un peu moins d'un quart du prix moyen hors TVA payé par les clients finals pour leur consommation d'électricité en 2023.

À ce niveau, la France affiche un tarif d'utilisation des réseaux proche de la moyenne européenne, mais nettement inférieur à ceux de l'Allemagne ou de l'Espagne. Ces comparaisons sont toutefois à considérer avec précaution, en raison des écarts induits par les données géographiques (densité de population, distances pour acheminer l'électricité des régions productrices vers les régions consommatrices, etc.) ou encore des périmètres différents des charges couvertes par les tarifs dans chaque pays.

Les prochaines années sont caractérisées par des besoins prévisionnels d'investissements en très forte croissance, pour répondre notamment aux objectifs de décarbonation de l'économie. RTE prévoit ainsi 100 Md€ d'investissements d'ici à 2040 pour répondre aux enjeux de renouvellement et de développement de son réseau. Enedis projette sur la même période 2022-2040 un besoin d'investissement de 96 Md€<sub>2021</sub>. Les programmes d'investissements sous-jacents, que la Cour n'a pas expertisés, seront notamment soumis pour

approbation ou pour avis à la CRE<sup>1</sup>. Il s'agit en effet de raccorder de nombreux moyens de production d'électricité renouvelable (parcs éoliens en mer en particulier) et de nouveaux sites de consommation (bornes de recharges de véhicules électriques, électrification des procédés industriels, électrolyseurs pour la production d'hydrogène, etc.), de renforcer et de développer les réseaux pour faire transiter des flux plus importants, tout en menant les renouvellements nécessaires.

À niveau de consommation constant, les hausses d'investissements projetées, hors inflation, pourraient conduire, selon les estimations de la Cour, à une augmentation de près de 10 €/MWh de l'équivalent du TURPE HTA-BT entre 2023 et 2030 (+21 %). Une telle hausse des tarifs devrait pour l'essentiel être neutralisée sous l'effet de l'augmentation attendue de la consommation, que les investissements sont censés accompagner. Néanmoins, les incertitudes quant aux scénarios d'évolution de la consommation à ces horizons ne permettent pas d'exclure des augmentations significatives de tarifs à moyen terme pour les usagers qui ne bénéficient pas d'abattements de TURPE. Par ailleurs, localement, des risques de surdimensionnement, en principe temporaires, pourraient apparaître dès lors que les gestionnaires de réseaux engageraient des investissements par anticipation des besoins.

En outre, la perspective d'une très forte hausse des investissements annuels pose la question de l'arbitrage entre rémunération des actionnaires, via les dividendes qu'ils perçoivent, et modération du tarif acquitté par les consommateurs, à apprécier au prisme des meilleurs moyens de financer cette montée en puissance. En effet, à moins de mobiliser directement les moyens de l'État (par une augmentation de capital), RTE et Enedis vont devoir financer la forte croissance des investissements par fonds propres et emprunts. Or, pour respecter une trajectoire soutenable donnée de ratio d'endettement, il est possible soit de mettre à contribution immédiate les usagers via le tarif, en augmentant le taux de rémunération des actifs ou en anticipant des prises en charge de dépenses d'investissement par le TURPE, soit de réduire le taux de distribution de dividendes aux actionnaires. À cet égard, la Cour considère que, dans la hiérarchie des solutions de financement, l'ajustement de la politique de dividendes est à mettre en œuvre en premier lieu et qu'en tout état de cause, les besoins de financement ne peuvent pas justifier de fixer la rémunération des actifs des opérateurs à des niveaux ne reflétant pas le très faible niveau de risque auquel ils sont exposés (cf. *infra*).

Enfin, les tarifs d'acheminement pourraient augmenter dès 2025 sous l'effet des hausses de prix applicables à la consommation physique d'énergie par les réseaux (dites « charges d'achat de pertes » par les gestionnaires de réseaux) en 2023 et 2024, ce qui justifie d'examiner dès à présent les marges de manœuvre disponibles pour contenir l'évolution des différents déterminants du revenu autorisé de RTE et d'Enedis.

***Une rémunération de RTE et d'Enedis par le TURPE à plus  
justement proportionner aux risques auxquels ces opérateurs sont  
exposés***

Le cadre réglementaire appliqué par la CRE à RTE et Enedis repose notamment sur la couverture d'une trajectoire normative de charges d'exploitation, dites « incitées », ainsi que

---

<sup>1</sup> Selon les procédures en vigueur, l'État et l'Autorité environnementale sont aussi amenés à se prononcer et des consultations publiques sont organisées par la Commission nationale du débat public (CNDP).

sur différents dispositifs incitatifs à la performance en termes de coûts ou de qualité de service. L'examen de la période 2017-2023, correspondant aux TURPE 5 et 6, montre que ce cadre de régulation a permis de couvrir au cours de ces périodes tarifaires, moyennant un différé de recettes tarifaires lié au mécanisme de compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), les charges nettes comptables de RTE et d'Enedis. En réalité, il va même au-delà puisque les différents mécanismes incitatifs en place ont permis à ces deux opérateurs de bénéficier chacun d'un gain financier cumulé de près de 500 M€ au cours de ces périodes. L'année 2024 pourrait atténuer ce constat, si les prévisions de sur-exécution des charges « incitées » annoncées par les opérateurs se confirmaient, sans toutefois le remettre en cause. Les gains significatifs enregistrés sur certaines années suggèrent que soit étudiée dès le TURPE 7 (qui couvrira la période 2025-2028) la mise en place d'un encadrement des effets financiers globaux du cadre de régulation, exprimé en taux effectif de rémunération de la base d'actifs régulés des opérateurs, comme le pratique le régulateur britannique. Cet encadrement, destiné à traiter de situations très exceptionnelles, protégerait aussi les opérateurs en cas d'évolution défavorable de leurs charges. Il renforcerait la capacité actuelle de la régulation à assurer aux opérateurs une quasi-absence de risque que leurs charges effectives ne soient pas couvertes par le TURPE. Le constat des gains réalisés devrait aussi inciter la CRE à mieux évaluer la capacité de RTE et d'Enedis à maîtriser le niveau et l'évolution de leurs charges d'exploitation courantes.

La Cour constate par ailleurs que la rémunération des actifs est fixée *a priori* par le régulateur selon des modalités qui laissent d'importantes marges d'appréciation quant aux paramètres utilisés, à la fois en ce qui concerne le périmètre des actifs concernés pour Enedis, et les taux de rémunération pour Enedis et RTE. S'agissant du premier point, les modalités retenues ne reflètent pas la réalité des investissements dont le coût de financement est effectivement supporté par Enedis et qu'il serait économiquement justifié de rémunérer. Une évolution des modalités d'établissement de la rémunération des actifs d'Enedis apparaît donc souhaitable.

S'agissant des taux de rémunération des actifs, le régulateur se réfère au modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), dont l'application présente d'importantes marges d'appréciation en particulier en ce qui concerne le niveau de risque auxquels les opérateurs sont exposés et qu'il conviendrait de couvrir par une rémunération adéquate. Le niveau de la rémunération des fonds propres des opérateurs est ainsi notamment déterminé par un paramètre dit « bêta » censé refléter le niveau de risque spécifique à l'opérateur. Or il est aujourd'hui établi par référence à celui d'entreprises étrangères cotées supposées être comparables, alors que les gestionnaires de réseau français bénéficient d'un cadre réglementaire et d'un environnement juridique très protecteurs qui les placent dans une situation de monopole fortement encadrée, dont la rémunération est quasiment assurée et dont l'activité ne présente pas de risques significatifs. Dès lors, les niveaux de rémunération aujourd'hui accordés à RTE et Enedis reflètent imparfaitement cette quasi-absence de risque.

### ***Des questions pendantes sur le périmètre des charges de réseaux couvertes par le TURPE et sur la répartition de leur financement***

Le périmètre des charges nettes couvertes par le TURPE soulève plusieurs interrogations au regard de solutions de financement alternatives. Il en est ainsi des coûts de raccordement, dont une partie n'est pas supportée directement par le bénéficiaire mais est prise

en charge par le TURPE, ce qui, dans certains cas, ne permet pas que ces coûts constituent un signal-prix influant suffisamment sur la localisation des installations à raccorder ni sur la puissance maximale demandée. Par ailleurs, l'alimentation du fonds de financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (FACÉ) par le TURPE, du fait de l'inclusion des contributions d'Enedis à ce fonds dans son revenu autorisé, n'est pas sans poser question, s'agissant de financer un dispositif de subventions au bénéfice de l'amélioration du réseau électrique des communes rurales, qui pourrait plutôt relever de la solidarité nationale.

Si les grilles tarifaires s'appliquent de façon identique sur tout le territoire, leur impact sur l'équilibre financier des nombreuses entreprises locales de distribution (ELD) n'est pas homogène. Pour tenir compte des différences de situations, un système de péréquation entre gestionnaires de réseau – sans effets tarifaires pour les clients finals – existe de longue date. Mais ce système, essentiellement fondé sur des calculs forfaitaires, ne permet pas de compenser de façon adéquate l'hétérogénéité des situations. En particulier, il préserve pour certaines ELD des niveaux de rentabilité d'exploitation très élevés alors qu'une péréquation reposant sur la réalité des coûts permettrait une plus juste compensation ainsi qu'une moindre mise à contribution d'Enedis, et donc un coût globalement plus faible répercuté sur l'ensemble des usagers. Comme la Cour a déjà eu l'occasion de le signaler, une amélioration significative serait ainsi obtenue si les ELD desservant plus de 100 000 clients participaient obligatoirement à la péréquation, sur la base de l'analyse de leurs comptes par la CRE.

En ce qui concerne la structure tarifaire, l'un des enjeux réside dans le plus juste reflet des coûts de réseaux occasionnés par les usagers, selon leur profil d'utilisation du réseau et notamment la puissance souscrite. À cet égard, les évolutions retenues par la CRE en TURPE 6, issues de la méthodologie d'affectation des coûts de développement marginaux, ont permis de rapprocher progressivement la structure des coûts de réseaux et la structure tarifaire, et se sont traduites par une augmentation de la part « puissance » dans le tarif. Mais l'autorité administrative a souligné que ce mouvement, en réduisant le coût marginal de l'énergie, risquait de contrarier la politique de maîtrise de la consommation et de peser sur les ménages les plus modestes. Pour autant, dans le prix TTC de l'électricité payé par les clients finals, le volume de consommation reste bien le déterminant très majoritaire, ce qui laisse des marges pour mieux refléter la structure des coûts des réseaux, y compris dans leur hétérogénéité géographique, dans la part dite « acheminement » des tarifs, sans compromettre la poursuite des objectifs de sobriété. Enfin, les abattements de tarifs dont bénéficient certaines catégories de consommateurs industriels, au-delà des caractéristiques de leur utilisation du réseau normalement prises en compte par les grilles tarifaires, sont aujourd'hui supportés par les autres utilisateurs des réseaux, ce qui introduit une inégalité de traitement entre usagers.

## LISTE DES RECOMMANDATIONS

**Recommandation n°1** (CTE, APE, 2025) Ajuster la politique de distribution de dividendes de RTE pour tenir compte de la trajectoire des investissements à financer (recommandation modifiée)

**Recommandation n°2** (EDF, APE, 2025) Ajuster le cas échéant la politique de distribution de dividendes d'Enedis pour tenir compte de la trajectoire des investissements à financer

**Recommandation n°3** (CRE, 2025) Examiner les conditions de mise en place d'un dispositif de régulation limitant, au-delà de seuils à définir, les effets cumulés des différents dispositifs incitatifs, sur le taux de rémunération effectif de la base d'actifs régulés de RTE et d'Enedis.

**Recommandation n°4** (CRE, 2025) Renforcer la régulation incitative appliquée à Enedis sur les durées moyennes de coupure d'alimentation en sécurisant le niveau moyen de qualité atteint en 2022.

**Recommandation n°5** (CRE, 2025) Revoir le mode de calcul de la rémunération du capital d'Enedis pour éviter toute rémunération au titre des actifs remis gratuitement et non encore renouvelés et pour neutraliser plus complètement l'effet des préfinancements représentés par les « droits des concédants sur les biens à renouveler ».

**Recommandation n°6** (CRE, 2025) Au cours de la période tarifaire, actualiser chaque année la moyenne historique des taux sans risque utilisée pour fixer la rémunération des charges de capital de RTE et d'Enedis.

**Recommandation n°7** (CRE, 2025) Revoir à la baisse, pour RTE comme pour Enedis, le niveau des paramètres constitutifs de la rémunération de leurs fonds propres afin de mieux refléter le faible niveau de risque qu'ils supportent.

## INTRODUCTION

Le secteur de l'électricité recouvre les activités de production, les activités d'acheminement, à travers les réseaux de transport et de distribution, et les activités de commercialisation, aussi appelées fourniture. La libéralisation du secteur au niveau européen, à la suite de l'adoption de plusieurs directives du Parlement et du Conseil depuis 1996, a conduit à introduire la concurrence au sein de la production et de la commercialisation et à séparer, au sein des entreprises intégrées du secteur, ces deux activités des activités d'acheminement qui sont par essence monopolistiques. Les activités de développement, d'entretien et de gestion du fonctionnement d'un réseau de transport ou de distribution d'électricité relèvent en effet d'un monopole naturel sur un territoire donné, dans la mesure où il serait inefficace de dupliquer de tels réseaux.

Ces monopoles, dans le transport et la distribution, nécessitent par suite d'être régulés afin de garantir un accès non discriminatoire aux réseaux pour tous les usagers, producteurs ou consommateurs, et d'éviter des marges excessives qui résulteraient d'un abus de position dominante ou qu'une partie monopolistique de l'opérateur historique intégré ne vienne subventionner indument ses activités concurrentielles faussant ainsi la concurrence dans le segment de la production ou de la commercialisation. Il s'agit enfin de s'assurer que les gestionnaires de ces réseaux les entretiennent, renouvellent et développent de façon optimale d'un point de vue socio-économique.

En France, ces activités sont confiées à des gestionnaires de réseaux sous forme concessive (concession d'État pour le réseau de transport ou concession par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité pour les réseaux de distribution quand ces dernières n'interviennent pas en régie). L'entreprise Réseaux de transport d'électricité (RTE), détenue conjointement par EDF, la Caisse des dépôts et CNP Assurances au sein d'une co-entreprise<sup>2</sup>, est l'unique gestionnaire du réseau de transport (soit la quasi-intégralité du réseau du domaine de tensions supérieures à 60 kV). Enedis (ex-ERDF), filiale à 100 % d'EDF, est gestionnaire de près de 95 % du réseau de distribution (tensions inférieures à 30 kV et jusqu'à l'acheminement aux particuliers en 230 V), les 5 % restants étant opérés par près de 160 entreprises locales de distribution (ELD)<sup>3</sup> ou régies d'Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE).

L'activité de ces gestionnaires de réseau d'électricité fait ainsi l'objet d'une régulation publique spécifique depuis l'année 2000, laquelle est assurée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), dans le respect des dispositions législatives et réglementaires européennes et nationales. Cette régulation prend en l'espèce la forme d'une tarification de l'utilisation des réseaux par les consommateurs et les producteurs, fixée par la CRE et imposée à tous les gestionnaires de réseau<sup>4</sup>. Cette tarification doit respecter les principes établis par les règlements

---

<sup>2</sup> CTE : Co-entreprise de transport d'électricité.

<sup>3</sup> Outre EDF-SEI, direction d'EDF, qui gère les réseaux de transport et de distribution en Corse et Outre-mer, seules 5 ELD en métropole desservent au moins 100 000 points de livraison.

<sup>4</sup> Le même principe est appliqué pour la tarification de l'utilisation des réseaux de gaz naturel, également par la CRE, dans le cadre de la régulation de l'activité de GRDF.

européens et le code de l'énergie : transparence, reflet des coûts d'un gestionnaire efficace, non-discrimination, égalité et tarification indépendante de la distance<sup>5</sup>.

En pratique, cette régulation se traduit principalement par la fixation par la CRE du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) dont les modalités d'établissement sont revues tous les quatre ans. Le TURPE 6 est ainsi en vigueur pour la période 2021-2024, dans l'attente de la définition d'un TURPE 7 pour la période 2025-2028.

### **Le processus d'élaboration par la CRE des cadres tarifaires pluriannuels**

La préparation du cadre réglementaire de chaque période tarifaire représente un travail de plus d'un an pour les services de la CRE. Le régulateur analyse les dossiers de demandes tarifaires transmis par les gestionnaires de réseau, en recourant au besoin à des consultants externes pour l'évaluation des trajectoires de charges d'exploitation ou des paramètres de rémunération du capital. Il tient compte des orientations de politiques énergétiques fournies par le gouvernement et mène de nombreuses consultations publiques auprès des acteurs de marché, dont certains sont auditionnés par la CRE (gestionnaires de réseaux, actionnaires, notamment). Il organise également désormais des ateliers publics thématiques. Avant la publication des délibérations définitives, le Conseil supérieur de l'énergie est consulté.

L'établissement du TURPE sur une période tarifaire donnée repose notamment sur la détermination par la CRE d'un revenu dit « autorisé », tant pour RTE que pour Enedis, correspondant à la couverture de leurs charges nettes d'exploitation prévisionnelles ainsi qu'à une « *rémunération normale* »<sup>6</sup>. Ce cadre réglementaire applicable par période tarifaire conditionne le niveau du revenu autorisé des opérateurs et comprend également différents mécanismes financiers incitatifs visant à promouvoir l'efficacité et l'efficacité de l'activité de ces gestionnaires.

### **Que comprend le « revenu autorisé » couvert par le TURPE ?**

Le revenu autorisé de RTE comme d'Enedis se compose des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation dites « liées au système électrique » : elles sont directement liées aux échanges physiques et commerciaux d'électricité (achat des pertes réseaux, coût des congestions, constitution des réserves d'équilibrage, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitations dites « non liées au système électrique » : elles concernent les autres charges nettes (frais de personnels, impôts et taxes, redevances, achats de matériels et de services, provisions pour risques et charges, etc.) ; elles n'incluent pas les dotations aux amortissements ;
- les recettes non comptées dans les deux items précédents : recettes d'interconnexion pour RTE, contribution des clients aux raccordements pour Enedis, etc. ;
- les charges de capital dites « normatives » : elles couvrent à la fois l'amortissement comptable des immobilisations et une rémunération « normative » des actifs et/ou des capitaux propres ;

<sup>5</sup> Tarification dite « timbre-poste » par analogie avec la tarification du courrier.

<sup>6</sup> Selon les termes de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

- l'impact financier des dispositifs de régulations dites « incitatives » : il s'agit de bonus ou de malus venant augmenter ou diminuer le revenu autorisé au-delà des charges nettes supportées par les gestionnaires ; ils sanctionnent l'atteinte d'objectifs en termes de maîtrise des coûts, de performance opérationnelle ou de qualité de service ;
- l'éventuel apurement programmé du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de la fin de la période tarifaire précédente.

L'atteinte de ce revenu dit autorisé passe par l'établissement de grilles tarifaires qui, notamment appliquées aux volumes de consommation d'électricité et aux puissances souscrites, permettent d'assurer à RTE et à Enedis des recettes tarifaires égalant ce revenu. Ces grilles sont applicables sur l'ensemble du réseau électrique, y compris la part de celui-ci géré par les ELD. Elles se sont traduites en 2023 par un tarif moyen équivalent à 47 €/MWh, soit un peu moins d'un quart du prix moyen hors TVA payé par les clients finals pour leur consommation d'électricité en 2023. Au périmètre d'Enedis, la recette tarifaire globale correspondante s'est élevée à 15,1 Md€ en 2023. RTE a quant à lui perçu une recette tarifaire de 4 Md€ en 2023, avant reversement exceptionnel aux usagers du réseau de transport (cf. *infra*).

À l'occasion de ce rapport, la Cour a analysé le poids du TURPE dans les prix supportés par les consommateurs d'électricité, ses évolutions récentes et les enjeux de ses futures évolutions à moyen terme au vu notamment des besoins croissants d'investissement dans les réseaux électriques (partie 1). Elle a cherché à qualifier la façon dont le cadre réglementaire fixé par la CRE permettait à RTE et à Enedis de couvrir leurs charges nettes d'exploitation moyennant par ailleurs le respect de certains standards de performance en termes de qualité de service et de coûts (partie 2). Elle a aussi examiné les justifications et la pertinence des modalités et des niveaux de rémunération du capital engagé par RTE et Enedis, en ce qu'ils représentent une part significative du revenu autorisé financé par le TURPE au-delà de la seule couverture des charges d'exploitation et qu'ils apparaissent déterminants dans l'équation du financement de l'importante hausse des dépenses d'investissement dans les 15 prochaines années (partie 3). Elle a enfin examiné le champ des dépenses couvertes par le TURPE et les enjeux de la répartition de leur financement entre les différents usagers des réseaux (partie 4).

Ces analyses ne visent pas à doubler le travail exhaustif et systématique réalisé par la CRE dans le cadre de la préparation du TURPE 7, notamment sur le bilan du TURPE 6 en termes de régulation et de structure tarifaire. Elles mettent en lumière certains aspects du cadre réglementaire, mais aussi réglementaire et législatif, qui pourraient justifier une évolution à court terme, notamment à l'occasion de la prochaine période tarifaire.

Dans le cadre de ce rapport, la Cour n'a par ailleurs examiné ni la pertinence ni la cohérence des programmes d'investissements d'Enedis et de RTE pour les 15 prochaines années, ni le degré de priorisation des projets au sein de ces programmes. Elle a pris comme une donnée les montants annoncés par les opérateurs, soit plus de 200 Md€ d'investissements cumulés d'ici à 2040, au regard des orientations générales de la transition énergétique. Seul l'impact de ses investissements annoncés sur le niveau du tarif, à moyen et long terme, est abordé dans le présent rapport

## 1 UN TARIF QUI VA DEVOIR COUVRIR DES COÛTS DE RÉSEAUX EN FORTE CROISSANCE

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est dû par tous les usagers reliés au réseau de transport ou de distribution. Il est directement acquitté par les détenteurs d'un contrat d'accès au réseau qui sont soit des producteurs d'électricité, soit des consommateurs finals soit des fournisseurs d'électricité. Dans ce dernier cas, les fournisseurs refacturent le tarif à leurs clients, consommateurs finals. Les usagers directement raccordés au réseau de transport s'acquittent du tarif dit « TURPE HTB » (cf. glossaire en annexe n°1) auprès du gestionnaire du réseau de transport (RTE au cas général) ; ceux directement raccordés au réseau de distribution s'acquittent du tarif du « TURPE HTA-BT » auprès d'Enedis ou des entreprises locales de distribution (ELD), gestionnaires du réseau local de distribution.

La structure des deux tarifs est complexe : elle se fonde sur la combinaison de plusieurs assiettes (cf. partie 4) : nombre de points de livraison, puissance souscrite, énergie soutirée ou injectée, etc. Néanmoins, à titre illustratif, il est possible de ramener la facture globalement acquittée aux volumes d'énergie soutirée sur le réseau afin de donner un équivalent en €/MWh au TURPE. Ce tarif équivalent est en augmentation régulière depuis 2017 et cette hausse risque de se poursuivre au vu notamment des prévisions d'investissement des gestionnaires de réseau pour les 15 prochaines années.

### 1.1 Une composante significative des prix de détail de l'électricité

Pour les clients raccordés au réseau de distribution, notamment les ménages, le TURPE HTA-BT représente ainsi en moyenne l'équivalent de 46,9 €/MWh en 2023<sup>7</sup>. Ce niveau a régulièrement augmenté depuis 2017 sous le double effet d'un accroissement des coûts des gestionnaires de réseau couverts par le tarif (« revenu autorisé » des gestionnaires, cf. *supra*) et d'une stagnation puis d'un recul des volumes d'électricité acheminés à travers le réseau, dans le sillage de la crise du covid-19 et de la hausse des prix de l'électricité en 2022 et 2023. L'augmentation s'élève au total à 26 % (+9,7 €/MWh) entre 2017 et 2023. Rapporté au prix de détail hors taxes, il en forme une part significative, historiquement supérieure à 40 % mais en net recul sur la période récente, en raison des hausses de la part « approvisionnement » des prix de détail, c'est-à-dire du prix de l'électricité elle-même<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Ce niveau intègre de fait le TURPE HTB supporté en amont par les gestionnaires de réseaux de distribution pour leurs soutirages depuis le réseau de transport. Cette charge de TURPE HTB devient une composante des coûts d'Enedis, couverte par son « revenu autorisé » et donc par le niveau du TURPE HTA-BT.

<sup>8</sup> Évolution dont les facteurs sont liés pour l'essentiel à la mise en œuvre du mécanisme de capacités, à l'écrêtement de l'ARENH et plus récemment à l'envolée des prix des marchés de gros.

**Tableau n° 1 : Poids moyen du TURPE HTA-BT dans le prix de l'électricité payé par les clients raccordés au réseau de distribution**

|   | 2017        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023        |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Recette globale d'Enedis au titre du TURPE HTA-BT (M€ courants) | 13 071      | 13 503      | 13 583      | 13 708      | 14 665      | 14 457      | 15 069      |
| Volume acheminé (TWh) par le réseau géré par Enedis             | 351         | 351         | 347         | 333         | 348         | 334         | 321         |
| <b>Équivalent moyen €/MWh</b>                                   | <b>37,2</b> | <b>38,5</b> | <b>39,1</b> | <b>41,2</b> | <b>42,1</b> | <b>43,3</b> | <b>46,9</b> |
| Prix moyen hors toutes taxes au détail *                        | 82,7        | 85,2        | 90,9        | 97,8        | 103,7       | 137,8       | 199,8       |
| <b>Part du TURPE</b>  | <b>45 %</b> | <b>45 %</b> | <b>43 %</b> | <b>42 %</b> | <b>41 %</b> | <b>31 %</b> | <b>23 %</b> |
| Prix moyen hors TVA au détail *                                 |             |             | 115,4       | 123,3       | 129,1       | 149,6       | 204,0       |
| <b>Part du TURPE</b>  |             |             | <b>34 %</b> | <b>33 %</b> | <b>33 %</b> | <b>29 %</b> | <b>23 %</b> |

\* le prix varie fortement selon la catégorie de consommateurs, ménages ou entreprises, et le volume comme le profil de consommation

Sources : Cour des comptes d'après délibérations CRE et données Eurostat

Pour les plus petits consommateurs, en particulier les ménages, éligibles aux tarifs règlementés de vente (TRV), ce dernier tarif, construit par empilement de composantes de coûts, identifie le poids du TURPE à travers une brique de coût d'acheminement, qui s'établissait à 61,5 €/MWh au second semestre 2023, soit 29 % du TRV hors taxes, pour une part historiquement plutôt de l'ordre de 40 à 45 %. Sur la facture TTC des ménages au TRV, la part du TURPE se situe historiquement à près de 30 %. Elle a nettement baissé en 2023 avec la hausse en valeur absolue de la part « approvisionnement » du TRV (+46 €/MWh entre août 2022 et août 2023).

**Tableau n° 2 : Poids moyen du TURPE HTA-BT dans le TRV bleu résidentiel**

| En €/MWh                                    | 2017        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023        |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Brique acheminement au 1 <sup>er</sup> août | 47,7        | 49,6        | 51,6        | 53,5        | 54,3        | 56,0        | 61,5        |
| TRV HT appliqué au 1 <sup>er</sup> août     | 108,4       | 109,1       | 119,5       | 125,4       | 128,6       | 161,1       | 212,7       |
| <b>Part du TURPE</b>                        | <b>44 %</b> | <b>45 %</b> | <b>43 %</b> | <b>43 %</b> | <b>42 %</b> | <b>35 %</b> | <b>29 %</b> |
| TRV TTC *                                   | 172         | 173         | 184         | 190         | 195         | 208         | 265         |
| <b>Part du TURPE</b>                        | <b>28 %</b> | <b>29 %</b> | <b>28 %</b> | <b>28 %</b> | <b>28 %</b> | <b>27 %</b> | <b>23 %</b> |

\* sous l'hypothèse d'une consommation annuelle de 5 000 kWh

Sources : Cour des comptes d'après délibérations et données CRE

Si l'essentiel des montants annuels de recettes générées par l'application du tarif TURPE HTB est acquitté par les gestionnaires des réseaux de distribution, certains clients industriels consommateurs d'électricité à forte puissance sont directement raccordés au réseau

de transport et n'acquittent alors que le TURPE HTB<sup>9</sup>. Ce dernier représente l'équivalent d'environ 10 €/MWh en moyenne. Il n'a augmenté que de 12 % entre 2017 et 2023. En outre, certains clients, en particulier les très gros consommateurs dits « électro-intensifs », bénéficient d'un abattement de TURPE, qui peut réduire de plus de 70 % le montant acquitté. Ainsi, la catégorie des clients professionnels consommant plus de 150 GWh par an ne supportait en moyenne qu'un tarif d'acheminement de 5,1 €/MWh en 2022 (cf. partie 4 *infra*).

**Tableau n° 3 : Poids moyen du TURPE HTB dans le prix de l'électricité payé par les clients raccordés au réseau de transport**

|   | 2017       | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023        |
|---|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Recette globale du TURPE HTB (M€ courants)  | 4 168      | 4 300       | 4 278       | 4 072       | 4 338       | 4 128*      | 4 035       |
| Volume soutiré (TWh)  | 432        | 424         | 415         | 401         | 411         | 392         | 371         |
| <b>Équivalent €/MWh soutiré</b>   | <b>9,7</b> | <b>10,1</b> | <b>10,3</b> | <b>10,1</b> | <b>10,5</b> | <b>10,5</b> | <b>10,9</b> |
| Part acquittée par Enedis (M€)  | 3 510      | 3 633       | 3 616       | 3 444       | 3 726       | 3 540       | 3 438*      |
| Estimation de la part acquittée par les clients raccordés au réseau de transport (hors gestionnaires de réseaux de distribution) (M€) | 395        | 395         | 391         | 370         | 333         |             |             |

\* avant déduction des avoirs accordés aux clients raccordés au réseau de transport au titre de 2022 (cf. *infra*)  
Sources : Cour des comptes d'après données CRE

## 1.2 Des évolutions de tarifs dépendant des charges des gestionnaires de réseau couvertes par la régulation et des volumes de consommation

La révision annuelle de la grille tarifaire du TURPE, dont la structure est fixée pour chaque période tarifaire, tient compte de la fixation définitive du niveau de revenu autorisé de RTE et d'Enedis et vise à ajuster le niveau global des recettes tarifaires au niveau de ce revenu autorisé, en tenant compte de l'évolution effective de l'assiette du TURPE (puissances souscrites et volumes d'énergie soutirée/produite). Elle intervient normalement au 1<sup>er</sup> août de chaque année.

Dès lors, les baisses de consommation qui se sont succédé depuis 2019 induisent des hausses tendancielle de tarifs, accrues par la forte augmentation du revenu autorisé d'Enedis en 2022 liée à l'indexation de ses charges d'exploitation sur l'inflation et à la très forte croissance du coût d'achat des pertes réseaux (cf. lexique en annexe n°2), elle-même induite par la très forte croissance des prix de gros sur le marché de l'électricité (cf. *infra*). En revanche, les charges d'accès au réseau de transport (TURPE HTB acquitté par Enedis), bien que fluctuantes selon les années, n'ont pas augmenté en tendance sur la période.

<sup>9</sup> Une partie marginale des recettes du TURPE HTB repose en sus sur les injections des producteurs, (0,23 €/MWh appliqué à environ 440 TWh, soit 100 M€).

**Tableau n° 4 : Évolution annuelle des tarifs TURPE HTA-BT**

|  | 2017            | 2018              | 2019             | 2020              | 2021              | 2022              | 2023               |
|--|-----------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Revenu autorisé définitif pour Enedis                                | 13 102          | 13 593<br>+3,74 % | 13 939<br>+2,54  | 14 153<br>+1,53 % | 14 629<br>+3,36 % | 15 612<br>+6,72 % | 16 029<br>+ 2,67 % |
| <i>Dont acquittement du TURPE HTB</i>                                | 3 510           | 3 633<br>+3,50 %  | 3 616<br>-0,47 % | 3 444<br>-4,75 %  | 3 726<br>+8,18 %  | 3 540             | 1 732*             |
| Volume acheminé (TWh)  | 351             | 351<br>+0,0 %     | 347<br>-1,13 %   | 333<br>-4,03 %    | 348<br>+4,50 %    | 334<br>-4,02 %    | 321<br>-3,89 %     |
| <b>Variation annuelle de la grille (Au 1<sup>er</sup> août N+1*)</b> | <b>- 0,21 %</b> | <b>+3,04 %</b>    | <b>+2,75 %</b>   | <b>+0,91 %</b>    | <b>+2,26 %</b>    | <b>+6,51 %</b>    | <b>+4,81 %</b>     |

\* compte tenu de la rétrocession de 1,7 Md€ par RTE.

\*\* en 2024, l'évolution annuelle interviendra au 1<sup>er</sup> novembre

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Les évolutions annuelles du TURPE HTB ont en effet été en moyenne nettement plus modérées que celles du TURPE HTA-BT jusqu'en 2022. Les usagers directement raccordés au réseau HTB (dont les gestionnaires de réseau de distribution) ont même bénéficié d'une rétrocession de 1,9 Md€ de la part de RTE en 2022, équivalente à un abattement ponctuel de 45 % de leur facture annuelle de TURPE. La forte augmentation tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2023, et celle prévue au 1<sup>er</sup> novembre 2024 viennent couvrir la hausse du coût des achats des pertes réseaux de RTE susmentionnée.

**Tableau n° 5 : Évolution annuelle des tarifs TURPE HTB**

|   | 2017           | 2018             | 2019            | 2020            | 2021             | 2022           | 2023           |
|---|----------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|----------------|----------------|
| Revenu autorisé définitif pour RTE                                    | 4 258          | 4 265<br>+0,16 % | 4 150<br>-2 70% | 4 042<br>-2,61% | 4 136<br>+2,32 % | 2 465*<br>n.s. | 4 182<br>n.s.  |
| Volume acheminé (TWh)   | 432            | 424<br>-1,86%    | 415<br>-2,13%   | 401<br>-3,38%   | 411<br>+2,49%    | 392<br>-4,62%  | 371<br>-5,36 % |
| <b>Variation annuelle de la grille (Au 1<sup>er</sup> août N+1**)</b> | <b>+ 3,00%</b> | <b>+2,16 %</b>   | <b>-1,08 %</b>  | <b>+1,09 %</b>  | <b>-0,01 %</b>   | <b>+6,69 %</b> | <b>+4,99 %</b> |

\* le revenu autorisé de 2022 intègre la forte hausse des recettes d'interconnexion perçues par RTE (cf. lexique en annexe n°2) pour un effet de 1,9 Md€. Mais ces recettes ont été rétrocédées immédiatement aux usagers du réseau de transport par des transferts financiers ad hoc (cf. partie 2 infra), et n'ont pas eu d'impact sur l'évolution de la grille tarifaire.

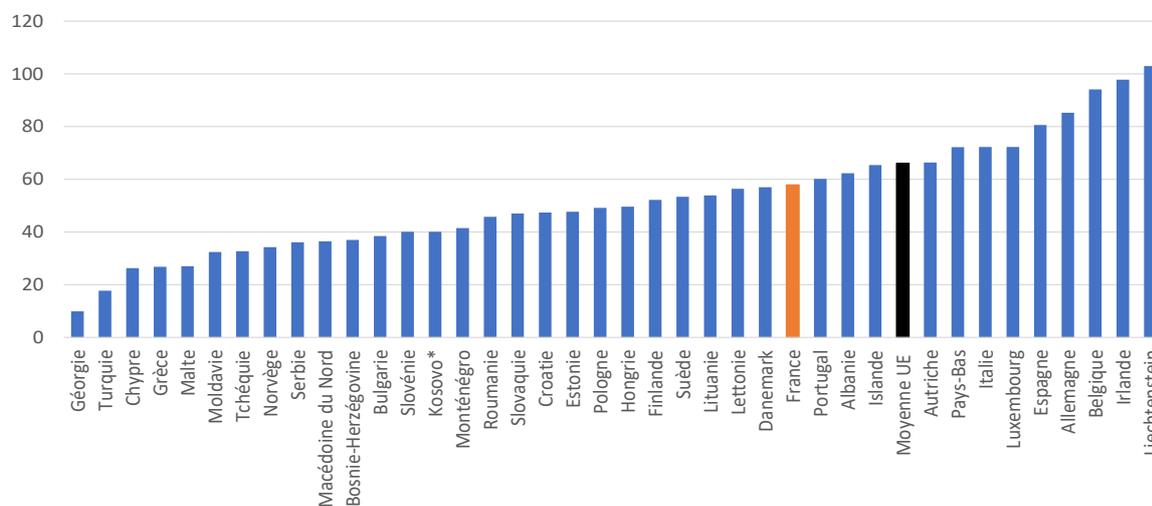
\*\* en 2024, l'évolution annuelle interviendra au 1<sup>er</sup> novembre

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

### 1.3 Un TURPE proche de la moyenne des tarifs d'acheminement constatés dans l'Union européenne

Selon les données d'Eurostat, pour les ménages, la part représentative des tarifs d'acheminement dans les prix de détail de l'électricité en France reste légèrement inférieure à la moyenne européenne (57,9 €/MWh contre 66,1 €/MWh en 2022). Certains de nos principaux voisins, l'Espagne, l'Allemagne et la Belgique affichent néanmoins des tarifs d'utilisation des réseaux nettement supérieurs pour les ménages : respectivement 80,6 85,3 et 94,1 €/MWh.

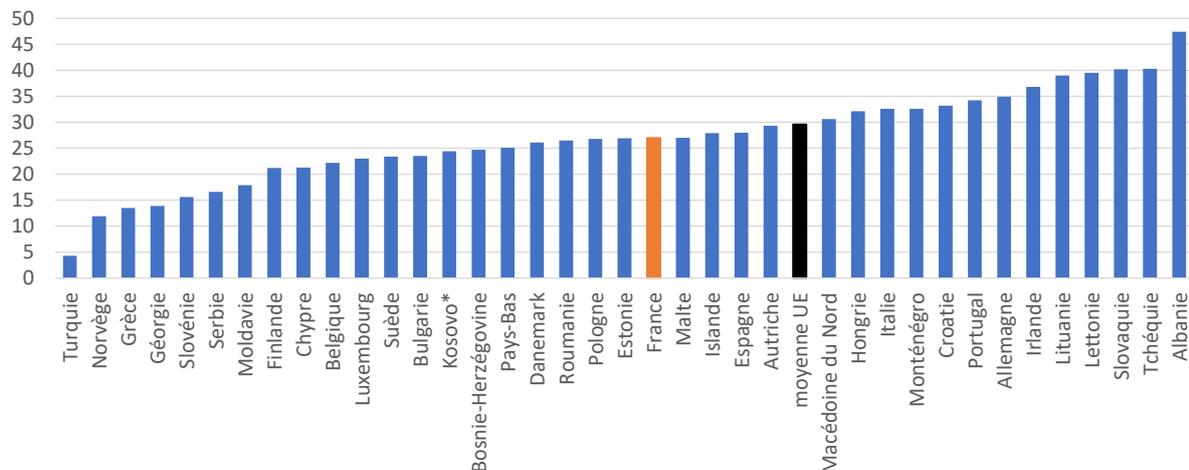
**Graphique n° 1 : Niveaux comparés des tarifs d'utilisation des réseaux incorporés aux prix de détail pour les ménages en 2022 (en €/MWh)**



Sources : Cour des comptes d'après données Eurostat

S'agissant des clients professionnels, qu'ils soient raccordés directement au réseau de transport ou au réseau de distribution, la hiérarchie des tarifs de réseau supportés dans les prix est sensiblement la même. Avec un tarif moyen de 27 €/MWh en 2022, la France est mieux placée que l'Allemagne (34,9 €/MWh) ou l'Italie.

**Graphique n° 2 : Niveaux comparés des tarifs d'utilisation des réseaux incorporés aux prix de détail pour les clients professionnels en 2022 (en €/MWh)**



Sources : Cour des comptes d'après données Eurostat

Néanmoins, ces données comparatives doivent être maniées avec précaution et leur interprétation reste délicate. En effet, les écarts relevés peuvent provenir de multiples facteurs, dont certains sont purement géographiques comme la densité moyenne des points de livraison ou d'injection ou l'éloignement des zones de production et des zones de consommation. Ils peuvent aussi refléter des efforts ou des besoins de renouvellement ou de maintenance différents en fonction de l'état et de l'âge des réseaux, ou encore des besoins de pilotage (gestion des congestions notamment) différents. Par ailleurs, ils peuvent traduire des différences dans le partage de financement des coûts de raccordement entre contributions financières directes des bénéficiaires et prise en charge par le tarif d'acheminement.

Enfin, ils peuvent être mis en regard de la qualité de service délivrée en contrepartie, et notamment des résultats obtenus en termes de continuité et de qualité d'alimentation. Aux fins de comparaisons internationales, le CEER<sup>10</sup> publie chaque année des indices de durée moyenne d'interruption en minutes par consommateur final et par an<sup>11</sup>. Sur ces bases, l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) constatait ainsi en 2019 que, sur le domaine de la moyenne et de la basse tension, l'indice allemand restait en 2016 inférieur à 15 mn quand l'indice français dépassait 45 mn<sup>12</sup>. Parallèlement, le taux d'enfouissement des lignes s'avérait nettement supérieur en Allemagne (plus de 80 % contre moins de 50 % sur la moyenne et basse tension).

Le rapport du CEER de décembre 2022 confirme qu'en 2018 l'indice de durée moyenne d'interruption tous domaines de tension confondus témoigne d'une moindre performance en France qu'en Allemagne mais aussi qu'en Autriche et au Danemark, et une performance comparable à l'Espagne et à l'Italie. Néanmoins, les méthodologies de calcul des durées de

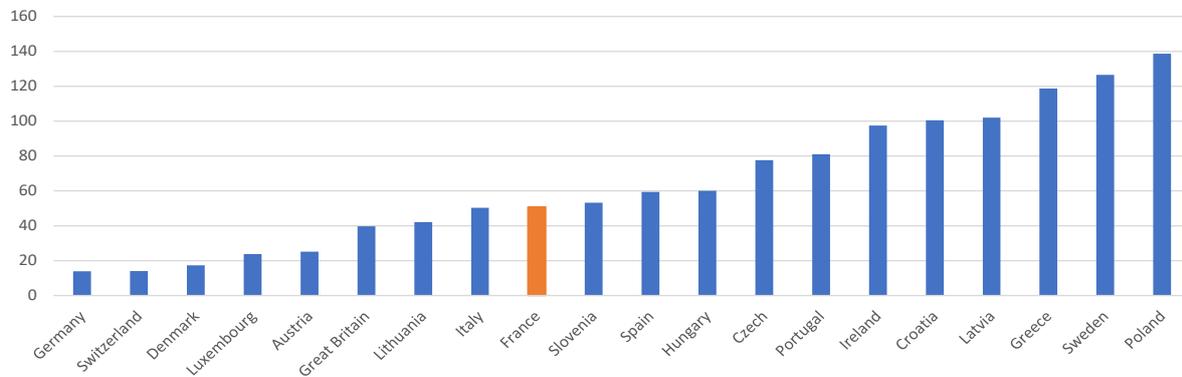
<sup>10</sup> Le conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*)

<sup>11</sup> indice SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*).

<sup>12</sup> « *Fiabilité d'approvisionnement, qualité de tension et coûts* » Étude comparative des réseaux électriques en France et en Allemagne, Avril 2019.

coupures peuvent varier d'un pays à l'autre. Par ailleurs, la réglementation applicable peut aussi influencer sur ces durées<sup>13</sup>. Enfin, selon la densité des clients desservis, l'atteinte d'une même qualité d'alimentation peut présenter un bilan coûts/avantages très variable.

**Graphique n° 3 : Indice 2018 de la durée moyenne d'interruption non programmée (hors événements exceptionnels) en minute par client et par an**



Sources : Cour des comptes d'après données du CEER.

Sur le réseau de très haute tension (>220 kV) spécifiquement, une étude commandée par RTE montre que le réseau français figure parmi les plus performants en Europe en termes de temps de coupure moyen (données 2004-2015) avec 0,5 mn contre par exemple 0,8 mn au Royaume-Uni ou 1,4 mn en Espagne.

## 1.4 Les perspectives liées au financement des investissements sur le réseau électrique

### 1.4.1 Les projections d'investissement affichées par les gestionnaires de réseaux

Dans le cadre de ce rapport, la Cour n'a pas procédé à une analyse du contenu des programmes d'investissement en cours d'élaboration par les gestionnaires de réseau, ni à un examen du bien-fondé des évaluations des montants nécessaires au développement, au renouvellement et à l'entretien des réseaux, ou des efforts de priorisation opérés entre les différents projets d'investissement. Du reste, les documents de programmation prévus par la loi (schéma décennal de développement du réseau pour RTE et plan de développement du réseau pour Enedis) n'ont pas encore été transmis par les opérateurs au régulateur.

---

<sup>13</sup> Par exemple, la réglementation allemande autorise, en cas d'incident, des interventions sur des lignes parcourues par un courant de court-circuit, ce qui évite la coupure de tous les clients d'une zone.

### **La programmation des investissements dans les réseaux électriques**

S'agissant de la programmation des investissements de RTE, la loi prévoit que la CRE examine le schéma décennal de développement du réseau (SDDR)<sup>14</sup> et s'assure que, d'une part, il couvre bien tous les besoins en matière d'investissements, induits en particulier par les orientations de la PPE et par les schémas régionaux de raccordements au réseau des EnR (S3REnR), et, d'autre part, reste cohérent avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP ») au niveau européen. Au-delà, la CRE rappelle que « [son] examen du SDDR de RTE n'a toutefois pas pour objet d'approuver une enveloppe financière, mais de valider les méthodes d'analyse des besoins et de choix d'investissements de RTE. Le schéma décennal de RTE, couplé aux orientations de la CRE, fonde la doctrine d'investissements de RTE sur laquelle la CRE se basera pour analyser les projets d'investissements qui lui seront soumis ».

En effet, la CRE dispose par ailleurs d'une compétence d'approbation annuelle des investissements de RTE<sup>15</sup>. Dans ce cadre, la CRE « veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire ». Elle peut mettre en demeure RTE de réaliser les investissements prévus au schéma décennal.

Par ailleurs, lors de l'élaboration de ses programmations d'investissement, RTE veille à ce que les projets qu'il propose présentent une valeur actuelle nette (VAN) positive. Pour le calcul de cette VAN, RTE utilise un taux d'actualisation qu'elle considère comme adapté au contexte de l'évaluation des projets d'investissement publics (actuellement 4,5 %<sup>16</sup>). Cette façon de faire de RTE paraît, du reste, pleinement justifiée au regard du caractère public du réseau d'électricité. Comme l'indique RTE, « selon ce principe d'analyse, tous les investissements utiles à la collectivité sur le temps long doivent être engagés »<sup>17</sup>.

Pour Enedis, une nouvelle obligation, qui résulte de la directive 2019/44 et a été transposée dans l'article L.322-11 du code de l'énergie, consiste à réaliser tous les deux ans un plan de développement des réseaux de distribution, qui porte sur 5 à 10 ans. Ce plan doit être soumis à la CRE, qui peut en demander la modification. Néanmoins, les conditions dans lesquelles ces demandes de modification peuvent intervenir doivent être précisées dans un décret d'application prévu par l'article L. 322-11 du code de l'énergie qui n'a toujours pas été publié nonobstant la recommandation en ce sens formulée par la Cour dans son rapport public annuel 2024<sup>18</sup>.

Par ailleurs, à la maille territoriale, les nouveaux contrats de concession conclus entre Enedis et les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) prévoient l'établissement régulier de programmes pluriannuels d'investissement déclinés par une succession de programmes annuels. En tout état de cause, les nouveaux raccordements sont

<sup>14</sup> Le SDDR produit par RTE en 2019, dernier SDDR en date en attendant juin 2024, a ainsi été examiné par la CRE, qui a rendu un avis favorable par délibération en date du 20 juillet 2020.

<sup>15</sup> Cf. articles L.134-3 et L.321-6 du code de l'énergie.

<sup>16</sup> Pour un projet d'investissement dont les risques seraient exactement corrélés à la richesse économique (PIB), le guide de l'évaluation socio-économique des investissements publics recommande désormais un taux de 3,2 % en termes réels jusqu'en 2070 et 4,5 % au-delà.

<sup>17</sup> Cf consultation publique sur le prochain SDDR.

<sup>18</sup> Recommandation n° 3, page 383, tome 1, Cour des comptes, Rapport Public Annuel 2024.

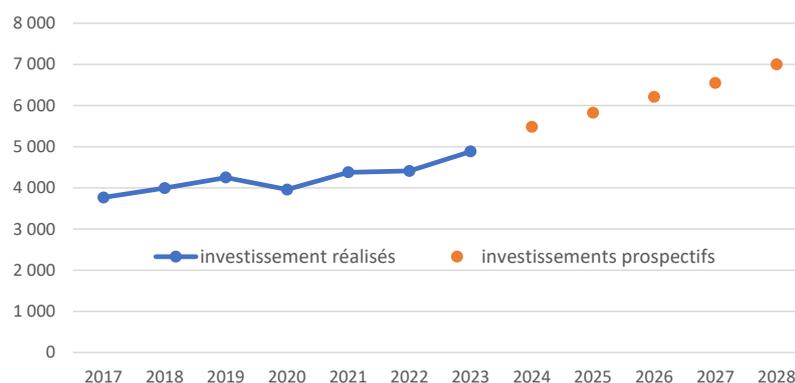
des travaux dits "contraints", c'est-à-dire que le propriétaire et l'exploitant du réseau n'en maîtrisent pas le calendrier et doivent y répondre "au fil de l'eau".

La Cour a pris comme une hypothèse de travail les éléments prospectifs présentés à ce jour par les gestionnaires.

Ainsi, au périmètre d'Enedis et du TURPE HTA-BT, d'après le document préliminaire de janvier 2023 au plan de développement du réseau (PDR), le niveau annuel d'investissement devait augmenter de 23 % entre 2022 et 2027 (+1 Md€), pour atteindre 5,5 Md€<sub>2021</sub> en 2027. En mars 2023<sup>19</sup>, Enedis a par ailleurs annoncé un montant total cumulé d'investissements de 96 Md€<sub>2021</sub> à l'horizon 2040.

Depuis, dans son dossier de demande tarifaire en vue du TURPE 7, Enedis table désormais sur un montant annuel d'investissement atteignant 6,5 Md€ en 2027 et 7 Md€ en 2028. Ces montants, exprimés cette fois en euros courants, traduisent notamment la forte inflation intervenue depuis 2021 mais aussi l'accélération des demandes de raccordement des producteurs photovoltaïques.

**Graphique n° 4 : Évolution passée et prévisionnelle des investissements annuels d'Enedis (en M€ courants)**

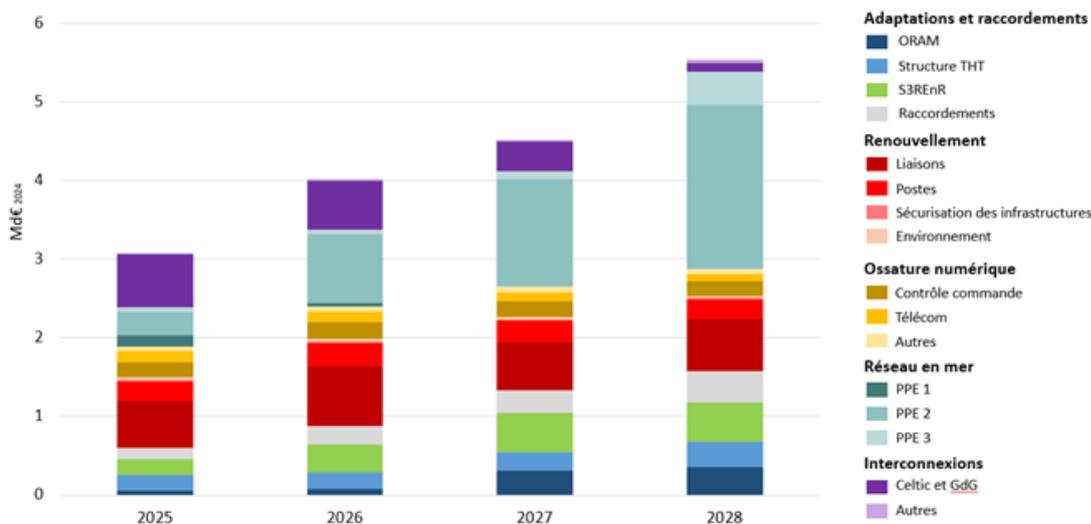


Sources : Cour des comptes d'après données CRE (2017-2022) et dossier de demande tarifaire d'Enedis (2023-2028).

S'agissant de RTE, si les montants annuels d'investissements sont en retrait en 2021 et 2022 par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 6, avec un montant réalisé de 1,7 Md€ en 2022 et de 2 Md€ en 2023 (dont 1,7 Md€ sur le réseau à proprement parler), les perspectives à moyen terme, publiées par l'opérateur en janvier 2023 dans l'attente du prochain schéma décennal de développement du réseau (SDDR) affichaient une augmentation de 1,4 Md€ des dépenses d'investissement annuelles à l'horizon 2030 (dont +0,8 Md€ dès 2026) sur les lignes, les postes et le système de contrôle-commande. D'après les éléments les plus récents fournis par RTE à l'appui de sa demande tarifaire en vue du TURPE 7, les investissements totaux annuels de RTE pourraient être portés à 4,5 Md€<sub>2024</sub> dès 2027 et à 5,5 Md€<sub>2024</sub> en 2028, marquant notamment l'accélération des raccordements de parcs éoliens en mer, comme le montre le graphique ci-dessous

<sup>19</sup> Relevé dans le communiqué de presse d'EDF du 28 avril 2023.

Graphique n° 5 : Évolution des investissements annuels prévisionnels de RTE



Sources : RTE

Dans son document de consultation publique préparatoire au prochain SDDR, mis en ligne en février 2024, RTE évalue à environ 100 Md€ d'ici 2040 les besoins d'investissements sur son réseau et souligne plusieurs enjeux nouveaux pour le développement, le renforcement et l'entretien de ce réseau :

- un programme de raccordement inédit depuis la création de RTE, qui appelle de la part du gestionnaire une véritable planification industrielle ; il concerne à la fois de nouveaux moyens de production et de nouveaux clients industriels énergivores (électrification des hauts fourneaux, méga-usines de batteries, électrolyseurs, etc.) ;

- un besoin de renforcement des lignes très haute tension pour faire transiter les flux entre les principales zones de production, tenant compte des moyens nouvellement raccordés (éolien en mer en particulier), et les principales zones de consommation et éviter des coûts de congestion excessifs<sup>20</sup>;

- une adaptation au changement climatique qui suppose la mise en œuvre d'un programme de renouvellement des infrastructures dans le même temps<sup>21</sup>.

Des enjeux de calendrier conduiront RTE à devoir prendre des décisions d'investissement, et à contracter avec des fournisseurs, dans un environnement incertain :

- les renforcements du réseau prennent potentiellement plus de temps de mise en œuvre que l'installation de moyens de production ou de sites de consommation industriels. Ils sont ainsi susceptibles d'être engagés avant que RTE ne dispose d'une vision stabilisée des

<sup>20</sup> L'Allemagne a notamment supporté 4 Md€ de coûts de congestion interne en 2022 lié à l'éloignement des zones de production et des zones de consommation et au retard pris dans la restructuration de son réseau.

<sup>21</sup> Cf. rapport public annuel 2024 de la Cour des comptes, chapitre 4 « L'adaptation au changement climatique des réseaux de transport et de distribution d'électricité ». <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2024-03/20240312-RPA-2024-CDVI-adaptation-reseaux-transport-distribution-electricite.pdf>

raccordements des sites en question, ce qui peut accroître le risque de sur ou sous-dimensionnement ;

- des tensions sur l'approvisionnement de certains matériels (câbles aériens, transformateurs de puissance, notamment) ont été observées par RTE avec des délais de livraison triplés depuis 2021, ce qui peut conduire à anticiper encore plus les commandes ou à contractualiser sur longue période avec certains fournisseurs.

Ces enjeux sont susceptibles de rejaillir sur les modalités de couverture des coûts d'investissement par le TURPE dans la mesure où ils conduiraient à dimensionner de façon plus incertaine les trajectoires pluriannuelles d'investissement, à accroître le risque de devoir constater l'existence de coûts échoués et à rigidifier les engagements vis-à-vis des fournisseurs sur plus long terme.

## 1.4.2 Les perspectives tracées par les pouvoirs publics

La ministre de la Transition énergétique a transmis en octobre 2023 à la CRE les orientations de politique énergétique susceptibles de guider l'élaboration du cadre tarifaire du TURPE 7. Parmi ces orientations et leurs conséquences, figurent la nécessité d'« *une anticipation de la réalisation des ouvrages de raccordement les plus significatifs* » et la recherche d'une « *adéquation du dimensionnement [des] réseaux avec les besoins de long terme* ». Ces anticipations concerneraient notamment le raccordement des parcs éoliens en mer, côté injection, et celui des infrastructures de recharges pour véhicules électriques, côté soutirage. Cette évolution correspondrait par ailleurs aux dispositions de la révision en cours du règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019 qui devrait consacrer l'inclusion de tels investissements anticipés dans les coûts éligibles à une couverture par les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution.

Ces orientations ont des conséquences directes sur la nature et le volume des investissements que la CRE sera amenée à valider dans le cadre des programmes annuels d'investissement de RTE, ou sur les investissements qui seront inclus dans les plans de développement des réseaux de distribution, soumis à la CRE. Elles pourraient aussi avoir des impacts sur le volume des coûts échoués que pourraient devoir constater RTE et Enedis, par exemple ceux imputables à des frais d'études ou de travaux devenus sans suite, du fait par exemple de l'échec de l'implantation de projets industriels.

Mais ce courrier de la ministre invite aussi la CRE à adapter le mode de couverture des charges de capital au sein du TURPE HTA-BT, afin de limiter le besoin de financement à venir d'Enedis, semble-t-il : au lieu d'une couverture au rythme des amortissements des ouvrages immobilisés, le courrier envisage une « *prise en charge immédiate par le TURPE d'une partie des investissements annuels d'Enedis, qui ne seraient par conséquent plus rémunérés dans la base d'actifs régulés de l'opérateur* ».

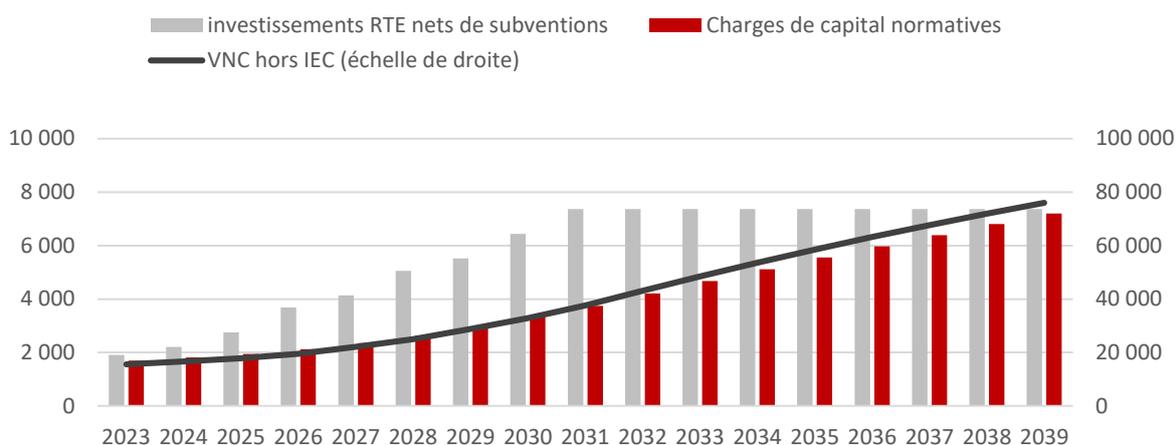
### 1.4.3 Les conséquences potentielles sur les tarifs

#### 1.4.3.1 L'augmentation à venir des charges de capital de RTE et d'Enedis et sa traduction tarifaire

Les trajectoires prévisionnelles d'investissement annoncées à ce stade par RTE et Enedis conduisent à projeter une hausse progressive de la base d'actifs régulés (BAR) rémunérée par le TURPE et des amortissements couverts par le tarif.

En ce qui concerne RTE, moyennant certaines hypothèses<sup>22</sup>, selon les calculs de la Cour et à seule fin d'illustration, la BAR, aujourd'hui de 16 Md€, pourrait doubler entre 2023 et 2030, et même atteindre 80 Md€ à l'horizon 2040. Compte tenu de la hausse associée des amortissements, les charges de capital couvertes par le TURPE HTB pourraient ainsi, toutes choses égales par ailleurs s'agissant des taux de rémunération appliqués, doubler entre 2022 et 2030 pour RTE. Cette hausse correspondrait alors à un surcroît de revenu autorisé annuel de 1,5 Md€ en 2030 pour le gestionnaire de réseau de transport.

**Graphique n° 6 : Projection illustrative réalisée par la Cour sur les conséquences de la hausse à venir des investissements de RTE (en Md€<sub>2024</sub>)**



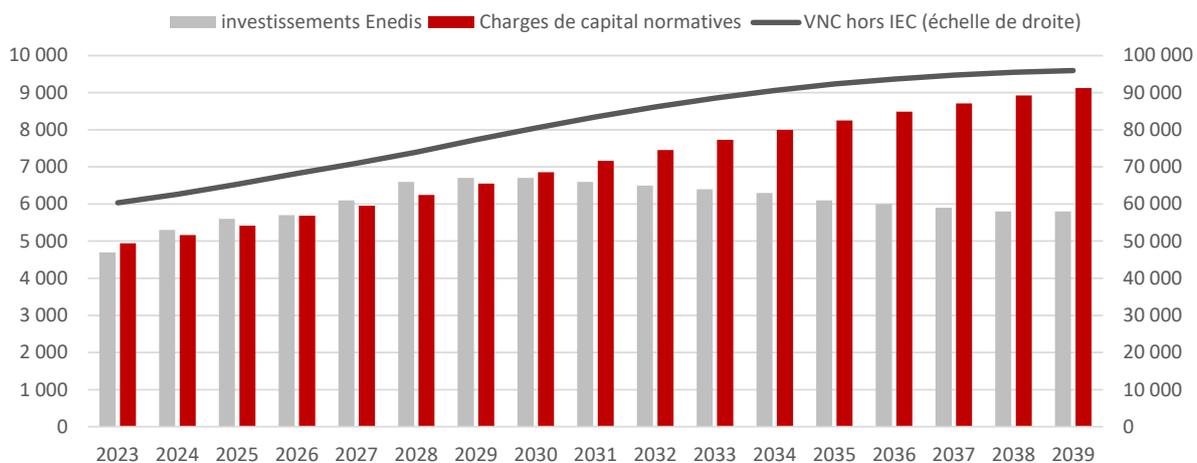
*Note : le montant des charges de capital normatives est calculé en retenant les taux actuels de rémunération des actifs de RTE par le TURPE 6. La VNC est augmentée chaque année des investissements annuels projetés. La durée d'amortissement moyenne retenue est prise 35 ans. Les investissements annuels sont nets d'une part de subventions d'investissement pris à 8% de façon forfaitaire, traduisant les contributions financières des bénéficiaires aux raccordements.*

*Sources : calculs Cour des comptes*

<sup>22</sup> La Cour a considéré la chronique des investissements fournie par RTE jusqu'en 2028, puis a réparti le solde des investissements à réaliser jusqu'en 2040 en raisonnant en euros constants de 2024 (par rapport à l'enveloppe indicative de 100 Md€ de RTE, que l'on a considéré comme exprimée en euros de 2024) selon une chronique forfaitaire, ce qui conduit à des investissements bruts annuels de 8 Md€ pour RTE à partir de 2031, soit des investissements nets de près de 7,5 Md€, après déduction de subventions d'investissement.

En ce qui concerne Enedis, moyennant aussi certaines hypothèses<sup>23</sup>, selon les calculs de la Cour et à seule fin d'illustration, la base totale d'actifs d'Enedis pourrait augmenter de près de 40 % d'ici 2030. Compte tenu de la hausse associée des amortissements, les charges de capital couvertes par le TURPE HTA-BT pourraient ainsi, toutes choses égales par ailleurs s'agissant des taux de rémunération appliqués, augmenter de près de 40 %. Cette hausse correspondrait alors à un surcroît de revenu autorisé annuel de 1,9 Md€ en 2030 pour le gestionnaire de réseau de distribution.

**Graphique n° 7 : Projection illustrative réalisée par la Cour sur les conséquences de la hausse à venir des investissements d'Enedis (en Md€<sub>2024</sub>)**



*Note : le montant des charges de capital normatives est calculé en retenant un taux de rémunération de 3 % appliqué à la valeur nette comptable (VNC) totale hors immobilisations en cours (IEC). La VNC est augmentée chaque année des investissements annuels projetés et de 750 M€ de remises gratuites des AODE. La durée d'amortissement moyenne retenue est 35 ans.*

*Sources : calculs Cour des comptes*

À volume de transit et de consommation électrique inchangé, ces hausses de revenus tarifaires se traduiraient en moyenne par une augmentation d'environ 10 €/MWh (+25 %) de la facture des clients raccordés au réseau de distribution à l'horizon 2030. Toutefois, ces investissements ont en grande partie pour but de répondre à une hausse attendue de la consommation d'électricité. Si cette hausse s'avérait conforme aux scénarios de référence de RTE dans son bilan 2023, l'augmentation moyenne de tarif résultant de la hausse des investissements serait ramenée à un niveau compris entre 2 à 4 €/MWh, ce qui correspond peu ou prou à la hausse constatée entre 2017 et 2022 du TURPE unitaire moyen HTA-BT<sup>24</sup>. Cette hausse s'ajoutera néanmoins aux effets qu'aura par ailleurs l'évolution des charges

<sup>23</sup> La Cour a considéré la chronique des investissements fournie par Enedis jusqu'en 2028, puis a réparti le solde des investissements à réaliser jusqu'en 2040 en raisonnant en euros constants de 2024 (par rapport à l'enveloppe de 96 Md€<sub>2021</sub> d'Enedis, équivalente à environ 108 Md€<sub>2024</sub> net des participations reçues de tiers) selon une chronique forfaitaire, ce qui conduit à des investissements reculant de 7 à 6 Md€ annuels pour Enedis entre 2030 et 2035.

<sup>24</sup> Cette hausse était majoritairement liée à l'augmentation des charges d'exploitation hors capital.

d'exploitation des réseaux sur le revenu autorisé, ainsi qu'à l'effet de l'inflation sur les dépenses d'investissement.

En tout état de cause, dans le cadre réglementaire actuel, la partie des hausses de consommation imputable aux gros consommateurs professionnels (méga-usines de batteries, production d'acier « vert » ou d'électro-carburant) bénéficiant d'abattements de TURPE (cf. partie 4 *infra*), conduira à faire supporter des hausses de tarifs aux autres usagers du réseau.

Par ailleurs, RTE considère à ce stade qu'un programme d'investissement de 100 Md€ d'ici 2040 représente une évaluation déjà contrainte des besoins globaux du réseau de transport et qu'elle suppose de procéder à des abattements sur les demandes de raccordement, de renoncer ou différer certaines infrastructures et de pousser les solutions d'écrêtements de production pour limiter les besoins de renforcement. Néanmoins, il n'est par ailleurs pas exclu que, sur certaines zones, le fait de procéder à des investissements par anticipation des besoins de raccordement aboutisse à un surdimensionnement en principe temporaire et ponctuel du réseau.

#### 1.4.3.2 Des arbitrages à opérer en vue du financement des programmes massifs d'investissement de RTE et d'Enedis sur la prochaine décennie

L'augmentation rapide des volumes annuels d'investissement, telle que projetée par RTE et Enedis, pourrait conduire, toutes choses égales par ailleurs, à une nette augmentation de l'endettement de ces deux entreprises qui risque de se traduire à moyen terme par une détérioration de leurs conditions d'emprunt. Les usagers des réseaux auraient alors à supporter *via* le TURPE un renchérissement de la rémunération des prêteurs privés. Dans ces conditions, les enjeux de financement de ces programmes d'investissement peuvent poser la question d'un arbitrage entre politique de dividendes et maîtrise du TURPE.

Pour RTE, en effet, à principe de couverture des charges de capital par le TURPE inchangé, pour des actifs s'amortissant sur plus de 40 ans, le quasi-triplement du volume d'investissements annuels qu'anticipe l'entreprise d'ici 2028 ne s'accompagnerait au mieux que d'un doublement du revenu autorisé au titre des charges de capital. Dans son dossier initial de demande tarifaire en vue du TURPE 7, RTE anticipe ainsi une très forte augmentation de son endettement, qui passerait de 11 à plus de 18 Md€ entre 2024 et 2028, soit une augmentation de 4 points de son ratio dette/BAR. Or l'évolution des ratios financiers de RTE aura une influence sur la notation de sa dette et donc ses conditions d'emprunt. À ce titre, la minimisation du risque de détérioration de ces conditions d'emprunt peut être considérée comme un objectif de premier rang pour les pouvoirs publics. Dans ces conditions, à moins de trouver les moyens de renforcer, toutes choses égales par ailleurs, les garanties dont bénéficie la dette de RTE et que ce renforcement ait un effet suffisant, il conviendrait de contenir l'évolution des ratios financiers de l'entreprise.

Contenir l'évolution des ratios financiers peut être obtenu soit en agissant sur la couverture des charges de capital par le TURPE, soit en réduisant le montant des dividendes distribués aux actionnaires ou en procédant à une augmentation de capital de RTE.

### **Une diversité de modalités de financement parmi les GRT européens**

RTE a commandé en 2024 une étude sur les modalités de financement des plans d'investissement des principaux gestionnaires de réseau de transport européens. Comme la France, de nombreux pays européens font en effet face à d'importants investissements à venir : plus de 260 Md€ pour l'Allemagne d'ici 2037, près de 140 Md€ pour la Grande-Bretagne d'ici 2035, 70 Md€ pour les Pays-Bas d'ici 2033.

Cette étude montre que toute la palette des mesures est envisagée.

Certains GRT vont bénéficier d'augmentations de capital (Belgique, Pays-Bas, Royaume-Uni), certains prévoient des cessions d'actifs (Pays-Bas, Espagne) ou ont réduit leurs remontées de dividendes (Suisse, Grande-Bretagne). Plusieurs GRT ont par ailleurs un ratio dividendes/revenus nets inférieur à 50 %, notamment Tennet (Pays-Bas, Allemagne) à 35 %.

Certains pays ont par ailleurs adopté des modalités particulières de financement des raccordements en mer : octroi de taux de rémunération majorés sur ces actifs (Belgique, Pays-Bas), contribution spécifique prélevée sur les consommations d'électricité et couvrant en *pass-through*<sup>25</sup> les OPEX et CAPEX (contribution qui a atteint 7 €/MWh en Belgique).

Sauf à procéder à une augmentation de capital, l'arbitrage réside aujourd'hui entre l'accroissement à court et moyen terme de la contribution financière des usagers et la réduction des dividendes versées aux actionnaires.

La Cour considère que, dans la mesure où le TURPE a vocation à financer avant tout les réseaux électriques et où les dividendes distribués par RTE vont financer d'autres activités, la maîtrise des ratios financiers de RTE doit en premier lieu passer par un réexamen des politiques actuelles de distribution des dividendes. C'est du reste le sens de la recommandation déjà formulée par la Cour en 2021 dans ses observations définitives sur RTE, et au vu des seules hausses des dépenses d'investissement à venir, d'« *ajuster la politique de distribution de dividendes pour préserver dans la durée la capacité d'autofinancement de l'entreprise en fonction de la trajectoire des investissements à financer* ».

Si la réduction significative des dividendes ne suffisait pas à garantir une trajectoire soutenable d'évolution des ratios financiers de RTE, une action sur les modalités de couverture des dépenses d'investissement par les usagers serait à étudier, en considérant non seulement le tarif mais aussi le niveau des contributions financières aux raccordements (cf. partie 4 *infra*). En effet, réduire par exemple les taux de réfaction en vigueur sur certains types de raccordement conduirait à accroître à court terme les fonds propres de RTE. De la même façon, si la piste d'une prise en charge « *en pass-through*<sup>26</sup> » des investissements, comme suggéré pour Enedis par le courrier de la ministre de la transition énergétique adressé à la CRE en octobre 2023 (cf. *supra*), était appliquée à RTE, elle permettrait, au prix cette fois d'une augmentation à court et moyen terme du TURPE HTB, pour l'essentiel supportée par Enedis avant sa prise en compte dans le TURPE HTA-BT, d'améliorer les ratios financiers de RTE.

En revanche, le besoin de financement des gestionnaires de réseau ne doit pas conduire à instrumentaliser la fixation du niveau de rémunération des actifs des opérateurs, et notamment

---

<sup>25</sup> C'est-à-dire en couvrant immédiatement et intégralement les dépenses d'investissement de l'année, plutôt qu'une couverture étalée dans le temps au rythme de l'amortissement des ouvrages.

<sup>26</sup> Cf. note de bas de page précédente.

à surestimer les risques auxquels ses opérateurs sont exposés ou à viser des niveaux de rémunérations ne reflétant pas la réalité de ces risques (cf. 3.2.2 *infra*).

Or, dans son dossier de demande tarifaire en vue du TURPE 7, RTE a proposé de conserver les principes actuels de calcul de son coût moyen pondéré du capital (CMPC) et d'ajouter des primes de risques pour certains investissements (raccordements *off-shore*), d'accroître le niveau de rémunération des immobilisations en cours (IEC) et de rémunérer l'assiette des subventions d'investissement reçues, au titre du risque industriel supporté. Ces propositions visent à préserver la capacité de financement de RTE sans remettre en cause la politique de dividendes de son actionnaire.

Enedis, pour sa part, projette également une forte augmentation de ses investissements annuels (cf. partie 1 *supra*). Toutefois, ses ratios initiaux d'endettement sont nettement plus favorables (dette financière de 4,9 Md€ fin 2023, soit 8 % de la base d'actifs totale) et il s'endette jusqu'à présent directement auprès de son actionnaire unique, EDF. À cadre réglementaire inchangé, la question de la capacité d'Enedis à financer la montée en puissance de ses investissements sur les 15 prochaines années semble moins préoccupante que pour RTE.

Pour autant, dans son dossier de demande tarifaire en vue du TURPE 7, Enedis a proposé des évolutions du mode de couverture de ses charges de capital par le TURPE qui se traduirait par une augmentation de 3,1 Md€ en cumulé sur 2025-2028 de la masse des recettes tarifaires à faire supporter aux usagers des réseaux (cf. 3.1.2. *infra*). Cette proposition permettrait de limiter à 2,2 Md€ la progression de son endettement financier net sur la période du TURPE 7, et de verser dans le même temps un cumul de 6 Md€ de dividendes à son actionnaire. En outre, comme Enedis le souligne, sur la base du mode de calcul actuel de la rémunération de ses actifs, à valeur totale de ses actifs donnée, plus son ratio d'endettement effectif est faible, plus la rémunération de ses charges de capital par le TURPE est élevée. Au premier ordre cependant, c'est bien l'augmentation immédiate de 3 Md€ de revenu autorisé à couvrir par le tarif qui poserait question dans la mesure où la limitation de la progression de l'endettement pourrait être obtenue plutôt par une réduction du taux actuel de distribution des dividendes. Si l'on considère que le TURPE a pour seule vocation de financer les réseaux électriques, à objectif de trajectoire d'endettement donnée, il conviendrait de revoir la politique de dividendes plutôt que de rechercher à accroître les résultats nets d'Enedis par une hausse des tarifs d'acheminement.

Aussi, pour RTE comme pour Enedis, la tenue d'une trajectoire soutenable de financement des investissements sur les 15 prochaines années devrait passer en premier lieu par une adaptation de la politique de dividendes, avant d'envisager, en particulier pour RTE, des solutions de financement induisant à court et moyen terme des augmentations significatives de tarif. Compte tenu de son endettement moindre (cf. *supra*), modifier la politique de distribution d'Enedis ne présente pas le même caractère d'urgence, ce qui explique la différence de formulations entre les deux recommandations qui suivent :

|  |
|--|
| <p><b>Recommandation n°1</b> (CTE, APE, 2025) Ajuster la politique de distribution de dividendes de RTE pour tenir compte de la trajectoire des investissements à financer (recommandation modifiée)</p> |
|--|

**Recommandation n°2** (EDF, APE, 2025) Ajuster le cas échéant la politique de distribution de dividendes d'Enedis pour tenir compte de la trajectoire des investissements à financer

## 1.5 À court terme, les conséquences de la crise des prix de l'énergie

Certains facteurs sont susceptibles de provoquer des hausses de tarif dès la période couverte par le TURPE 7. Tout d'abord, la régulation spécifique au programme Linky d'Enedis a mis en place un différé tarifaire dont l'effet a été de réduire le revenu autorisé d'Enedis entre 2014 et 2022 en contrepartie d'une hausse sur 2023-2030. À ce seul titre, le revenu autorisé annuel devrait augmenter de plus 380 M€ entre 2022 et 2025.

Toutefois, l'effet le plus significatif pourrait être lié à la forte augmentation du coût d'achat des pertes réseaux supporté par Enedis. Ces achats font partie des charges d'exploitation d'Enedis couvertes par le TURPE. La charge annuelle correspondante est déjà passée de 1,1 Md€ à 2,2 Md€ entre 2020 et 2022 et Enedis annonce une charge de 3,7 Md€ en 2023 et une charge prévisionnelle de 2,5 Md€ en 2024. Ces niveaux ne sont pas immédiatement répercutés sur le niveau du tarif, en raison des modalités actuelles de fixation des évolutions annuelles de ce tarif (cf. *infra*). En l'état de ces modalités, l'essentiel des surcharges 2022-2024 se cumuleront fin 2024 au sein du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) d'Enedis et pourront faire l'objet d'un apurement sur la période du TURPE 7. Dans sa demande tarifaire pour le TURPE 7, Enedis anticipe fin 2024 un solde de CRCP de plus de 3 Md€ à apurer. Si l'apurement de ce solde était intégralement réalisé sur la période du TURPE 7, il représenterait un surcroît annuel d'environ 800 M€ à couvrir par les tarifs dès 2025.

Ces deux effets cumulés pourraient représenter jusqu'à 2,5 €/MWh d'augmentation du TURPE HTA-BT en 2025.

---

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

---

*Au cours des deux dernières périodes tarifaires, de 2017 à 2023, le TURPE, soit le tarif d'acheminement, supporté par les consommateurs finals d'électricité raccordés au réseau de distribution, a augmenté de 26 % en valeur absolue, pour atteindre l'équivalent de près de 47 €/MWh et apporter une recette globale de 15 Md€ à Enedis en 2023. Mais son poids relatif dans la facture d'électricité a reculé, passant par exemple de 28 à 23 % pour les clients au TRV, du fait de la forte augmentation des prix de l'électricité elle-même. Le tarif acquitté par les clients raccordés directement au réseau de transport (TURPE HTB) a quant à lui connu une évolution nettement plus modérée sur la période.*

*La tarification de l'utilisation des réseaux, assurée en France par le TURPE, se situe à un niveau proche de la moyenne des pays de l'Union européenne, mais significativement inférieure à celui de l'Allemagne, ce qui s'explique par des différences géographiques, notamment de densité de population, mais également techniques notamment le recours plus ou moins marqué à l'enfouissement des réseaux ou encore par d'autres facteurs comme des différences concernant les modes de financement des raccordements .*

*Quoiqu'il en soit, les tarifs d'acheminement risquent d'augmenter dans les prochaines années à la fois en valeur absolue et en poids relatif dans la facture d'électricité des clients. En effet, plusieurs facteurs vont peser sur les coûts des réseaux électriques que le TURPE couvre. À court terme, la forte hausse des dépenses d'achat de pertes réseaux par Enedis entre 2022 et 2024 a créé une charge très importante qui sera couverte pour l'essentiel à partir de 2025 par le TURPE 7 (+800 M€ par an environ). À moyen terme, ce sont les investissements de RTE et d'Enedis, prévus en forte hausse, qui pèseront sur l'évolution des charges de réseau à couvrir par le tarif. Ces investissements sont censés répondre à des hausses attendues d'utilisation des réseaux, à volume d'investissements donné. Néanmoins, l'évolution effective des consommations d'électricité et des puissances raccordées déterminera au final l'évolution plus ou moins dynamique des tarifs unitaires d'acheminement supportés par les usagers. Si la demande électrique devait, comme prévu, reprendre une trajectoire ascendante, alors ces coûts d'investissement rapportés au Mwh consommés, pourraient demeurer stables.*

*Surtout, face à la nécessité de financer à moyen terme des investissements en forte hausse sans détériorer outre mesure les ratios financiers de RTE et d'Enedis, la préservation des intérêts des usagers des réseaux incitent à agir en premier lieu sur les politiques de distribution de dividendes vers leurs actionnaires directs, avant d'envisager un recours à des augmentations tarifaires à court terme.*

---

## 2 UNE COUVERTURE DES CHARGES COMPTABLES PAR LE TURPE QUI A LAISSÉ DES MARGES À RTE ET ENEDIS

La détermination du TURPE sur les différents domaines de tension du réseau électrique passe d'abord par la fixation du niveau de revenu à assurer à RTE et à Enedis en contrepartie de leur activité de gestionnaire de réseau, aussi appelé « revenu autorisé ». *A priori*, il s'agit d'une question classique de régulation publique de l'activité d'un monopole naturel, à laquelle l'analyse économique et la pratique des régulateurs ont fourni plusieurs types de réponse.

### La typologie des modes de régulation financière des monopoles naturels

En présence d'une activité monopolistique confiée à une entreprise, l'autorité organisatrice ou l'autorité de régulation a pour tâche de définir les modalités de rémunération du monopole de sorte qu'il produise les biens ou les services au niveau souhaitable du point de vue de la collectivité et à un coût maîtrisé pour l'utilisateur.

Ces modalités peuvent osciller entre deux systèmes polaires :

- la régulation à « prix fixe » détermine l'offre de service (en qualité et quantité) et un niveau fixe de rémunération, ce qui incite l'entreprise à atteindre le niveau de productivité sous-jacent mais peut conduire à d'importants profits pour le monopole, si le régulateur sous-estime son efficacité ;
- la régulation en « coût du service » qui couvre exactement les coûts du monopole ainsi qu'une marge raisonnable, et n'incite pas l'entreprise à accroître son efficacité. Si la marge raisonnable est définie comme un taux de rémunération d'une base d'actifs régulés, cette régulation s'assimile à une régulation par le « taux de rendement » et peut être distorsive sur les choix d'investissement du monopole<sup>27</sup>.

La littérature académique recommande alors de proposer au monopole de choisir au sein d'un « menu » de différents contrats, à prix fixes ou en coût de service, afin que ce dernier révèle en partie son degré d'efficacité<sup>28</sup>.

La pratique des régulations a aussi fait émerger des solutions intermédiaires sous la forme de régulations dites « incitatives » qui permettent de partager les risques sur les coûts entre le monopole et les usagers.

Les décisions de tarification prises par la CRE pour les TURPE mêlent dans un même cadre réglementaire ces différentes modalités (cf. *infra*).

En pratique, les cadres réglementaires retenus par la CRE pour fixer la rémunération de RTE et d'Enedis utilisent la méthode du « prix fixe » pour certains postes de charges nettes, la méthode du « coût de service » pour d'autres postes et pour la rémunération du capital, un partage des risques de coûts pour d'autres postes encore et enfin des incitations à la qualité de service. Ce faisant, ils aboutissent à une accumulation de dispositions qu'aucune mesure globale de régulation ne vient synthétiser. En particulier, le résultat de l'ensemble des

<sup>27</sup> Dans ce cas, seuls les investissements permettent de dégager une marge, ce qui peut conduire à surinvestir et ne pas inciter à la maîtrise des coûts d'investissement si le taux de rémunération est fondé sur des paramètres de marché (effet « *Averch-Johnson* »).

<sup>28</sup> J.-J. Laffont et J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, MIT Press, 1993

mécanismes sur le rendement apparent des capitaux investis ou sur le taux de marge nette n'est soumis à aucun encadrement.

## **2.1 Les gains nets retirés par RTE**

Le cadre réglementaire appliqué à RTE au titre des TURPE 5 et 6 prévoit de nombreux dispositifs dont l'effet est d'introduire des écarts entre les charges ou produits effectivement supportées ou encaissés par RTE et le revenu net autorisé qui détermine le niveau tarifaire des TURPE. La liste de ces dispositifs figure en annexe n°4. Ces dispositifs relèvent des incitations financières classiquement utilisés dans la régulation des monopoles naturels.

### **2.1.1 Une exécution des charges nettes « incitées » régulièrement inférieure à la trajectoire fixée par le régulateur**

Les dispositifs les plus simples consistent à couvrir certains périmètres de charges nettes par une trajectoire pluriannuelle de revenu autorisé, actualisée de l'inflation réalisée. En termes de régulation publique, il s'agit de l'application d'un « *prix fixe* ». Si les charges réalisées s'avèrent plus faibles, RTE conserve le gain financier associé ; si elles se montrent plus élevées, RTE en supporte le coût. Ce principe, dit des charges « incitées », s'applique à l'essentiel des charges d'exploitation « non liées au système électrique », soit plus de 2 Md€ annuels sur la période 2017-2022, ainsi qu'aux charges de capital « hors réseaux », en moyenne 150 M€ sur la période, soit au total légèrement plus de la moitié du revenu annuel moyen autorisé. Sur 2017-2023, à l'exception de 2020, ce dispositif a engendré des gains financiers pour RTE, les charges constatées, tant d'exploitation que de capital, ayant été inférieures à la trajectoire fixée en début de période tarifaire par la CRE.

**Tableau n° 6 : Bilan financier des charges incitées de RTE**

| <i>En M€ courants</i>   | 2017         | 2018         | 2019         | 2020        | 2021         | 2022          | 2023       |
|---|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|------------|
| <b>Trajectoire initiale (actualisée de l'inflation) = revenu autorisé</b> |              |              |              |             |              |               |            |
| Charges nettes d'exploitation*  | 2 044,3      | 2 005,6      | 2 036,0      | 2 100,2     | 2 102,8      | 2 228,0       | 2 324      |
| Coûts échoués récurrents <sup>29</sup>                                    |              |              |              |             | 30           | 30            | 30         |
| Charges de capital  | 111,2        | 126,5        | 148,6        | 167,6       | 188,7        | 207,0         | 223,0      |
| <b>Charges réalisées</b>  |              |              |              |             |              |               |            |
| Charges nettes d'exploitation*  | 2 040,2      | 1 982,0      | 2 008,2      | 2104,8      | 2 060,5      | 2 024,0       | 2 243      |
| Coûts échoués récurrents  |              |              |              |             | 35           | 43            | 43         |
| Charges de capital  | 104,2        | 124,0        | 147,9        | 166,8       | 168,9        | 180,3         | 195,0      |
| <b>Gain conservé par RTE</b>  |              |              |              |             |              |               |            |
|   | <b>+11,1</b> | <b>+25,1</b> | <b>+28,5</b> | <b>-3,8</b> | <b>+57,1</b> | <b>+218,7</b> | <b>+96</b> |
| Charges nettes d'exploitation*  | +4,1         | +23,6        | +27,8        | -4,6        | +42,3        | +204          | +81        |
| Coûts échoués récurrents  |              |              |              |             | -5           | -13           | -13        |
| Charges de capital  | +7,0         | +2,5         | +0,7         | +0,8        | +19,8        | +26,7         | +28,0      |

\* hors coûts échoués récurrents mais y compris frais d'études sur grands projets abandonnés  
Sources : Cour des comptes d'après données RTE et CRE

S'agissant des charges d'exploitation, ce résultat provient en partie de l'inclusion de certaines dépenses, peu maîtrisables par RTE, dans le périmètre des charges incitées, et dont le niveau prévisionnel s'est avéré surévalué. C'est surtout le cas sur la période du TURPE 5 avec la compensation inter-gestionnaires de réseau de transport (dite ITC)<sup>30</sup>, les coûts de congestion nationale et de réglage de la tension, ou les indemnités pour coupures longues dues par RTE aux gestionnaires des réseaux de distribution. Ces éléments contribuent d'ailleurs à la totalité des gains de RTE sur ses charges d'exploitation incitées sur la période du TURPE 5.

**Tableau n° 7 : Moindres charges nettes par rapport à la trajectoire initiale sur certains postes intégrés aux charges nettes d'exploitation « incitées »**

| <i>En M€ courants</i>            | 2017      | 2018      | 2019      | 2020      | 2021     | 2022      | 2023      |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|
| Indemnités pour coupure longue   | 7         | 7         | 7         | 4         | 2        | 2         | 0         |
| Coûts des congestions nationales | 9         | 9         | 4         | -2        | *        |           |           |
| Coûts du réglage de la tension   | 3         | 3         | 0         | 7         | 3        | 3         | **        |
| ITC***                           | 26        | 10        | 9         | 11        | 3        | 24        | 26        |
| <b>Total</b>                     | <b>45</b> | <b>29</b> | <b>20</b> | <b>20</b> | <b>8</b> | <b>29</b> | <b>26</b> |

\* sorti du périmètre des charges incitées à partir du TURPE 6

\*\* sorti du périmètre par délibération de la CRE en 2022 (cf. infra)

\*\*\* charge prévisionnelle annuelle de 30 M€ en TURPE 5, passée à 15 M€ en TURPE 6

Sources : Cour des comptes d'après données RTE et CRE

En dépit de l'ampleur des écarts constatés sur les charges ITC, et du peu de maîtrise de RTE des flux transfrontaliers, la CRE considère que ces charges doivent rester dans le périmètre

<sup>29</sup> Cf. lexique en annexe n°2

<sup>30</sup> *Inter-TSO compensation* : mécanisme qui vise à compenser chaque gestionnaire de transport pour les coûts que génèrent les flux transfrontaliers sur son réseau. Plus un pays est exportateur net d'électricité, plus son gestionnaire de réseau de transport est susceptible de contribuer en net à ce mécanisme.

des charges incitées afin d'inciter RTE à peser au sein de l'ENTSO-E<sup>31</sup> sur la méthodologie de calcul de ces charges. Dans ces conditions, une prévision au plus juste doit éviter les surévaluations récurrentes constatées au cours de la période du TURPE 5.

Par ailleurs, la forte sous-exécution constatée à partir de 2022 est presque pour moitié due, selon RTE, à l'indexation des charges incitées sur l'inflation constatée (+97 M€), alors que les charges nettes effectives de RTE ne suivent cette évolution qu'avec retard. Ce décalage porte notamment sur le poste des impôts et taxes et s'ajoute à l'effet de la suppression progressive de la contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), qui induit une sous-exécution des charges incitées indépendamment de l'action de RTE. Sur ce seul poste, la sous-exécution des charges atteint en moyenne 38 M€ par an sur les trois premières années du TURPE 6. RTE identifie du reste au sein de ses charges « incitées » un périmètre plus restreint qu'il considère comme « maîtrisable », excluant notamment les impôts et taxes, et sur lequel les écarts à la trajectoire fixée par la CRE sont plus faibles.

Les sous-exécutions de charges incitées peuvent aussi être la traduction de dépenses sous-optimales de maintenance ou d'entretien des actifs, mais le cadre réglementaire du TURPE 6 a prévu d'objectiver ces dépenses et d'opérer une réfaction du revenu autorisé en fin de période si les travaux prévus n'ont pas été faits<sup>32</sup>. Elles peuvent aussi provenir de changements de méthode de comptabilisation des charges au périmètre visé. Ainsi, RTE a signalé à la CRE qu'elle avait modifié depuis 2021 ses méthodes d'estimation de la part des dépenses de personnel à basculer en production immobilisée, par rapport à la méthode sous-jacente à la fixation de la trajectoire des charges nettes d'exploitation incitées du TURPE 6. L'effet associé, soit un gain de 15 M€ annuel environ pour RTE<sup>33</sup>, sera, sur décision de la CRE, neutralisé en fin de période tarifaire par une rétrocession aux usagers. Au total, 20 M€ annuels de sous-exécution apparente des charges d'exploitation incitées seront donc neutralisés (soit déjà 40 M€ sur 2021-2022).

S'agissant des charges de capital, parallèlement à la fixation annuelle du revenu autorisé en vue de la révision annuelle du TURPE, la CRE approuve les programmes annuels d'investissements de RTE et en suit la réalisation. Dans ce cadre, elle a pu constater que les sous-exécutions significatives sur les charges de capital incitées pour les années 2021 et 2022 résultaient d'un retard dans la mise en service des investissements dans les systèmes informatiques (SI) depuis 2020, dont l'amortissement se trouve ainsi différé par rapport à la trajectoire prévisionnelle. Ce décalage, s'il est rattrapé dans les prochaines années, devrait faire l'objet d'un retraitement pour l'établissement de la trajectoire incitée de la prochaine période tarifaire, afin d'éviter de faire payer deux fois aux usagers les charges de capital en question.

---

<sup>31</sup> Association des gestionnaires européens de réseau de transport d'électricité, à laquelle le règlement (CE) 714/2009 a confié des missions de coordination de l'action des gestionnaires de réseaux.

<sup>32</sup> 5,5 M€ de moindres dépenses de maintenance courante annuelle ont déjà été identifiées par RTE et la CRE à ce titre.

<sup>33</sup> Les sommes en question sortent du périmètre des charges incitées pour entrer dans le périmètre des charges couvertes à 100% par le CRCP.

## 2.1.2 Un impact financier en moyenne négligeable pour les autres mécanismes incitatifs

Les charges nettes non incluses dans le périmètre « incité » sont par défaut couvertes à l'euro l'euro, par le revenu autorisé, à travers le mécanisme du CRCP. Selon la CRE, il s'agit de charges ou de produits dont le niveau et l'évolution sont plus difficilement prévisibles et en partie non maîtrisables par RTE. Pour autant, certains des postes concernés peuvent faire l'objet d'une régulation incitative partielle et ciblée. Dans ce cas, les écarts entre les charges réellement supportées et celles de la trajectoire fixée initialement ne donnent lieu qu'en partie à un ajustement du revenu autorisé : l'ajustement n'intervient qu'au-delà d'un certain niveau d'écart, ou après réfaction proportionnelle. À titre d'exemple, les écarts sur les coûts de congestion, désormais hors périmètre des charges « incitées », ne sont couverts qu'à 80 % dans le cadre réglementaire initial du TURPE 6. Il s'agit donc d'un partage des coûts et des profits entre le gestionnaire (RTE) et l'utilisateur via le TURPE.

**Tableau n° 8 : Écarts entre revenu autorisé et charges nettes réalisées sur les postes soumis à régulation incitative partielle\***

| <i>En M€ courants</i>                  | 2017     | 2018     | 2019      | 2020     | 2021       | 2022       | 2023 |
|--|----------|----------|-----------|----------|------------|------------|------|
| Coût des congestions                   |          |          |           | **       | -7,6       |            | -3   |
| Coûts des réserves d'équilibrage       | 6        | 15       | 13        | 8        | -15        | 2          | -1   |
| Achats de pertes réseaux               | -3       | -6       | 3         | -4       | -7         | 0          | -12  |
| Abattements et pénalités d'équilibrage |          |          |           |          | -0,5       | 4,5        |      |
| <b>Total</b>                           | <b>3</b> | <b>9</b> | <b>16</b> | <b>4</b> | <b>-30</b> | <b>6,5</b> |      |

\* un écart positif traduit un gain financier pour RTE

\*\* en TURPE 5, les congestions nationales étaient intégrées aux charges « incitées » et les congestions internationales étaient couvertes à l'euro, l'euro.

Sources : Cour des comptes d'après données RTE et CRE

Par ailleurs, ces mécanismes peuvent aussi consister en une atténuation des incitations concernant certains postes de charges intégrées aux charges nettes d'exploitation « incitées » (cf. *supra*). Les indemnités pour coupures longues dues par RTE aux gestionnaires de réseaux de distribution, dont une trajectoire prévisionnelle est intégrée aux charges nettes incitées, font ainsi l'objet d'abondements au titre du revenu autorisé dès que les dépenses constatées sont supérieures à certains seuils<sup>34</sup>. Certains frais d'études sur projets abandonnés donnent aussi lieu à abondement du revenu autorisé au-delà de la trajectoire des charges nettes incitées. De même, les plus-values de cessions d'actifs donnent lieu à abondement à hauteur de 80% de leur valeur.

<sup>34</sup> Ce qui ne s'est pas produit en pratique sur 2017-2022.

### **Le principe du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)**

En début de période tarifaire, la délibération de la CRE définit une trajectoire prévisionnelle de revenu autorisé pour RTE, ainsi qu'une trajectoire de recettes tarifaires, couvrant de façon pluriannuelle le revenu autorisé, traduite par une trajectoire de grille tarifaire, moyennant des hypothèses sur l'évolution des puissances souscrites et des énergies échangées par les usagers du réseau.

Le CRCP enregistre chaque année les écarts entre le revenu autorisé de la trajectoire prévisionnelle définie en début de période tarifaire et le revenu autorisé effectif tel que résultant des principes du cadre réglementaire. Ces écarts proviennent de plusieurs sources :

- écart constaté sur les charges et produits non incités ;
- bonus/malus résultant de mécanismes de régulation incitative sur charges non incitées ou sur certains postes de charges inclus dans le périmètre des charges « incitées » (cf. *supra*) ;
- bonus/malus résultant de régulation incitative en termes de respect de coûts unitaires, de programmation d'opérations, ainsi qu'en termes de qualité de service ;

Le CRCP enregistre également les écarts constatés entre la recette tarifaire prévisionnelle et la recette tarifaire constatée (compte tenu notamment de l'évolution de l'assiette du TURPE). Au total, la somme de ces écarts représente la sur ou sous-couverture effective du revenu autorisé de RTE par les recettes tarifaires.

Dès lors que la somme de ces écarts, pour l'année considérée, augmenté d'un éventuel solde non apuré du CRCP en début d'année, représente moins de 2 %, en valeur absolue, des recettes tarifaires de l'année, elle est intégralement prise en compte dans la révision de la grille tarifaire pour l'année suivante, au-delà des évolutions prévisionnelles fixées en début de période tarifaire. Cette prise en compte prend la forme d'un facteur spécifique d'évolution des tarifs, appelé « coefficient K ». Au cas contraire, elle est prise en compte dans la limite de +/- 2 % et le solde non pris en compte est conservé dans le CRCP et reporté pour prise en compte l'année suivante, tout en portant intérêt, au taux sans risque.

Enfin, le cadre de régulation de RTE prévoit des dispositifs d'incitations financières (bonus/malus) sanctionnant le respect de différents critères de qualité ou d'efficacité. Ils portent notamment sur un partage des dérives de coûts et des économies par rapport au coût prévisionnel des grands projets d'investissement et sur le respect des enveloppes pluriannuelles d'investissement. Leurs impacts financiers ont été modestes au cours de la période récente (cf. annexe n°6) mais certains ne seront soldés qu'en fin de période tarifaire (maîtrise des enveloppes d'investissements, incitations aux dépenses de R&D, gestion des actifs).

### **2.1.3 L'activation de clauses de sauvegarde en faveur de RTE à partir de 2022**

Dans un courrier du 24 mars 2022, RTE a signalé à la CRE que l'application de la régulation incitative sur certains postes de charges l'exposerait en 2023, en raison de la forte hausse des prix de gros sur le marché de l'électricité, à des malus importants indépendants de son action. Il s'agit notamment des coûts de congestion, des coûts de constitution des réserves d'équilibrage, des coûts des services système tension et des coûts des achats pour la compensation des pertes électriques.

Répondant à ces préoccupations, la CRE, dans sa délibération n°2022-317 du 1<sup>er</sup> décembre 2022, après consultation publique, a décidé de ne pas appliquer au titre de 2022 la réfaction de 20% sur la couverture des écarts sur coûts de congestion, ce qui a supprimé un malus potentiel de 31,4 M€ pour RTE, puis de passer, pour les années 2023 et 2024, d'une incitation sur la valeur des coûts de congestion à une incitation sur les volumes de congestion.

L'application de la régulation prévue sur les coûts de constitution des réserves d'équilibre avait été quant à elle suspendue par la CRE dès sa délibération n°2022-01 du 6 janvier 2022 et remplacée par une régulation en volume et non plus en valeur, dès 2022<sup>35</sup>. Cette modification a abouti à accorder finalement un bonus de 2 M€ à RTE au titre de 2022<sup>36</sup>, au lieu d'un malus qui aurait été plafonné à 15 M€ d'après le cadre de régulation initiale. Symétriquement, la CRE a décidé dans sa délibération de décembre 2022 que les pénalités et abattements perçus par RTE au titre de l'équilibrage seraient couverts à 100% via le CRCP pour les années 2023 et 2024 (contre 80 % dans le cadre initial du TURPE 6). En revanche, ce basculement n'a pas été appliqué dès l'année 2022, ce qui a bénéficié à RTE à hauteur de 4,5 M€.

La CRE a également décidé que le coût des réglages de la tension (y compris la compensation synchrone<sup>37</sup>), inclus dans les charges d'exploitation incitées d'après le cadre régulateur du TURPE 6, serait couvert à l'euro l'euro *via* le CRCP pour les années 2023 et 2024. Elle estime que l'écart ainsi couvert pourrait atteindre 20 à 60 M€ par an. Toutefois, elle a ajouté un mécanisme de bonus/malus sur les volumes d'énergie de la compensation synchrone, pour inciter RTE à un moindre recours à ces mesures.

En outre, les incitations financières à la maîtrise des coûts d'achat de pertes ont été modifiées par la CRE, à la demande de RTE, pour les années 2023 et 2024 en valorisant les écarts de volume non plus sur la base d'un prix de référence lié aux conditions réelles de marché mais sur la base d'un prix figé à 50 €/MWh<sup>38</sup>.

Sur un autre aspect, RTE a demandé en 2022 à la CRE une révision à la baisse de la trajectoire relative à la production immobilisée, arguant d'une erreur dans son dossier tarifaire initial. Si la CRE a refusé de prendre en compte une révision rétroactive sur les revenus autorisés de 2021 et 2022, en excipant des gains par ailleurs réalisés par RTE par rapport à la trajectoire des charges incitées, elle a accepté une révision pour 2023 et 2024, à hauteur respectivement de 18 puis 24 M€, tout en incitant RTE mettre à profit ces moyens pour améliorer l'efficacité des traitements des demandes de raccordement.

Ces amodiations du cadre de régulation initial ont pour effet, pour l'essentiel, de limiter les conséquences défavorables des hausses des prix de marché sur le degré de couverture de certaines charges de RTE par le revenu autorisé. Or, dans le même temps, RTE a pu dégager des gains significatifs par rapport à la trajectoire globale des charges « incitées » retenue par la CRE pour la période du TURPE 6. Faute d'un mécanisme global de rappel sur les gains financiers totaux tirés de la régulation, aucune compensation entre surcoûts de ces amodiations

---

<sup>35</sup> Solution préférée à une révision à la hausse de la trajectoire des coûts des réserves pour les années 2022 à 2024, comme l'autorisait le cadre régulateur du TURPE 6 et comme l'avait demandé RTE.

<sup>36</sup> Les volumes de constitution de réserves pour 2022 ayant été inférieurs à ceux fixés par la CRE début 2022, alors que le coût de ses réserves a excédé de près de 200 M€ la prévision initiale.

<sup>37</sup> Il s'agit de la mise en fonctionnement d'installations permettant de réguler l'énergie réactive et de stabiliser la tension du réseau.

<sup>38</sup> La même modification a été faite pour Enedis et la couverture des pertes par le TURPE HTA-BT.

et gains sur charges « incitées » n'a pu avoir lieu, ce qui conduit à d'importants écarts entre revenus autorisés et charges nettes en 2022 et 2023 (cf. *infra*).

Cet épisode illustre l'intérêt qu'aurait la mise en œuvre d'un encadrement de l'effet cumulé de l'ensemble des dispositifs incitatifs, de sorte que ces dispositifs, y compris modifiés à l'occasion de révisions du cadre réglementaire en cours de période, ne conduisent pas à des situations de rémunération excessive ou insuffisante. À l'instar des solutions retenues par le régulateur britannique pour encadrer la rémunération des fonds propres des gestionnaires de réseaux de distribution au Royaume-Uni (cf. annexe n°14), cet encadrement consisterait à atténuer, au-delà de certaines limites, l'effet financier cumulé des différents dispositifs incitatifs sur le taux annuel apparent de rémunération : par exemple à 100 % dans une bande de +/- 50 points de base autour du taux initial de rémunération, puis à 50 % pour des écarts de 50 à 100 points de base.

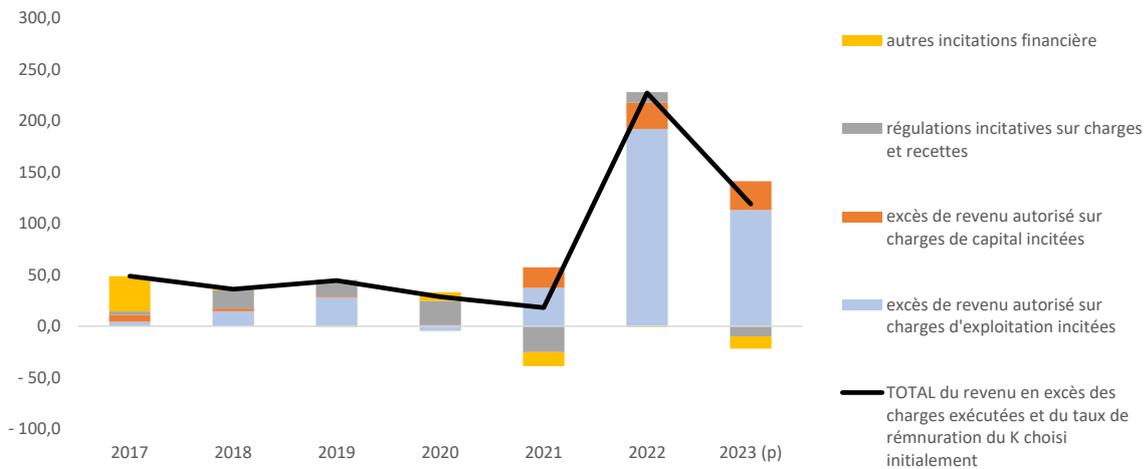
Ce dispositif, qui peut être mis en œuvre dès le TURPE 7, constituerait aussi un garde-fou contre les risques d'une accumulation de pénalités financières et de sur-exécution des charges incitées (cf. annexe n°9), même si les deux dernières périodes tarifaires témoignent du caractère très peu probable d'une telle occurrence. Son principe pourrait s'appliquer également à Enedis (cf. *infra*). En tout état de cause, il n'aurait vocation à jouer que dans des situations exceptionnelles caractérisées par l'accumulation dans un même sens des effets des différents dispositifs incitatifs. Calibré dans cette optique, il ne serait pas de nature à compromettre dans la plupart des configurations l'efficacité des incitations propres à chaque dispositif réglementaire existant.

|   |
|---|
| <p><b>Recommandation n°3</b> (CRE, 2025) Examiner les conditions de mise en place d'un dispositif de régulation limitant, au-delà de seuils à définir, les effets cumulés des différents dispositifs incitatifs, sur le taux de rémunération effectif de la base d'actifs régulés de RTE et d'Enedis.</p> |
|---|

#### 2.1.4 Des impacts financiers globaux favorables à RTE

Au final, le cadre réglementaire des périodes couvertes par les TURPE 5 et 6 s'est traduit par un gain net de RTE, par rapport à la stricte couverture de ses charges d'exploitation, sur chacune des années 2017 à 2023, pour une somme cumulée égale à 520 M€, résultant quasi-intégralement d'une trajectoire de charges « incitées » inférieure à celle retenue par la CRE en début de période tarifaire et à l'assouplissement du cadre réglementaire adopté fin 2022. Sur la période couverte par le TURPE 5, ces mécanismes avaient permis à RTE de dégager un gain net de 157 M€, soit un supplément de rémunération annuelle des actifs de plus de 25 points de base (39 M€). Sur la seule année 2022, le supplément de rémunération de la BAR atteint 150 points de base, qu'un mécanisme global d'encadrement, comme proposé *supra*, aurait pu limiter à 75.

Graphique n° 8 : Synthèse des impacts financiers des régulations incitatives sur RTE (en M€)



Sources : Cour des comptes d'après données CRE et RTE

Certains dispositifs réglementaires ne verront leur impact financier enregistré qu'en fin de période tarifaire du TURPE 6, et au vu de l'ensemble de cette période (respect des programmes de gestion d'actifs, respect du plafond pluriannuel d'investissements, réalisation de la trajectoire R&D). De même la CRE pourra apporter *a posteriori* certaines corrections sur la trajectoire des charges incitées au vu des changements de méthode de comptabilisation opérés par RTE depuis 2021 (cf. *supra*). Il est toutefois peu probable que ces effets compensent de façon significative les 520 M€ de gains financiers déjà enregistrés par RTE sur 2021-2023 : dans son dossier tarifaire en vue du TURPE 7, RTE estime en effet à 110 M€ la reprise qui restera à opérer en fin de TURPE 6 au titre des changements de méthode de comptabilisation, ce qui pourrait conduire, au titre de l'année 2024, à enregistrer de façon exceptionnelle un revenu autorisé (hors rémunération de la BAR) inférieur de 100 M€ aux charges nettes comptables. Les deux périodes des TURPE 5 et 6 se solderaient alors par un gain financier cumulé de 420 M€ pour RTE, dont 195 M€ sur le seul poste des impôts et taxes que RTE considère comme non maîtrisable, au titre de l'écart entre son revenu autorisé et ses charges nettes, soit 52 M€ par an en moyenne, équivalent à 36 points de base sur la rémunération de la BAR de RTE.

Ces constats ne signifient pas que le principe de la régulation financièrement incitative est à remettre en cause, ni que RTE pilote son activité de sorte à maximiser ses gains financiers. Ils n'ocultent pas le fait que sur longue période, comme le note la CRE, les charges nettes d'exploitation de RTE évoluent de façon très modérée par rapport à l'inflation, sans que cette comparaison soit nécessairement éclairante<sup>39</sup>. Ils suggèrent plutôt que la capacité de la régulation et du cadre tarifaire à faire plus exactement supporter aux usagers les coûts d'un opérateur efficace pourrait être renforcée.

<sup>39</sup> Une partie des charges et produits de RTE, liées au fonctionnement du système électrique, évolue selon des déterminants en volume et en prix sans rapport avec l'inflation.

## 2.2 Les gains nets retirés par Enedis

### 2.2.1 Les charges nettes « incitées »

Tout comme RTE, Enedis voit une part significative de ses charges nettes couvertes par une trajectoire de revenu autorisé fixée dès le début de la période tarifaire, « à prix fixe ». Ces charges « incitées » représentent un montant annuel d'environ 5 Md€, soit plus d'un tiers du revenu annuel autorisé d'Enedis. Elles ont été à l'origine de gains nets pour Enedis, sur la période 2017-2022, pour un cumul de 310 M€, concentré sur trois années, soit une moyenne annuelle de 50 M€. Lors des travaux préparatoires du TURPE 5, la CRE avait déjà constaté des gains significatifs sur 2014 et 2015 au périmètre des charges d'exploitation incitées (pour respectivement 63 et 186 M€)<sup>40</sup>. En outre, les pertes affichées sur 2017 et 2018 sont en réalité liées au fait que la trajectoire initiale des charges incitées traitait le crédit d'impôt compétitivité-emploi (CICE) comme une baisse de charges sociales alors qu'il a pris la forme d'une baisse d'IS en 2017 et 2018. En neutralisant cet effet, la couverture des charges nettes incitées a en réalité dégagé un gain net de 24 M€ en 2017 et 19 M€ en 2018<sup>41</sup>.

**Tableau n° 9 : Bilan financier des charges incitées d'Enedis 2017-2023**

| <i>En M€ courants</i>   | 2017       | 2018       | 2019        | 2020       | 2021        | 2022       | 2023        |
|---|------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| <b>Trajectoire initiale (actualisée de l'inflation) = revenu autorisé *</b> |            |            |             |            |             |            |             |
| Charges nettes d'exploitation   | 4 623      | 4 677      | 4 743       | 4 748      | 4 762       | 4 925      | 5 082       |
| Charges de capital  | 209        | 203        | 209         | 219        | 314         | 341        | 377         |
| <b>Charges réalisées</b>  |            |            |             |            |             |            |             |
| Charges nettes d'exploitation   | 4 651      | 4 702      | 4 532       | 4 800      | 4 659       | 4 840      | 5 233       |
| Charges de capital  | 208        | 210        | 205         | 207        | 303         | 321        | 365         |
| <b>Profit conservé par Enedis</b>   | <b>-27</b> | <b>-32</b> | <b>+215</b> | <b>-40</b> | <b>+112</b> | <b>+84</b> | <b>-151</b> |
| Charges nettes d'exploitation   | -28        | -25        | +211        | -52        | +101        | +69        | -151        |
| Charges de capital  | +1         | -7         | +4          | +12        | +11         | +20        | +12         |

\* hors abondements liés aux conséquences des tempêtes et autres aléas climatiques

Sources : Cour des comptes d'après données Enedis et CRE

Ainsi, au périmètre des charges incitées et jusqu'en 2022, Enedis a systématiquement dégagé un gain net en raison de dépenses inférieures à la trajectoire fixée par la CRE, à la seule exception de l'année 2020, sur laquelle Enedis a identifié un surcroît de charges nettes de 59 M€ lié aux conséquences de la crise du covid-19.

<sup>40</sup> Dont plus de 100 M€ liés à l'effet du CICE, qui n'a pas donné lieu à ajustement de la trajectoire des charges incitées du TURPE 4 (Cf. consultation publique du 27 juillet 2016 puis délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE HTA-BT).

<sup>41</sup> Enedis a bénéficié d'une moindre imposition à l'IS à hauteur de 51 M€ sur chacune des deux années.

L'année 2023 marque une franche rupture avec les années précédentes, mais c'est pour l'essentiel parce qu'elle enregistre l'effet de la hausse du coût du « tarif agent » pour +205 M€ liée à la hausse des prix de détail de l'électricité et du gaz et aux modalités de sa répercussion dans la facturation d'EDF à Enedis (cf. *infra*).

### **La facturation du « tarif agent » par EDF à Enedis et RTE en 2023**

Parmi les charges d'exploitation de RTE et d'Enedis figure la facturation par EDF du coût du « tarif agent » pour les personnels statutaires des industries électriques et gazières (IEG) employées par ces deux entreprises. Il s'agit des sommes versées à EDF en représentation du manque à gagner que constitue pour EDF et pour Engie le fait pour les agents des IEG de bénéficier de conditions tarifaires pour leur consommation de gaz et d'électricité très inférieurs aux tarifs réglementés de vente. Ces sommes sont facturées en application d'une convention signée entre EDF et chacun des deux gestionnaires de réseau, qui établit les montants dus en fonction de l'écart entre le tarif préférentiel dont bénéficient les agents IEG et le tarif réglementé de vente (TRV) fixé par les pouvoirs publics.

Or, le bouclier tarifaire mis en place en 2022 et 2023 a conduit à un écart significatif entre le niveau hors taxes du TRV calculé par la CRE pour 2023 et le niveau du TRV fixé par les pouvoirs publics. Au périmètre des clients finals d'EDF, hors agents IEG, cet écart a donné lieu à une compensation financière versé par l'État à EDF. S'agissant des agents IEG, l'application des conventions en vigueur en 2023 entre EDF, RTE et Enedis conduisait à établir la facturation du « tarif agent » par rapport au seul TRV fixé par les pouvoirs publics.

EDF a considéré que l'introduction du bouclier tarifaire justifiait une modification des modalités de calcul de la refacturation du « tarif agent », pour ne plus l'établir par rapport au TRV fixé par les pouvoirs publics mais par rapport au TRV calculé par la CRE. Enedis a partagé ce point de vue et a accepté de signer en janvier 2024 un avenant en ce sens à la convention initiale passée avec EDF. Il s'est alors vu facturer un surcroît de 148 M€ au titre de 2023 prenant en compte l'écart entre le TRV théorique calculé par la CRE et le TRV fixé par les pouvoirs publics. En revanche, RTE n'a pas souhaité signer un tel avenant et n'a pour l'instant pas donné suite à une facture complémentaire émise par EDF.

Par ailleurs, certains postes de charges ou de recettes figurant dans le périmètre incité peuvent donner lieu à ajustement du revenu autorisé, via le CRCP, au-delà de la trajectoire initiale. Le cadre réglementaire des TURPE 5 et 6 a ainsi prévu qu'Enedis serait compensée pour des écarts supérieurs à 42 M€ entre les charges effectives et la trajectoire initiale sur les indemnités pour coupures longues qu'elle verse aux usagers. Elle ainsi bénéficié d'un abondement du CRCP de 37 M€ en 2019 puis de 50 M€ en 2023. Un mécanisme similaire est mis en place sur les coûts de remise en état suite à aléa climatique, qui a justifié un abondement de 39 M€ au CRCP en 2023. Au total, en 2023 dans le sillage en particulier de la tempête *Ciaran*, au titre des indemnités pour coupures longues et des dépenses de remise en état, le cadre réglementaire a laissé 62 M€ à la charge d'Enedis, après des abondements nets de 89 M€ au-delà de la trajectoire incitée initiale.

**Tableau n° 10 : Insuffisance (-) ou excès (+) de revenu au sein de l'enveloppe des charges incitées sur les indemnités pour coupures longues et les dépenses de remise en état suite aux aléas climatiques**

| <i>En M€ courants</i>       | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023   |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|--------|
| Indemnités coupures longues | -29  | -24  | -79* | -22  | +30  | +22  | -167*  |
| Remise en état**            | < 10 |      |      |      | +14  | +5   | -59*** |

\* avant abondement de 37 M€ (2019) et 50 M€ (2023) au CRPC dans le cadre de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation

\*\* avant 2021, Enedis avait souscrit une assurance tempête couvrant ses dépenses de remise en état au-delà de 50 M€/an.

\*\*\* avant abondement de 39 M€ au CRCP

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

En tout état de cause, corrigé des abondements au CRCP, et en neutralisant la hausse du « tarif agent » liée à la décision d'établir la facturation du tarif agent à Enedis sur la base du TRV théorique, Enedis a dégagé des gains annuels moyens de 80 M€ sur la période 2017-2023 :

**Tableau n° 11 : Gains nets corrigés sur les charges d'exploitation incitées**

| <i>En M€ courants</i>   | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Gains (+) ou pertes (-) | +23  | +26  | +248 | -52  | +101 | +69  | +119 |

Sources : Cour des comptes d'après données Enedis et CRE

La variabilité des gains nets annuels, rend par ailleurs compte notamment de la variabilité annuelle des dotations nettes aux provisions pour risques et charges incluses dans le périmètre des charges nettes incitées, qui se neutralisent de façon pluriannuelle :

**Tableau n° 12 : Montants annuels des dotations nettes aux provisions pour risques et charges**

| <i>En M€ courants</i>         | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Dotations (+) ou reprise (-)* | +25  | +62  | -124 | -25  | -74  | -15  | +29  |

\* dont 12 M€ de reprise par an sur une provision pour risque constituée en 2011 et non couverte à l'époque par le TURPE

Sources : Cour des comptes d'après données Enedis

Au-delà de ces facteurs de variabilité identifiés, la tendance de fond correspondant à la capacité d'Enedis à dégager des profits au sein du périmètre des charges d'exploitation nettes incitées soulève la question de la correcte anticipation par la CRE de la capacité d'Enedis à maîtriser le niveau et l'évolution de ses charges d'exploitation. En effet, au total, sur 2017-2023, les gains nets cumulés s'établissent à 227 M€ hors abondements au CRCP, mais atteignent 500 M€ y compris abondement au CRPC et neutralisation de refacturation complémentaire du « tarif agent » 2023, soit 71 M€ par an en moyenne. Pour 2024, Enedis anticipe à ce stade une sur-exécution de ses charges nettes, qui ferait donc baisser cette moyenne, mais son ampleur ne sera connue qu'en 2025.

Ces gains, constatés *a posteriori*, peuvent être mis en regard des ajustements à la baisse que le cabinet de conseil mandaté par la CRE pour analyser les demandes tarifaires d'Enedis pour les TURPE 5 et 6 avait proposé sur les trajectoires de charges d'exploitation « incitées » par rapport aux demandes initiales d'Enedis, et que la CRE n'a retenu qu'en partie. Ces ajustements non retenus par la CRE représentaient en moyenne 45 M€ par an sur la période du TURPE 5 et 85 M€ par an sur la période du TURPE 6.

**Tableau n° 13 : Ajustements à la baisse non retenus par la CRE**

| En M€ courants  | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Par rapport aux propositions du cabinet de conseil, hors gains de productivité additionnels | 30   | 38   | 49   | 63   | 69   | 78   | 78   | 120  |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations CRE

Concernant la question plus globale des gains de productivité à intégrer dans les trajectoires de charges d'exploitation, la CRE avait par exemple estimé, en vue du TURPE 5, que la demande d'Enedis intégrait déjà un effort de productivité et souligné que des organisations syndicales, dans le cadre de la consultation publique sur le TURPE 5, jugeaient qu'un effort de productivité additionnel « pourrait notamment conduire à une baisse importante de la qualité de service ».

Enfin, selon les éléments fournis par Enedis à la CRE lors de l'établissement du TURPE 6, la sous-exécution des charges nettes d'exploitation au périmètre incité sur la période du TURPE 5 pourrait s'expliquer, à hauteur d'un tiers, par une surévaluation initiale des coûts nets associés au déploiement des compteurs Linky sur cette période dont. Enedis ne suit plus de façon isolée, en exécution, les impacts depuis 2022.

**Tableau n° 14 : Sous-exécution des charges nettes d'exploitation « incitées » liée au projet Linky**

| En M€ courants   | 2017      | 2018      | 2019      | 2020       | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|-----------|-----------|-----------|------------|------|------|------|
| Effet net du projet Linky intégré à la trajectoire des charges nettes incitées | +119,5    | +117,5    | +97,5     | +54,5      | -40  | -131 | -174 |
| <b>Surévaluation initiale liée au projet</b>                                   | <b>11</b> | <b>38</b> | <b>33</b> | <b>-13</b> |      |      |      |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations CRE

## 2.2.2 Des mécanismes incitatifs généreux sur la qualité d'alimentation et la performance financière du projet Linky

L'incitation à la performance en matière de continuité d'alimentation repose notamment sur la sanction du respect d'indicateurs de durée moyenne et de fréquence moyenne de coupures, calculées à l'échelle nationale sur l'ensemble du réseau géré par Enedis. L'examen des résultats obtenus depuis 2017 (cf. annexe n°5), montre un respect quasi-permanent des critères de durée, tandis que le respect des critères de fréquence n'est pas assuré depuis le TURPE 6 à la suite d'un durcissement de ces critères. Selon les informations fournies par Enedis, les différentes cibles ne devraient pas être atteintes en 2023 en raison des fortes

tempêtes. Néanmoins, hors aléa climatique exceptionnel, la régulation sur les durées moyennes de coupures apparaît insuffisamment contraignante. Elle s'est traduite par des bénéfices financiers annuels systématiques pour Enedis sur 2017-2022, allant jusqu'à 65 M€ en 2021.

En particulier, la cible sur le domaine de tension BT pourrait être réexaminée au regard des coûts et bénéfices attendus d'un abaissement de celle-ci. Si elle était maintenue à ce niveau de 62 mn, il conviendrait, au bénéfice des usagers, d'envisager de passer à une régulation asymétrique, en supprimant les bonus accordés en cas de respect, comme la CRE l'a décidé en TURPE 6 pour RTE.

La question d'une territorialisation du critère pourrait aussi être posée, pour correspondre au mieux aux intérêts des usagers. Du reste, dans ses observations définitives sur les comptes et la gestion d'Enedis en 2021, la Cour avait déjà invité la CRE à « *engager une réflexion sur le bon niveau de qualité, voire sur la pertinence de conserver un critère fondé sur la moyenne nationale* ». En tout état de cause, même si les critères légaux de qualité d'alimentation renvoient déjà à des analyses par zones territoriales (cf. annexe n°5), une information transparente sur les disparités géographiques existantes en matière de qualité d'alimentation devrait au moins être assurée.

**Recommandation n°4 (CRE, 2025)** Renforcer la régulation incitative appliquée à Enedis sur les durées moyennes de coupure d'alimentation en sécurisant le niveau moyen de qualité atteint en 2022.

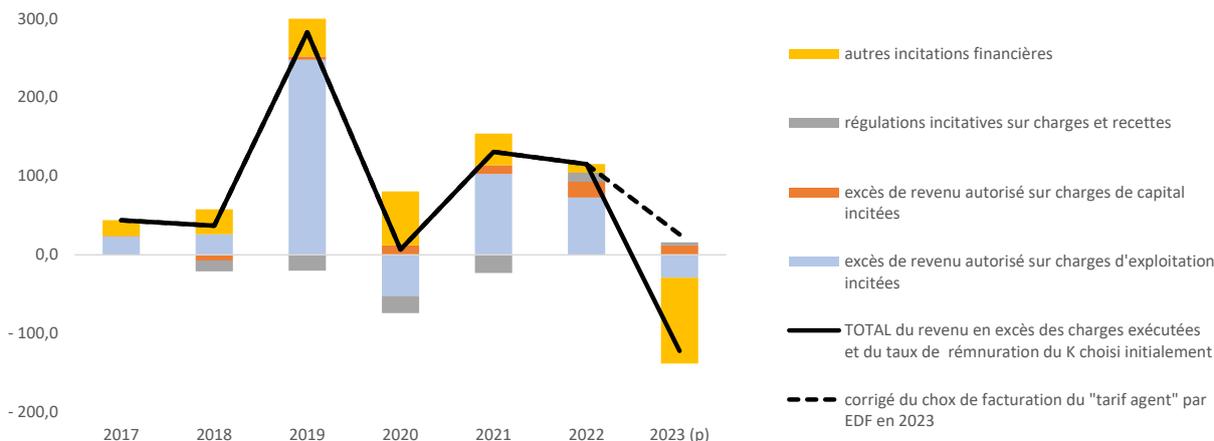
Les effets nets combinés des autres mécanismes de régulation incitatifs (achats de pertes, coûts unitaires d'investissements, qualité de service au sens large) sur le revenu autorisé d'Enedis restent modestes en moyenne, alternant gains et pertes, même s'ils ont pu cumuler un impact annuel de -65 M€ en 2021 (cf. annexe n°7).

La Cour a par ailleurs rappelé dans ses observations définitives sur le déploiement et l'utilisation des compteurs Linky, [récemment publiées], que les incitations au développement du programme Linky ont été avantageuses pour Enedis. Les gains financiers retirés résultent pour l'essentiel d'un déploiement dont le coût d'investissement s'est avéré nettement inférieur au coût prévisionnel.

### 2.2.3 Des impacts financiers globaux en faveur d'Enedis

Au total, sur la période 2017-2023, Enedis a dégagé un gain financier net cumulé de 495 M€ grâce aux mécanismes incitatifs mis en place, et majoritairement lié à la sous-exécution des charges « incitées », soit un gain annuel moyen de 70 M€. L'année 2023 est doublement atypique en raison des aléas climatiques et du choix de calcul de la facturation du « tarif agent ». Corrigé de ce dernier facteur, Enedis aurait à nouveau enregistré un gain en 2023. Sur 2024, Enedis anticipe cependant un niveau de charges nettes supérieur d'environ 150 M€ au niveau de son revenu autorisé, au périmètre des charges incitées. Toutes choses égales par ailleurs, dans l'attente notamment de l'établissement par la CRE des effets de tous les dispositifs de régulation incitatifs pour 2024, le gain financier net cumulé de la période des TURPE 5 et 6 passerait donc à 345 M€, soit 43 M€ par an en moyenne.

**Graphique n° 9 : Synthèse des impacts financiers des régulations incitatives d'Enedis\* (en M€)**



\* soit l'écart entre revenu autorisé et charges nettes comptables (hors rémunération des capitaux propres)  
Sources : Cour des comptes d'après données CRE et Enedis

Cette synthèse ne tient pas compte du taux spécifique de rémunération des actifs du projet Linky, qui se caractérise par une absence de révision depuis 2014 des paramètres d'estimation du CMPC, et par une majoration de 300 points de base acquise désormais pour la durée d'amortissement des actifs concernés. Cette dernière majoration représente un montant cumulé de 334 M€ pour Enedis entre 2017 et 2022, soit en moyenne 55 M€ par an.

### 2.3 L'exposition résiduelle au risque de trésorerie

L'examen *supra* des dernières périodes tarifaires montre que le cadre réglementaire appliqué à RTE et Enedis a conduit à une couverture systématique de leurs charges nettes comptables par le revenu autorisé.

RTE et Enedis peuvent malgré tout voir leur rémunération par le TURPE affecter leur situation de trésorerie dès lors que les ajustements du niveau tarifaire n'interviennent au mieux qu'au 1<sup>er</sup> août de l'année N+1 pour traiter des écarts constatés sur une année N. La majorité de ces ajustements concernent les charges d'exploitation du système électrique, dépendantes à la fois des prix de l'électricité et des volumes transitant sur le réseau, et le niveau effectif des recettes tarifaires, qui dépend des volumes d'électricité transitant dans le réseau. Le délai de prise en compte d'éventuels écarts à la trajectoire initiale peut même être allongé si les ajustements nécessaires excèdent le plafond de 2 % d'évolution annuelle du niveau tarifaire, soit actuellement de l'ordre de 85 M€ pour RTE et de 290 M€ pour Enedis.

Ce plafond a notamment été atteint en 2023 en raison des hausses du coût d'achat des pertes réseaux pour Enedis en 2022 (liées au contexte de très fortes hausses des prix sur les marchés de l'électricité) conjuguées à la baisse des volumes de consommation (et donc des recettes tarifaires), qui ont conduit à un ajustement à réaliser de 1,3 Md€. Enedis aura toutefois bénéficié en 2023 de la rétrocession d'1,7 Md€ de la part de RTE au titre du TURPE HTB (cf. encadré *infra*).

### **Les effets des fortes hausses de prix de l'électricité intervenues en 2022 sur les charges nettes des gestionnaires de réseau**

Les recettes d'interconnexion perçues par RTE en 2022 ont été supérieures de 1,9 Md€ à la prévision initiale, sous l'effet principalement de la hausse des prix de gros<sup>42</sup>. En revanche, la politique d'achats de pertes par RTE (soit 455 M€ pour 10 TWh) a été moins sensible à la hausse des prix de gros, conduisant à un montant d'achat finalement inférieur de 64 M€ au montant prévisionnel. La CRE a décidé dans ces circonstances un reversement anticipé de RTE aux utilisateurs du réseau de transport pour 1 939 M€, réalisé début 2023 et équivalente à environ 5 €/MWh. L'évolution du TURPE HTB décidé par la CRE au 1<sup>er</sup> août 2023 n'a ainsi pas été affecté par ces hausses de recettes : il progresse de 6,69 %, dont 2% au titre de l'apurement du solde du CRCP.

L'essentiel du reversement de RTE, soit 1,7 Md€, est destiné à Enedis et devrait permettre de compenser en partie les surcoûts auxquels cette dernière fait face. En effet, Enedis a subi en 2022 un coût d'achat de ses pertes (soit 2 220 M€ pour 26 TWh) supérieur de 1 Md€ aux prévisions initiales<sup>43</sup>. Ce surcoût, lié à la hausse des prix de gros, a alourdi le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) fin 2022. En revanche, le reversement de RTE ne sera pris en compte que dans le solde du CRCP fin 2023. Néanmoins, compte tenu des prix élevés auxquels Enedis a aussi acheté ses pertes réseaux 2023, un écart de plus de 2,5 Md€ pourrait être constaté à nouveau par rapport à la trajectoire initiale du TURPE 6. Le reversement ne viendra alors qu'atténuer ce surcoût supplémentaire. Enfin, les prix d'achat des pertes pourraient rester supérieurs au sous-jacent de la trajectoire initiale du TURPE 6 en 2024 en raison du niveau des prix de marché et de la publication d'un nouveau coefficient de bouclage de l'ARENH<sup>44</sup>, qui a pour conséquence de réduire la part d'approvisionnement des pertes réseaux par ARENH et donc de renchérir le coût de ces pertes pour Enedis et RTE à partir de 2024, toutes choses égales par ailleurs.

En revanche, Enedis prévoit que ses charges d'achats de pertes seront à nouveau très supérieures au sous-jacent de la trajectoire du TURPE 6 en 2023 et en 2024. Avec la limite du « coefficient K » (cf. lexique en annexe n°2) à 2 %, le CRCP pourrait voir son solde cumulé dépasser 3 Md€ fin 2024. La très forte hausse des prix de l'électricité met ainsi en évidence le risque résiduel en trésorerie auquel Enedis peut être confronté en cas de forte volatilité du coût des pertes réseaux.

La volatilité des prix en 2022 a certes été très exceptionnelle, mais la sensibilité du coût d'achat des pertes aux prix de marché pourrait être structurellement accrue dans la perspective de la suppression de l'ARENH. Sur la base d'une variation de +/- 50 €/MWh des prix de marché, l'amplitude du risque auquel Enedis serait exposée atteindrait plus d'1,2 Md€ chaque année<sup>45</sup>. Si la règle du plafonnement des apurements du CRCP à 2% était maintenue, elle pourrait ainsi conduire, toutes choses égales par ailleurs<sup>46</sup>, à ce que Enedis conserve en

<sup>42</sup> Cf. délibération de la CRE n°2023-136 du 31 mai 2023.

<sup>43</sup> Enedis a vu le prix moyen d'achat de ses pertes augmenter fortement en 2022, de 58 à 85 €/MWh.

<sup>44</sup> Arrêté du 27 juillet 2023. Ce coefficient de bouclage traduit la part moyenne de consommation nationale d'électricité couverte par la production nucléaire. Le nouveau coefficient rend compte de la faible production nucléaire depuis 2020 à consommation identique.

<sup>45</sup> Sur la base de 25 TWh de pertes annuelles sur le réseau d'Enedis.

<sup>46</sup> Par exemple, un volume de consommation d'électricité plus important que prévu pourrait, en accroissant les recettes tarifaires, combler en partie les effets d'une forte hausse du prix d'achat des pertes.

trésorerie, pendant au moins un an, les trois quarts des effets d'un fort écart de coûts sur les achats de pertes.

Dans ce contexte, un relèvement du plafond d'évolution du « coefficient K », traduisant un arbitrage différent entre la protection des opérateurs contre une volatilité excessive de leurs résultats et de leurs besoins de trésorerie annuels et la protection des usagers contre une volatilité excessive des grilles tarifaires, constitue une option possible pour le régulateur. La CRE a du reste procédé en 2024 à un relèvement des plafonds d'évolution du facteur utilisé similairement dans le cadre tarifaire d'utilisation des réseaux gaziers.

---

### CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

---

*Le cadre réglementaire appliqué par la CRE à RTE et Enedis repose notamment sur la couverture d'une trajectoire normative de charges d'exploitation, dites « incitées », ainsi que sur différents dispositifs incitatifs à la performance en termes de coûts ou de qualité de service.*

*L'examen de la période 2017-2023, correspondant aux TURPE 5 et 6, montre que ce cadre de régulation a permis de couvrir sur cette période les charges nettes comptables de RTE et d'Enedis et que les mécanismes incitatifs en place ont même régulièrement engendré des gains financiers pour ces deux opérateurs, leur assurant un revenu autorisé, hors rémunération des actifs, supérieur à leurs charges d'exploitation. Ce sont près de 495 M€ de gains financiers qui ont pu ainsi être dégagés par Enedis entre 2017 et 2023, en dépit de la refacturation supplémentaire de 148 M€ par EDF au titre du « tarif agent » en 2023. De son côté, RTE a accumulé 520 M€ de gains sur la même période, en bénéficiant notamment d'un décalage temporel entre l'index d'inflation appliqué à l'enveloppe des charges d'exploitation « incitées » au sein de son revenu autorisé et l'index affectant réellement ses dépenses. Néanmoins, les gains respectifs d'Enedis et de RTE pourraient être ramenés à moins de 350 M€ et environ 420 M€ sur l'ensemble des périodes des TURPE 5 et 6, si les prévisions des gestionnaires pour 2024 se confirmaient.*

*Ces constats devraient inciter le régulateur à évaluer au plus juste la capacité des gestionnaires de réseau à maîtriser le niveau de leurs charges d'exploitation courantes et son évolution sur la période tarifaire à venir. Par ailleurs, l'ampleur des impacts financiers des régulations incitatives constatés sur certaines années, suggère qu'un mécanisme réglementaire intervenant en cas de circonstances exceptionnelles, caractérisées par un cumul d'effets de même sens sur chacun des dispositifs de régulation incitative existants, afin d'éviter des gains ou des pertes excessifs, pourrait être mis à l'étude.*

*Enfin, si la volatilité annuelle des revenus autorisés de RTE et d'Enedis s'accroissait de façon importante notamment du fait des dépenses d'achat d'électricité pour leurs pertes réseaux, le niveau du plafonnement du « coefficient K » (aujourd'hui 2%), qui détermine les délais dans lesquels les recettes tarifaires s'adaptent aux évolutions de revenus autorisés, mériterait d'être réexaminé par le régulateur afin de partager au mieux ce risque en trésorerie entre les opérateurs et les usagers.*

---

### **3 UNE RÉMUNÉRATION DES ACTIFS RÉGULÉS À MIEUX PROPORTIONNER AUX COÛTS ET RISQUES SUPPORTÉS**

Le TURPE accorde aux gestionnaires de réseaux une rémunération spécifique dont le calcul repose sur les montants de leurs actifs immobilisés, selon des modalités du reste très différentes entre RTE et Enedis. Cette rémunération des actifs correspond à la « *rémunération normale* » des opérateurs telle que prévue à l'article L.341-2 du code de l'énergie, « *qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux.* »

La CRE justifie plus précisément le niveau de cette rémunération, dans le cas de RTE, comme devant « *lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celles qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables* ».

Étant donnée la prépondérance des revenus générés par le TURPE dans les produits d'exploitation des gestionnaires, et moyennant les effets de lissage liés au CRCP, la rémunération des actifs détermine en grande partie le résultat net dégagé dans les comptes sociaux des gestionnaires, RTE et Enedis<sup>47</sup>, ainsi que la rentabilité des capitaux propres investis par les actionnaires de RTE et d'Enedis dans ces activités de développement et de gestion des réseaux électriques.

Or, les modalités d'établissement et de calcul de cette rémunération appellent un certain nombre d'observations. Elles laissent notamment une certaine marge d'appréciation au régulateur dans la fixation de ses différents paramètres, qui devrait être exploitée pour refléter la réalité des risques auxquels sont exposés les opérateurs et leurs actionnaires.

#### **3.1 L'assiette de rémunération des capitaux**

Le modèle de régulation d'un opérateur en situation de monopole appelé à réaliser d'importants investissements, tel que majoritairement pratiqué dans le secteur des réseaux d'électricité, fonde la marge raisonnable de l'opérateur sur la base d'un taux de rémunération en général égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC) appliqué à une base d'actifs dits régulés, correspondant le plus souvent à la valeur nette comptable des immobilisations, éventuellement augmentée des immobilisations en cours. Cette rémunération vise à couvrir les coûts d'emprunt et à tenir compte du coût d'opportunité des fonds propres mobilisés par l'opérateur pour financer ses investissements, c'est-à-dire la rémunération attendue de ces fonds propres s'ils avaient financé des investissements alternatifs présentant un niveau de risque identique.

---

<sup>47</sup> Le résultat net des opérateurs peut également être affecté par les incitations financières mises en place par le régulateur sur les charges d'exploitation ou la performance au sens large.

### **Calcul d'un CMPC selon la méthode d'évaluation des actifs financiers (MEDAF)**

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) consiste en une moyenne pondérée du coût de la dette et du coût des fonds propres d'une entreprise. La pondération peut refléter la part relative de l'encours de dette financière dans la contrepartie au passif de la valeur nette comptable (VNC) des actifs, ou une répartition normative du financement de cette VNC entre dette et fonds propres.

Le coût de la dette est en général estimé en ajoutant à une référence de taux sans risque (fondée sur les obligations d'État) un « *spread* » de dette représentant l'écart moyen constaté entre les conditions de financement obtenus par l'entreprise, ou par des entreprises comparables à titre normatif, et les taux sans risques.

Le coût des fonds propres est estimé en ajoutant à la référence de taux sans risque une prime de risque de marché, reflétant l'écart moyen constaté entre le rendement des actifs risqués (indices d'actions d'entreprises cotées) et le taux sans risques, multipliée par un facteur « bêta » traduisant la sensibilité de la valeur de l'entreprise aux variations de valeur d'un indice représentatif du marché. Un bêta inférieur à 1 signifie que l'entreprise présente un niveau de risque inférieur à la moyenne des entreprises cotées sur le marché.

#### **3.1.1 Les principes *ad hoc* appliqués à Enedis**

Dans le cas du gestionnaire de réseau de distribution, la difficulté de l'application des principes exposés ci-dessus réside dans le fait qu'une part importante des actifs figurant au bilan d'Enedis n'ont pas été financés initialement par Enedis mais lui ont été remis gratuitement par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), propriétaires du réseau, et que leur renouvellement a fait l'objet de préfinancement par le TURPE<sup>48</sup>. Dans ces conditions, rémunérer au CMPC la totalité de l'actif au bilan d'Enedis constituerait à proprement parler un effet d'aubaine pour le gestionnaire.

#### **Les conséquences du système concessif sur le passif d'Enedis**

Dans le cadre des contrats de concession qui le lient aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), Enedis entretient, renouvelle et développe un réseau qui reste la propriété des concédants. Chaque année, certains actifs du domaine concédé, issus d'une maîtrise d'ouvrage directe des AODE, sont remis à titre gratuit à Enedis (environ 750 M€ par an) et intègrent le total des immobilisations inscrites au bilan d'Enedis, avec pour contrepartie au passif leur équivalent en montant, au titre du « financement initial du concédant » comme « droit de l'AODE sur les biens existants ». Au fur-et-à-mesure de leur amortissement, ces montants initiaux basculent, au passif, des « droits de l'AODE sur les biens existants »<sup>49</sup> vers les « droits de l'AODE sur les biens à renouveler ». Dans le cadre des contrats de concessions en vigueur avant 2017, les dotations annuelles d'Enedis aux provisions pour renouvellement abondaient par ailleurs ces mêmes « droits

<sup>48</sup> Un actif remis gratuitement à Enedis figure à son bilan pour la valeur à laquelle Enedis l'aurait construit. Il est amorti selon les règles comptables en vigueur et les dotations aux amortissements correspondantes sont couvertes chaque année par le TURPE, de même que les dotations aux provisions pour renouvellement, qui comblent l'écart entre la valeur comptable historique et sa valeur de reconstruction aux conditions économiques actuelles.

<sup>49</sup> Soit la contrevaletur des ouvrages concédés réduite des financements non amortis du concessionnaire.

de l'AODE sur les biens à renouveler » au passif, afin d'ajuster le montant de ces droits au coût de renouvellement des bien remis à titre gratuit.

Lors du renouvellement des biens, par des investissements sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis, ces biens restent « réputés financés par l'AODE ». Les amortissements constitués sur les biens initialement financés par l'AODE et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en « droits sur les biens existants ». L'excédent éventuel d'amortissements et de provisions est repris en résultat. Au remplacement effectif du bien, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants, pour suivre à nouveau le cycle d'amortissement.

Pour résoudre cette difficulté, la CRE, pour la période couverte par le TURPE 2 (2005-2009), avait décidé de déduire de la base d'actif à rémunérer la part correspondant au financement initial (non encore amorti) des concédants pour les biens remis à titre gratuit avant le 1<sup>er</sup> janvier 2005<sup>50</sup>, et de déduire, chaque année à partir de 2005, du revenu autorisé les financements des concédants de l'année (soit la valeur des biens remis à titre gratuit dans l'année). Parallèlement, le TURPE ne couvrait que la part des dotations annuelles aux amortissements ne concernant pas l'amortissement du financement initial du concédant. Moyennant ces ajustements, la base d'actifs était rémunérée à un taux correspondant à un CMPC normatif, fondé sur l'hypothèse d'un niveau de dette représentant 60 % du bilan, sans rapport avec la réalité du passif d'ERDF, qui n'incluait aucune dette financière.

Reconduits par la CRE pour la période 2009-2012, ces principes ont conduit à l'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'État en 2012. Cette annulation reposait sur le fait que la modalité de calcul du CMPC ne rendait pas compte de la spécificité du passif d'ERDF, et plus précisément du poids des passifs de concession (part des actifs réputés financés par les concédants) et des provisions pour renouvellement. Pour répondre à cette critique, la CRE a proposé en TURPE 4 l'abandon du principe de rémunérer une BAR à un taux unique de CMPC normatif.

La formule de calcul de la rémunération des charges de capital, en vigueur depuis le TURPE 4, distingue ainsi une rémunération de « capitaux propres régulés », représentant une part des fonds propres investis par Enedis (nette des subventions d'investissements reçues<sup>51</sup>) dans le financement des actifs de son bilan, et une rémunération de l'ensemble des immobilisations corporelles et incorporelles (base d'actifs régulés) sous la forme d'une marge couvrant notamment les risques d'exploitation du réseau. Ces principes ont été validés par le Conseil d'État en 2016, et n'ont pas été remis en cause par l'annulation partielle du TURPE 5 en 2018<sup>52</sup>. Entretemps, de nouvelles dispositions législatives avaient été adoptées en 2015<sup>53</sup> et permettent désormais de « *se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie*

---

<sup>50</sup> Cette part avait été estimée de façon extra-comptable à 11,3 Md€.

<sup>51</sup> Chez Enedis, les contributions financières des tiers à leur raccordement ne sont pas traitées comme des subventions d'investissement mais comme des produits d'exploitation.

<sup>52</sup> Le motif d'annulation portait sur les conséquences non tirées en TURPE 5 de l'absence de couverture par le TURPE 2 des dotations aux provisions pour renouvellement et des abattements de TURPE 2 à hauteur des remises annuelles gratuites d'ouvrages.

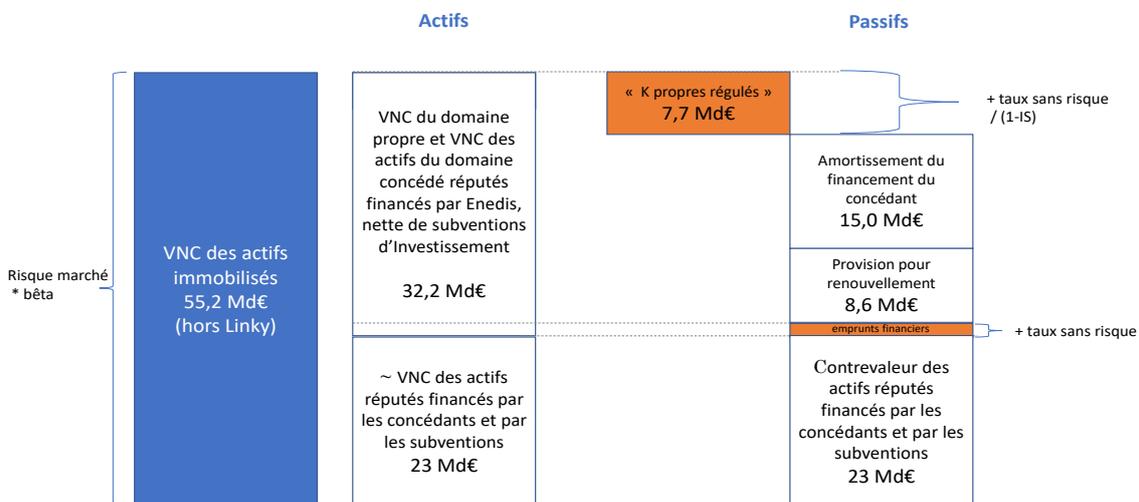
<sup>53</sup> La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) publiée au Journal Officiel du 18 août 2015.

comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital, établie à partir d'une structure normative du passif du gestionnaire de réseau ».

Ainsi que la Cour le présentait en 2021 dans ses observations définitives sur le contrôle des comptes et de la gestion d'Enedis, l'application d'une marge à l'ensemble des immobilisations d'Enedis permettait de compléter une rémunération des seuls « capitaux propres régulés » jugée insuffisante.

Or, l'insuffisance apparente de rémunération des « capitaux propres régulés » est surtout le résultat d'un effet d'optique lié à la présentation de la méthode de calcul de la rémunération du capital d'Enedis par la CRE dans ses différentes délibérations. Cette présentation fait en effet apparaître des « capitaux propres régulés » limités à moins de 10 Md€, et une rémunération *ad hoc* de seulement 225 M€<sup>54</sup>, pour une marge sur actif portant sur une assiette de plus de 55 Md€ et une rémunération de 1,38 Md€ en 2022<sup>55</sup>.

**Schéma n° 1 : Blocs de rémunération des charges de capital d'Enedis hors Linky**



Sources : Cour des comptes

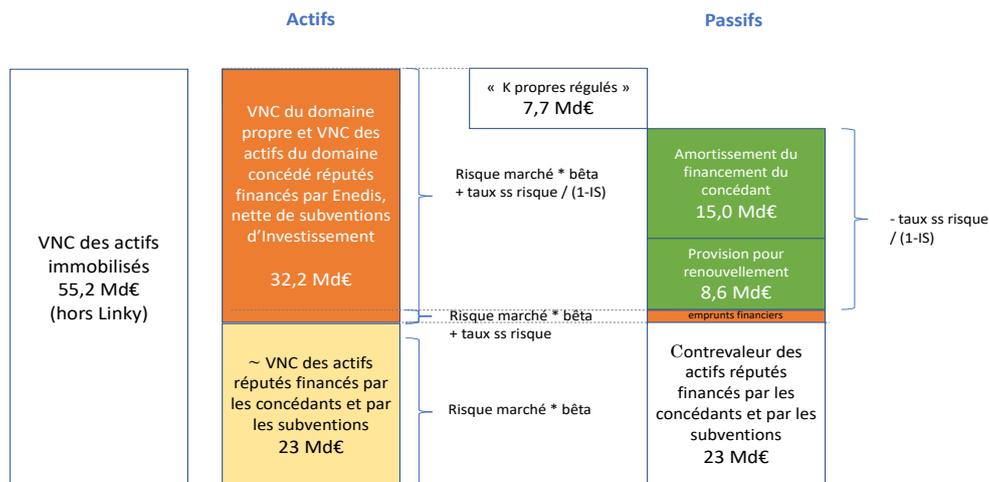
Le montant des « capitaux propres régulés » correspond en effet à la valeur nette des actifs réellement financés par Enedis, soit plus de 32 Md€, de laquelle sont soustraits les « droits des AODE sur les biens à renouveler », pour plus de 23,5 Md€, car ces « droits » sont des préfinancements dont bénéficie Enedis à travers la couverture par le TURPE des dotations aux amortissements et des dotations aux provisions pour renouvellement<sup>56</sup>. Présenté autrement, le calcul de la rémunération des charges de capital d'Enedis consiste à rémunérer au coût des fonds propres (taux sans risque et prime de risque) plus de 32 Md€ d'actifs, soit 58 % des immobilisations, tout en neutralisant pour partie (au seul taux sans risque) les gains de préfinancement dont bénéficie Enedis sur plus de 23,5 Md€, et à rémunérer un « risque », notamment d'exploitation sur la part non amortie du financement des concédants (23 Md€).

<sup>54</sup> Dont 33 M€ lié à l'incorporation de 1,45 Md€ d'assiette supplémentaire décidée par le TURPE 5bis.

<sup>55</sup> Le tout hors projet Linky, dont la rémunération de la VNC a dépassé 300 M€ en 2022.

<sup>56</sup> Du reste le montant des « capitaux propres régulés » est proche de celui des capitaux propres au bilan d'Enedis car les préfinancements reçus à raison de l'amortissement des biens remis gratuitement (couvert par le TURPE) augmentent le passif de concessions et non pas les capitaux propres.

**Schéma n° 2 : Blocs de rémunération des charges de capital d'Enedis hors Linky (bis)**



Sources : Cour des comptes

À partir de cette présentation, il est loisible d'observer qu'une rémunération se justifie pour les actifs du domaine propre et ceux réputés financés par Enedis. Elle pourrait aussi se justifier pour la part des actifs « réputés financés par les concédants » qui a déjà fait l'objet de renouvellement sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis<sup>57</sup>, soit la VNC des actifs « réputés financés par les concédants » nette de la VNC des ouvrages remis gratuitement et non encore renouvelés.

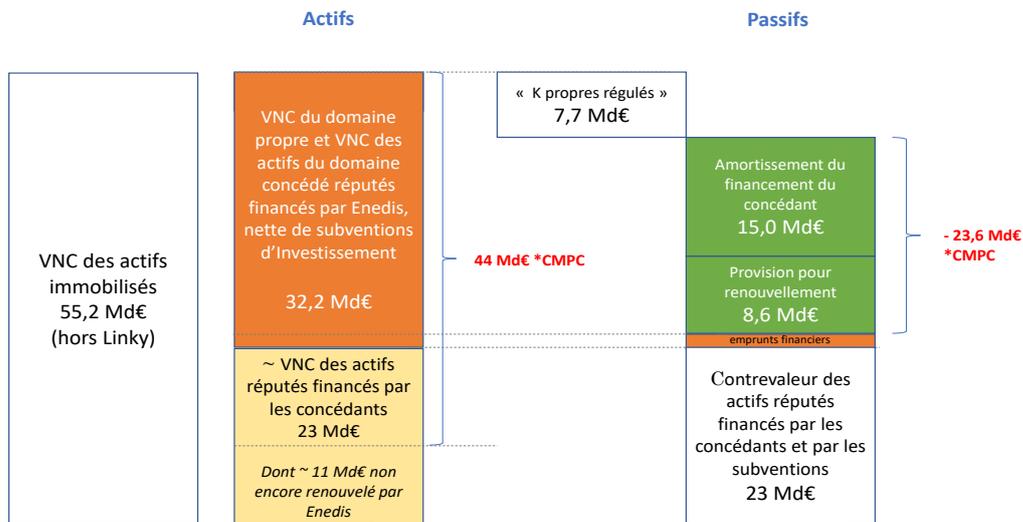
En revanche, la VNC des ouvrages remis gratuitement (et non encore renouvelés), soit probablement plus de 11 Md€ fin 2021<sup>58</sup>, ne devrait pas donner lieu à une quelconque rémunération car ils n'ont pas été financés par Enedis. Dans ses conditions, ce serait seulement 44 Md€ d'actifs au plus qu'il conviendrait logiquement de rémunérer, soit une rémunération de 2 Md€ en considérant un CMPC normatif fondé sur les paramètres du TURPE 6 (4,5 %). La CRE, de son côté, considère que ces actifs (ouvrages remis gratuitement mais non encore renouvelés) doivent malgré tout être rémunérés, mais au titre des risques associés notamment à l'exploitation de ces ouvrages. Pour autant, elle admettait jusqu'à présent, dans le cas de RTE, que la partie des actifs financés par subventions d'investissement soit exclue de la BAR à rémunérer.

Parallèlement, les préfinancements dont bénéficie Enedis devraient donner lieu à neutralisation non pas au seul taux sans risque mais au CMPC puisque ces préfinancements, couverts par le TURPE, évitent pour l'essentiel à Enedis de devoir recourir à l'emprunt ou à la mobilisation de fonds propres pour financer ses investissements. Cette neutralisation représenterait un montant de 1,1 Md€. À paramètres de marché et de fiscalité inchangés, en net, la rémunération des actifs régulés d'Enedis devrait alors atteindre un montant inférieur à 1 Md€ au titre de l'année 2022, là où la formule en vigueur a conduit à une rémunération de près d'1,6 Md€ (hors Linky).

<sup>57</sup> Enedis doit en effet être incité à procéder à ces renouvellements d'investissements quand bien même il en a déjà obtenu le préfinancement au gré de l'amortissement des ouvrages remis gratuitement.

<sup>58</sup> Il s'agit d'une estimation de la Cour sur la base d'un flux annuel de remises à titre de gratuit de 750 M€ pour des ouvrages s'amortissant sur 40 ans.

**Schéma n° 3 : Blocs de rémunération à mettre en place pour rémunérer les capitaux effectivement engagés par Enedis (hors Linky)**



Sources : Cour des comptes

La justification théorique de ces niveaux de rémunération, telle qu'exposée ci-dessus, n'épuise cependant pas la manière dont ils pourraient être atteints selon un mode de calcul qui resterait juridiquement valide. En l'état du droit, la loi prévoit, depuis 2015, que la méthodologie de calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de réseaux électriques est « indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités [ces] réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables », ce qui n'exclut pas de tenir compte des conséquences économiques de ce régime juridique, et notamment de l'existence d'actifs remis gratuitement à Enedis et du préfinancement de leur renouvellement. La méthode de calcul actuelle, qui s'écarte dans sa présentation d'un produit d'une base d'actifs régulés par un CMPC normatif, n'a pas été invalidée par le Conseil d'État, ce qui incite la CRE à la maintenir dans ses principes.

Dans sa demande tarifaire en vue du TURPE 6, Enedis avait proposé de faire évoluer la méthode de sorte à « rémunérer l'entreprise sur les investissements qu'elle a financés à un CMPC de marché ». Elle estimait notamment qu'avec la méthode actuelle « les remises d'ouvrage des AODE cré[ai]ent plus de valeur pour Enedis que ses propres investissements ». Elle proposait la fixation d'une BAR forfaitaire en début de période tarifaire, qui évoluerait ensuite en fonction des seuls investissements financés par Enedis et des dotations nettes aux amortissements et provisions pour renouvellement.

Pour sa part, la Cour a recommandé en 2021 de rapprocher le mode de rémunération du capital d'Enedis de la méthode de rémunération d'une base d'actifs régulés représentative de l'activité globale de l'entreprise. Toutefois, il ne s'agissait pas, par une telle évolution, de conduire à rémunérer des actifs pour lesquels Enedis n'a encore consacré aucun financement, ni de créer ainsi un important effet d'aubaine et une augmentation significative par rapport au cadre tarifaire actuel.

Au vu des analyses précédentes, il conviendrait donc en tout état de cause que la méthode de calcul de la rémunération d'Enedis évolue avec pour double objectif d'éviter toute rémunération des actifs remis gratuitement et non encore renouvelés et de neutraliser plus complètement, c'est-à-dire en leur appliquant le coût moyen pondéré du capital (CMPC)

d'Enedis et pas seulement le taux sans risque, les préfinancements représentés par les « droits des concédants sur les biens à renouveler ».

**Recommandation n°5** (CRE, 2025) Revoir le mode de calcul de la rémunération du capital d'Enedis pour éviter toute rémunération au titre des actifs remis gratuitement et non encore renouvelés et pour neutraliser plus complètement l'effet des préfinancements représentés par les « droits des concédants sur les biens à renouveler ».

### 3.1.2 Le traitement des immobilisations en cours et des contributions aux raccordements

#### 3.1.2.1 Une différence de traitement des contributions aux raccordements entre Enedis et RTE

Jusqu'à présent, les contributions des bénéficiaires à leur propre raccordement ne sont pas traitées de la même façon pour RTE et pour Enedis ni comptablement ni par le cadre réglementaire appliqué par la CE, sans qu'aucune justification autre qu'historique n'apparaisse.

Dans le premier cas, les contributions sont inscrites en subventions d'investissement et réduisent l'assiette de la base d'actifs rémunérée et son amortissement net. Dans le second, elles viennent en déduction des charges nettes d'exploitation l'année de leur versement (alors même qu'elles sont la contrepartie de dépenses d'investissement pour l'essentiel) : ceci allège immédiatement les charges transférées aux usagers via le TURPE mais ces derniers le supporteront sous forme de rémunération et d'amortissement d'une base d'actifs plus importante.

Au vu des difficultés que soulève l'établissement d'une rémunération économiquement justifiée des fonds propres des gestionnaires de réseaux (cf. *infra*), l'application à Enedis du traitement retenu pour RTE aurait l'avantage de la simplicité. Cette évolution aurait du reste un effet similaire à celui d'une des orientations que la ministre de la Transition énergétique a adressée à la CRE en vue de l'élaboration du TURPE 7 (cf. *supra*) s'agissant d'une prise en charge immédiate d'une partie des investissements d'Enedis par le TURPE.

Son principal défaut réside dans le fait qu'elle entraînerait un rebond transitoire du revenu autorisé d'Enedis, toutes choses égales par ailleurs. Le montant 2022 des contributions aux raccordements s'est en effet élevé à 888 M€ et est la contrepartie d'investissements qui s'amortissent sur plus de 40 ans.

En réduisant les risques financiers pesant à terme sur Enedis et le besoin de recours à l'emprunt, cette évolution justifierait d'autant plus de reconsidérer la définition de la base d'actifs d'Enedis à rémunérer (cf. *supra*) et les modalités de fixation des paramètres de calcul des taux de rémunération de ces actifs pour l'avenir (cf. *infra*).

Dans sa demande tarifaire au titre du TURPE 7, Enedis propose une évolution de ce type en ce qui concerne le traitement des contributions financières des producteurs d'énergie renouvelables (EnR) et des gestionnaires d'infrastructures de recharges de véhicules électriques (IRVE) à leur raccordement au réseau, ce qui accroîtrait de 800 M€ le revenu autorisé annuel

moyen sur 2025-2028. Toutefois, Enedis ne propose pas de traiter les contributions en subvention d'investissement mais seulement de lisser sur 40 ans la prise en compte de ces produits dans le revenu autorisé. Dès lors, ce traitement se traduirait par une augmentation immédiate du résultat net courant d'Enedis qui, à politique de dividendes inchangée de la part de l'actionnaire, conduirait à une trajectoire en forte hausse des dividendes à verser, alors même que les besoins d'investissements d'Enedis augmentent fortement (cf. partie 1.4.3. *supra*).

### 3.1.2.2 La prise en compte des immobilisations en cours

Pour RTE comme pour Enedis, la CRE considère que les immobilisations en cours (IEC) doivent être rémunérées au seul coût de la dette afin d'inciter les gestionnaires de réseau à mettre rapidement en service leurs ouvrages. En revanche, cette rémunération n'est accordée que pour les investissements à cycle long (dont le délai de construction est supérieur à un an). En application de ce principe, la CRE rémunère l'ensemble des IEC de RTE mais seulement celles relatives aux postes sources<sup>59</sup> pour Enedis (soit 25% du total des IEC d'Enedis). Du reste, la rémunération d'IEC pour Enedis n'a été introduite qu'à partir du TURPE 6.

RTE souligne que la part des IEC est appelée à croître dans les prochaines années, ce qui augmente l'impact de ce choix sur la rémunération totale attendue.

Au regard de l'analyse que fait la Cour des justifications des niveaux de rémunération des capitaux de RTE et d'Enedis dans la suite de ce rapport (cf. partie 3.2 *infra*), la rémunération des IEC au seul coût de la dette ne semble pas, en pratique, poser de problème.

## 3.2 Le choix des taux de rémunération

Dans sa délibération du 12 décembre 2013 relative au TURPE 4 HTA-BT, la CRE indiquait que la rémunération des nouveaux investissements devait « *couvrir le coût d'opportunité du capital [...], à défaut de quoi le gestionnaire de réseau pourrait être à terme incité à investir à un niveau inférieur à celui permettant d'assurer une qualité de service optimale aux utilisateurs* » et définissait ce coût d'opportunité comme « *le taux en deçà duquel un investisseur considère qu'il n'a pas intérêt à affecter ses ressources au projet considéré* ».

Selon le modèle classique d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) auquel la CRE se réfère, pour un actif donné, ce coût d'opportunité dépend du degré de risque de l'actif et du niveau des taux sans risques. Il doit par ailleurs être indépendant des choix de financement (entre dette et fonds propres), *modulo* les effets de la fiscalité<sup>60</sup>. Il aboutit au calcul d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC), normatif au regard du ratio dette/fonds propres.

---

<sup>59</sup> Le délai de construction des postes sources (ouvrages qui transforment la très haute tension en haute tension) est significativement supérieur à un an.

<sup>60</sup> Notamment le fait que les charges financières, contrairement aux versements de dividendes aux actionnaires, sont en grande partie déductibles de l'impôt sur les sociétés.

### 3.2.1 L'inertie des paramètres fiscaux et des références de taux sans risque retenus

#### 3.2.1.1 Une forte surévaluation du coût de la dette de RTE en TURPE 5 et 6

La rémunération des actifs régulés de RTE prend la forme d'un CMPC normatif appliqué à la valeur nette comptable des immobilisations (nette des subventions d'investissements<sup>61</sup>), auquel s'ajoute le coût de la dette appliqué aux immobilisations en cours. Le caractère normatif du CMPC tient notamment au fait que la part de la dette y est prise forfaitairement à 60 % du total dette plus fonds propres. Néanmoins, le poids effectif des dettes financières de RTE au sein du total des dettes et des capitaux propres se situe bien à ce niveau au cours de la période 2017-2022<sup>62</sup>.

Par ailleurs, le cadre réglementaire retenu par la CRE fait le choix de figer pour l'ensemble d'une période tarifaire (soit quatre ans) les paramètres servant au calcul du CMPC. Il s'agit notamment de la référence du taux sans risque, fondée sur une moyenne historique à date, ainsi que des règles fiscales relatives à l'impôt sur les sociétés.

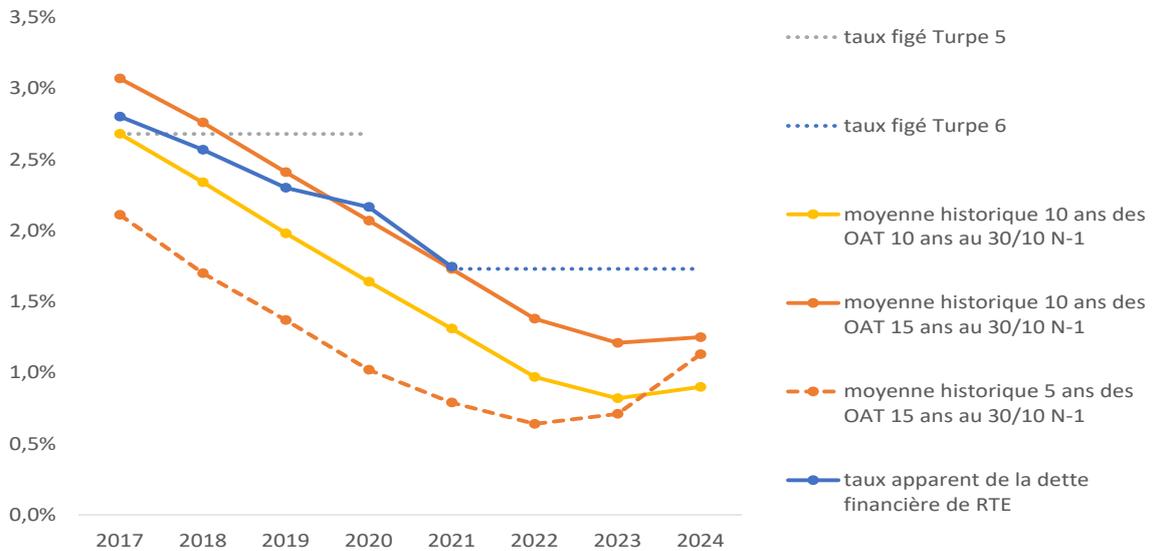
Or, le taux sans risque retenu comme base de la rémunération de RTE sur l'ensemble d'une période tarifaire est une moyenne historique des taux obligataires à long terme (OAT à 10 ou 15 ans) sur les 10 ans précédant la période tarifaire concernée, alors que le coût de la dette de RTE est sensible aussi à des évolutions de plus court terme. La moyenne retenue en 2016 pour le TURPE 5 (2017-2020) ne tenait ainsi pas compte de la forte baisse des taux intervenue à partir de 2015, qui s'est en revanche répercutée sur le taux moyen de la dette de RTE.

---

<sup>61</sup> Chez RTE, les contributions financières des tiers aux coûts de leur raccordement sont traitées en subvention d'investissements.

<sup>62</sup> 60% en termes d'endettement financier brut et 56% en termes d'endettement financier net.

**Graphique n° 10 : Évolution des taux des OAT et du taux apparent de la dette\* de RTE comparée aux références retenues pour le TURPE**



\* le taux apparent de la dette est calculé à partir des comptes sociaux de RTE comme le rapport entre les charges financières du compte de résultat de l'année N et les dettes financières au passif du bilan de l'année N-1  
Sources : Cour des comptes d'après données Banque de France et comptes RTE

Dans ces conditions, la couverture normative du coût de la dette au sein du CMPC comme pour la rémunération des IEC, à un taux nominal de 3,7 % pour la période 2017-2020, puis 2,4 % pour la période 2021-2022, aboutit à dépasser largement les charges financières enregistrées aux comptes de RTE, dans une période marquée par la poursuite de la baisse des taux d'intérêt. En cumul, au cours de la période 2017-2022, cette sur-couverture atteint près de 530 M€.

**Tableau n° 15 : Couverture des charges financières à travers les charges de capital normatives**

|   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021  | 2022  |
|---|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| couverture normative de la dette par le TURPE | 339,5  | 349,7  | 361,7  | 370,7  | 248,0 | 254,9 |
| dont BAR*0,6*coût de la dette                 | 301,9  | 313,4  | 317,7  | 320,6  | 209,0 | 217,8 |
| dont IEC*0,6*coût de la dette                 | 37,7   | 36,2   | 43,9   | 50,2   | 39,0  | 37,0  |
| charges financières des compte sociaux        | -252,8 | -256,6 | -235,6 | -230,2 | -205  | -211  |
| surcouverture                                 | 86,7   | 93,1   | 126,1  | 140,5  | 43,0  | 43,9  |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux

La rémunération des actifs en service et des IEC, en excédent de la couverture des charges financières, représente la rémunération effective des fonds propres de RTE nets des subventions d'investissement (soit les capitaux investis par ses actionnaires). Du fait de la fixation des références de taux sans risque, sur la période couverte par le TURPE 5, cette rémunération a représenté un rendement nominal de plus 11,5 % avant impôts, soit 2 points de plus que prévu par le CMPC normatif (9,7 %). Cet écart s'atténue sur la période du TURPE 6, à partir de 2021, le CMPC normatif ayant pleinement intégré la baisse des taux d'intérêt intervenue depuis 2015 sur les marchés obligataires (soit une rémunération des fonds propres de 7,8 %).

**Tableau n° 16 : Rémunération des fonds propres à travers les charges de capital normatives**

|  | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021  | 2022  |
|--|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| rémunération de la base d'actif et des IEC (revenu autorisé au titre de l'année) | 895,6  | 925,2  | 949,9  | 968,1  | 732,8 | 757,6 |
| charges financières des compte sociaux   | -252,8 | -256,6 | -235,6 | -230,2 | -205  | -211  |
| rémunération des fonds propres   | 642,8  | 668,6  | 714,3  | 737,9  | 527,8 | 546,6 |
| taux de rémunération effectif avant impôts                                       | 11,5%  | 11,8%  | 11,9%  | 11,8%  | 8,4%  | 8,3%  |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux

### 3.2.1.2 Les effets sur la rémunération d'Enedis

Comme rappelé *supra*, la rémunération d'Enedis comporte une part fondée sur les taux sans risque même s'il s'agit d'une modalité de calcul conventionnelle. De façon analogue à RTE, si ces références avaient évolué en cours de période tarifaire des TURPE 5 et 6 pour tenir compte de l'évolution des taux des OAT, les taux de rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis auraient été inférieurs à ceux effectivement perçus par Enedis.

En se calant sur l'évolution de la moyenne historique sur 10 ans des taux des OAT 15 ans, depuis 2019, la rémunération des capitaux propres aurait été en cumul inférieure de 207 M€. À cet égard, le cadre réglementaire du TURPE 6 prévoyait une clause de rendez-vous relative à la méthode de rémunération d'Enedis, en lien avec les incertitudes de l'environnement économique, avec la possibilité de modifier la trajectoire tarifaire sur les deux dernières années (2023 et 2024). Mais cette possibilité n'a pas été utilisée.

**Tableau n° 17 : Écarts entre taux sans risque de référence et taux constatés**

|  | 2019   | 2020   | 2021 | 2022   | 2023   |
|--|--------|--------|------|--------|--------|
| Référence de taux sans risque appliquée    | 2,7%   | 2,7%   | 1,7% | 1,7%   | 1,7%   |
| Moyenne glissante des OAT 15 ans           | 2,7%   | 2,1%   | 1,7% | 1,4%   | 1,2%   |
| Impact simulé sur la rémunération d'Enedis | -38 M€ | -74 M€ | 0    | -35 M€ | -60 M€ |

Sources : Calculs Cour des comptes

### 3.2.1.3 L'absence de prise en compte des évolutions de la règle fiscale en cours de période tarifaire

Par ailleurs, les règles fiscales de déductibilité des charges financières, ainsi que le taux lui-même de l'impôt sur les sociétés, qui constituent des paramètres pris en compte dans le calcul initial des taux de rémunération du capital, ont évolué sur la période tarifaire du TURPE 5, sans que ces évolutions aient été intégrées à la rémunération du capital de RTE, ce qui a accru la rémunération après impôts de RTE.

En effet, le taux de déductibilité des charges financières est passé *de facto* de 75 à 100 % pour RTE à partir de l'exercice comptable 2019<sup>63</sup>, ce qui aurait dû se traduire par une baisse de 0,3 point du taux de rémunération de la dette au sein du CMPC. En outre, le CMPC normatif de RTE en TURPE 5, dans sa composante du coût des fonds propres a utilisé un taux d'impôt sur les sociétés figé au niveau antérieur à la baisse prévue par la loi de finances pour 2018, soit 34,43 %. Or, ainsi que la CRE l'a calculé pour Enedis à l'occasion du TURPE 5bis en juin 2018, le taux effectif moyen d'IS sur la période 2018-2020 résultant de la baisse progressive votée en LFI 2018, a été ramené à 31,79 %, ce qui aurait induit une baisse supplémentaire de 14 points de base du CMPC de RTE. Au total, l'ajustement des paramètres fiscaux aurait réduit de 65 M€ par an la rémunération de RTE au cours de la période 2018-2020.

En ce qui concerne Enedis, ces aspects ne revêtent pas d'enjeu significatif. En effet, la définition d'un TURPE 5bis en 2018 a permis de tenir compte à temps de la baisse programmée des taux d'IS. Par ailleurs, la quote-part de déduction fiscale des frais financiers ne joue pour Enedis que sur la rémunération des emprunts financiers hors Linky, dont l'encours a été nul sur la période du TURPE 5.

#### 3.2.1.4 Les enjeux d'une prise en compte plus exacte des évolutions de paramètres de référence pour le calcul des rémunérations de RTE et d'Enedis.

La remontée rapide des taux obligataires au cours de l'année 2023 conduit à estimer que si le mode de fixation des taux de rémunération de RTE et d'Enedis pour la période du TURPE 7 restait inchangé, c'est-à-dire fondé sur une moyenne historique des taux sans risques des années 2014-2024, et sans révision annuelle au cours de la période tarifaire, ceci conduirait cette fois-ci à une probable sous-couverture des charges financières. C'est ainsi que dans sa demande tarifaire pour le TURPE 7, Enedis propose de prendre en compte une période historique plus courte pour le taux sans risque, ce qui augmenterait de 100 points de base la référence retenue.

Pour sa part, sans remettre en cause les principes de la méthode de calcul appliquée (moyenne historique de taux obligataires), la Cour recommande de tenir compte, pour chaque nouvelle année de la période tarifaire, de l'évolution des taux obligataires en actualisant de façon glissante la période de référence prise pour le calcul de la moyenne historique des taux obligataires. Les effets de cette actualisation seraient portés chaque année au compte de régularisation des charges et produits. Cette évolution ne serait pas exclusive d'une réflexion sur la période historique la plus pertinente à retenir ou la pondération à accorder à chaque année au sein de cette période.

---

<sup>63</sup> La loi de finances pour 2019 a prévu que les charges financières des entreprises ne seraient plus déductibles à hauteur de 75% et sans plafond, mais entièrement déductibles dans la limite de 30% de l'EBITDA « fiscal ».

**Recommandation n°6** (CRE, 2025) Au cours de la période tarifaire, actualiser chaque année la moyenne historique des taux sans risque utilisée pour fixer la rémunération des charges de capital de RTE et d'Enedis.

Au-delà, se borner à modifier le mode de fixation du CMPC applicable pour la période couverte par le TURPE 7 conduit *de facto* à ne pas rattraper, au bénéfice final des consommateurs, les sur-couvertures, et donc les sur-rémunérations, de la période récente, liées tant à l'évolution effective des taux d'intérêt qu'aux changements de règles fiscales intervenus depuis 2019. Il pourrait ainsi être envisagé d'intégrer au revenu tarifaire de la période du TURPE 7 un rattrapage pluriannuel des gains retirés par RTE et Enedis sur les périodes des TURPE 5 et 6 du fait de l'absence de prise en compte de l'évolution des taux des OAT et des paramètres fiscaux dans le CMPC et les taux de rémunération appliqués.

Néanmoins, étant donné les besoins de financement auxquels RTE et Enedis vont devoir faire face au cours de la prochaine décennie à raison des investissements à venir (cf. partie 1.4 *supra*), le principal problème associé à ces sur-couvertures des TURPE 5 et 6 réside dans le fait qu'elles ont été en grande partie dissipées dans les montants de dividendes distribués sur la période aux actionnaires de RTE et d'Enedis.

Enfin, le calcul de la rémunération des actifs du projet Linky pose par ailleurs un problème spécifique dans la mesure où les éléments de son calcul, tant sur les références de taux sans risque que sur les paramètres fiscaux, ont été figés quant à eux depuis 2014 : ils reposent sur un taux nominal sans risque de 4,0 % et un taux moyen d'IS de 34,43 %. Le CMPC résultant, appliqué depuis 2015 à la VNC du projet Linky, avant effet de la régulation incitative, s'élève à 7,25 %. Sur la base des paramètres retenus pour la période du TURPE 6 pour le reste des charges de capital d'Enedis, ce taux devrait être de seulement 4,5 %, sans même tenir compte des baisses de taux des OAT intervenues depuis 2021.

### **3.2.2 Une rémunération des capitaux propres qui reflète une surestimation des risques pris par les actionnaires**

#### **3.2.2.1 La méthode d'évaluation des différents paramètres**

Pour la fixation des taux de rémunération appliqués à tout ou partie de la base d'actifs de RTE et d'Enedis, la CRE estime un coût d'opportunité des fonds propres en utilisant la méthode du MEDAF (modèle d'évaluation des actifs financiers). Le recours à cette méthode suppose d'admettre que la régulation doit chercher à rémunérer les actionnaires de RTE et d'Enedis en fonction du risque spécifique que représente une participation au capital de ces deux entreprises.

Dans ce cadre, la méthode utilisée par la CRE relève d'un certain nombre de choix, qui laissent au régulateur une certaine marge d'appréciation.

En effet, pour appliquer le MEDAF au cas d'espèce, de nombreux choix doivent être opérés :

- Pour la prime de risque de marché, différentes conventions de calcul peuvent être retenues (référence du marché pertinent, type de moyenne) ;

- Pour le bêta de l'actif, la CRE recourt à une étude d'entreprises dites « comparables » mais cotées en bourse, contrairement à RTE ou Enedis ; pour ces comparables, les bêta sont estimés à partir des variations de leurs cours de bourse ; sur l'ensemble des comparables, une fourchette de bêta est ainsi obtenue, au sein de laquelle il faut choisir en fonction d'une appréciation de la situation relative de ces différentes entreprises et de RTE et d'Enedis en termes d'exposition au risque, compte tenu notamment des cadres réglementaires.

### 3.2.2.2 Le choix du mode de calcul des références de marché

Pour évaluer la prime de risque de marché à intégrer au calcul du coût des fonds propres, RTE, Enedis et la CRE considèrent des moyennes d'indices de marché d'actions français ou européens sur des périodes historiques très longues (plus de 100 ans). Sur de telles périodes, le choix d'utiliser une moyenne géométrique ou une moyenne arithmétique introduit des écarts de plus de 200 points de base sur le résultat, la moyenne arithmétique donnant le résultat le plus élevé. Or, les primes de risques retenues dans le cadre des TURPE sont essentiellement fondées sur des références de moyennes arithmétiques, notamment en raison de la durée d'observation historique retenue, alors qu'une pondération différente, entre moyenne géométrique et arithmétique pourrait tout autant se justifier, laissant en réalité une importante marge de manœuvre au régulateur.

À titre d'illustration, sur le TURPE 6, choisir une prime de risque marché plus proche de la moyenne géométrique historique que de la moyenne arithmétique, pourrait conduire, sans rompre avec les principes jusqu'ici retenus, à réduire de plus de 80 points de base le CMPC fixé pour RTE et le taux de rémunération de la BAR d'Enedis, soit près de 650 M€ de moindre charge annuelle pour les usagers.

### 3.2.2.3 Une exposition aux risques en réalité très fortement limitée

Comme indiqué *supra*, pour le calcul du coût des fonds propres, le risque associé à la détention du capital de RTE ou d'Enedis n'est pas évalué directement à partir d'une appréciation de la situation de ces deux entreprises mais par comparaison avec des entreprises « comparables » mais cotées en bourse, pour lesquelles le risque est évalué à travers un calcul sur données de marché par application de la méthode du MEDAF : la mesure de ce risque consiste alors à estimer un degré de corrélation entre le risque de l'actif, assimilé aux variations de son cours de Bourse, et le risque de marché en général. Ce degré de corrélation est appelé « bêta ».

Ce procédé se heurte au fait qu'il n'existe aucune entreprise comparable en France et que lesdits « comparables », lorsqu'ils se situent dans l'Union Européenne, ont généralement d'autres activités que celle consistant à transporter ou distribuer de l'électricité de sorte que leur « bêta » reflète soit le niveau de risque moyen de leurs diverses activités ou doit être estimé au vu du poids relatif de ces différentes activités pour lesquels on trouve des entreprises cotées comparables. Ces entreprises n'évoluent pas non plus dans le même cadre fiscal, réglementaire et réglementaire que RTE et Enedis.

La méthode suppose alors d'apprécier le niveau relatif de risques auquel RTE et Enedis sont exposés par rapport à l'échantillon des entreprises dites « comparables ». En pratique, le « bêta » retenu par la CRE se situe au sein de la fourchette des « bêtas » des entreprises prises comme comparables et peu éloigné de la moyenne de l'échantillon. Cela signifierait que RTE et Enedis présentent un profil de risque résiduel en ligne avec ces différentes entreprises, traduit par une corrélation (« bêta ») de 0,36-0,37 entre le risque de rendement de leur actif et le risque de marché.

Or, l'examen direct des conditions institutionnelles, légales et réglementaires dans lesquels Enedis et RTE exercent leurs missions conduit à l'appréciation d'un risque très faible entourant le rendement et la valeur de leurs actifs.

En effet, en premier lieu, Enedis comme RTE font face à un aléa extrêmement limité concernant les perspectives de maintien de leur périmètre d'activité puisqu'ils sont désignés par la loi comme seuls gestionnaires sur leurs zones de desserte exclusive<sup>64</sup> (Enedis) ou sur le réseau de transport<sup>65</sup> (RTE) selon des principes dont la Cour soulignait déjà en 2021 qu'ils n'avaient pas d'équivalents dans l'Union européenne<sup>66</sup>. Dans le contexte particulier de l'organisation du transport et de la distribution d'électricité sur le marché français, l'hypothèse d'une remise en cause de leurs périmètres d'activité apparaît devoir être écartée.

Par ailleurs, le fait que ni RTE ni Enedis ne soient des entreprises cotées limite les risques pris par l'actionnaire relatifs à la valeur de leur participation, qui, si elle était estimée sur la base d'une somme actualisée des futurs cash-flows, traduirait essentiellement l'assurance d'une rémunération égale à celle prévue par le cadre réglementaire.

Enfin, l'analyse faite *supra* (cf. partie 2) des résultats de la régulation montre la capacité du cadre réglementaire à assurer la couverture des charges d'exploitation de RTE et d'Enedis et conduit, comme l'illustre le tableau ci-dessous, et à ce que les résultats d'exploitation soient au moins égaux, aux effets calendaires près des apurements du CRCP, à la rémunération du capital fixée par le cadre réglementaire.

---

<sup>64</sup> Cf. article L.111-52 du code de l'énergie.

<sup>65</sup> Cf. ; article L.111-40 du code de l'énergie.

<sup>66</sup> Cf. observations définitives sur les comptes et la gestion d'Enedis, 2021.

**Tableau n° 18 : Lien entre rémunération du capital fixée par le TURPE et résultat d'exploitation**

| M€ (sauf indication contraire)                 | 2015       | 2016        | 2017        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022       | 2023          |
|--|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|---------------|
| <b>RTE</b>                                     |            |             |             |             |             |             |             |            |               |
| Rémunération du capital par le TURPE           | 1 140      | 1 041       | 896         | 925         | 950         | 968         | 733         | 758        | 784           |
| Résultat d'exploitation                        | 1 109      | 814         | 856         | 1 095       | 1 117       | 848         | 984         | 678        | 631           |
| <b>Cumul des écarts</b>                        | <b>-31</b> | <b>-258</b> | <b>-298</b> | <b>-128</b> | <b>39</b>   | <b>-81</b>  | <b>170</b>  | <b>107</b> | <b>-46</b>    |
| Contreparties des écarts :                     |            |             |             |             |             |             |             |            |               |
| <i>Solde du CRCP à apurer en fin d'année**</i> |            | 91          | 276         | 215         | 33          | -10         | 10          | -77        | 200           |
| <i>Solde du lissage temporel à rattraper</i>   |            |             | -14         | -123        | -135        | 0           | -82         | -99        | -77           |
| <b>Enedis</b>                                  |            |             |             |             |             |             |             |            |               |
| Rémunération du capital par le TURPE*          | 1 255      | 1 490       | 1 330       | 1 363       | 1 447       | 1 574       | 1 603       | 1 910      | 2 110         |
| Résultat d'exploitation                        | 1 344      | 1 482       | 1 289       | 1 203       | 1 213       | 1 204       | 1 865       | 2 452      | -505          |
| <b>Cumul des écarts</b>                        | <b>89</b>  | <b>81</b>   | <b>40</b>   | <b>-120</b> | <b>-354</b> | <b>-724</b> | <b>-462</b> | <b>80</b>  | <b>-2 535</b> |
| <i>Solde du CRCP à apurer en fin d'année**</i> |            | -193        | -167        | -79         | 285         | 749         | 586         | -112       | 2 417         |
| <i>Solde du lissage temporel à rattraper</i>   |            |             | -32         | -18         | 19          | 0           | 41          | 229        | 195           |

\* nette de l'effet du CLR Linky

\*\* y compris reste à apurer de la période tarifaire précédente le cas échéant

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux de RTE et de Enedis

Ainsi, moyennant la maîtrise du niveau d'endettement et de ses conditions financières, la rentabilité effective des capitaux placés chez Enedis et RTE par leurs actionnaires est presque assurée de correspondre à celle prévue par le cadre réglementaire, ce qui répond *a posteriori* à la définition d'un actif financier sans risque. En tout cas, la valeur des actifs de RTE et d'Enedis n'a pas de raison d'être significativement sensible aux variations de indices de marché. De fait, le principal risque auquel sont confrontés les actionnaires de RTE et d'Enedis est celui de la fixation par la CRE du niveau de rémunération du capital lors de chaque période tarifaire. Le fait que les deux gestionnaires vont entrer dans une période de forte croissance de leurs investissements ne justifie pas, en soi, de modifier cette appréciation, même si on peut admettre que certains investissements futurs de RTE, en particulier dans l'offshore, seront sans doute plus risqués que leurs investissements passés.

Par conséquent, dans le cadre d'un calcul de rémunération du capital sous forme de CMPC, la question d'utiliser un « bêta » plus proche de zéro est légitime. En tout état de cause, entre les bêtas retenus aujourd'hui par la CRE, situés entre 0,3 et 0,4, soit dans la fourchette de gestionnaires de réseaux européens jugés « comparables », et l'appréciation d'un risque extrêmement limité au vu de la situation institutionnelle et de la configuration comme des résultats du cadre réglementaire, une marge d'appréciation demeure. À titre d'illustration, un bêta réduit de moitié par rapport aux valeurs actuelles diminuerait de près de 900 M€ la rémunération annuelle cumulée de RTE et d'Enedis.

**Recommandation n°7** (CRE, 2025) Revoir à la baisse, pour RTE comme pour Enedis, le niveau des paramètres constitutifs de la rémunération de leurs fonds propres afin de mieux refléter le faible niveau de risque qu'ils supportent.

### 3.2.3 Une rémunération des actifs jusqu'à présent remontée pour l'essentiel vers les actionnaires sous forme de dividendes

La position de RTE et de ses actionnaires lors des discussions avec la CRE, en amont de la fixation du niveau de rémunération de la BAR pour chaque période tarifaire, prend en compte les objectifs de rendement financier attendu par les actionnaires de RTE, combinés aux préoccupations de maîtrise du coût de la dette de RTE, et donc de sa notation financière, que les agences de notation font pour l'instant dépendre du niveau de CMPC retenu par le TURPE. *De facto*, la rémunération des capitaux propres de RTE à travers le tarif fonde la quasi-totalité du résultat net de RTE, et par conséquent la rémunération de ses actionnaires à travers les dividendes versés. Depuis 2016, RTE fait en effet remonter systématiquement 60 % de son résultat exprimé en normes IFRS sous forme de dividendes à ses actionnaires.

À cet égard, l'actionnaire direct de RTE, la co-entreprise de transport d'électricité (CTE), a souscrit en 2017 un emprunt financier pour acquérir l'ensemble des titres RTE auprès d'EDF (2,67 Md€) et procéder à une augmentation de capital, et les deux actionnaires entrés au capital de la CTE en 2017, aux côtés d'EDF, soit la Caisse des dépôts et CNP Assurances, l'ont fait sur la base d'une valorisation de RTE (8,2 Md€) traduisant l'espérance des retours minimum en termes de dividendes. Depuis la création de la holding CTE en 2017, l'intégralité de son *cash-flow* opérationnel (soit en pratique les dividendes reçus de RTE moins les intérêts d'emprunt) a été reversé à ses trois actionnaires et CTE n'a pas engagé de réduction de son endettement.

**Tableau n° 19 : Du TURPE à la rémunération des actionnaires de RTE**

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>                        | 2017 | 2018  | 2019  | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | cumul |
|--|------|-------|-------|------|------|------|------|-------|
| Rémunération du capital par le TURPE                         | 896  | 925   | 950   | 968  | 733  | 758  | 784  |       |
| Résultat d'exploitation                                      | 856  | 1 095 | 1 117 | 848  | 984  | 678  | 631  |       |
| Résultat net après IS (comptes sociaux)                      | 258  | 514   | 576   | 434  | 527  | 353  | 292  | 2 954 |
| Dividendes versés en N au titre de l'année N-1 par RTE à CTE | 242  | 223   | 362   | 409  | 312  | 397  | 291  | 2 236 |
| Réserves distribuées en N par CTE à ses actionnaires         | 159  | 313   | 313   | 367  | 259  | 356  | 287  | 2 054 |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux de RTE et de CTE

Pour Enedis, dont le seul actionnaire est EDF, le niveau de rémunération des actifs immobilisés détermine la masse du résultat qui pourra faire l'objet d'un arbitrage entre remontée de dividendes et financement des investissements en fonds propres plutôt que par

emprunt. Dans sa demande tarifaire au titre du TURPE 6, Enedis avait ainsi proposé un niveau de rémunération moyen de plus de 2 Md€ annuels sur la période 2021-2024 conduisant à un EBIT croissant, de 1,96 Md€ en 2021 à 3,16 Md€ en 2024. Sur la même période, la chronique prévisionnelle des *cash flows* affichaient un quasi-triplement des dividendes reversés, de 530 M€ en 2021 à 1,34 Md€ en 2024, parallèlement à la constitution d'un encours de dette financière nette de près de 600 M€ fin 2024.

En 2021 et 2022, malgré l'obtention d'un moindre calibrage de la rémunération de ses actifs en TURPE 6 Enedis a néanmoins versé les montants de dividendes prévus et a parallèlement porté à près de 5 Md€ son encours de dettes financières fin 2023. Depuis au moins 2017, EDF applique en effet une politique consistant à exiger de sa filiale Enedis de lui distribuer des dividendes correspondant systématiquement à 65 % du résultat net de celle-ci exprimé en normes IFRS.

**Tableau n° 20 : Du TURPE à la rémunération de l'actionnaire d'Enedis**

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>                           | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | cumul |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rémunération du capital par le TURPE                            | 1 330 | 1 363 | 1 447 | 1 574 | 1 603 | 1 910 | 1 945 |       |
| Résultat d'exploitation   | 1 289 | 1 203 | 1 213 | 1 204 | 1 865 | 2 452 | -505  |       |
| Résultat net après IS (comptes sociaux)                         | 609   | 596   | 698   | 676   | 1 196 | 1 606 | -867  | 4 514 |
| Dividendes versés en N au titre de l'année N-1 par Enedis à EDF | 659   | 513   | 556   | 508   | 540   | 907   | 1 258 | 4 941 |
| Émission nette d'emprunts                                       | -     | 500   | 0     | 428   | 1 066 | 1 998 | 886   | 4 878 |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux d'Enedis

Dans ses observations définitives sur les comptes et la gestion d'Enedis, publiées en 2021, la Cour notait déjà que « *la rémunération d'Enedis est [...] largement finaliste* » et conçue pour « *dégager un excédent dont le montant « normal » est très subjectif* ». Elle indiquait également que « *hors augmentation tarifaire, l'entreprise et son actionnaire pourraient revoir les modalités de financement des investissements du fait de l'augmentation attendue des dépenses d'ici 2035* ».

Au total, les objectifs de remontée de dividendes poursuivis par les actionnaires directs de RTE et d'Enedis sous-tendent fortement les demandes de rémunération des bases d'actifs régulés, même si c'est le régulateur qui fixe les taux après analyse de ces demandes. Or, pour RTE comme pour Enedis, la fixation des taux de rémunération des actifs, pour leur partie représentative du coût des fonds propres, ne devrait pas poursuivre d'autre objectif que de refléter la juste appréciation des risques auxquels les opérateurs sont exposés.

---

**CONCLUSION INTERMÉDIAIRE**

---

*Conformément à la loi, le TURPE assure à RTE et Enedis une rémunération normale qui « contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux ». La CRE fixe le niveau de cette rémunération par référence aux principes classiques de régulation d'entreprises en charge d'un monopole public et à la méthode d'évaluation des actifs financiers (MEDAF).*

*Toutefois, pour tenir compte des spécificités du passif d'Enedis, et notamment du poids du domaine concédé, la CRE établit la rémunération d'Enedis sur des bases atypiques et en partie dénuées de justifications économiques. Cette rémunération apparaît excessive au regard des investissements réellement supportés par le gestionnaire de réseau. Deux principaux défauts seraient à corriger dans le cadre de la recherche d'un mode de calcul mieux justifié économiquement : éviter de rémunérer la valeur nette comptable des biens remis gratuitement et non encore renouvelés par Enedis et neutraliser à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) les préfinancements obtenus par Enedis et représentés par les « droits des concédants sur les biens à renouveler ».*

*En ce qui concerne les paramètres des taux de rémunération, la Cour observe que l'absence de révision des références de taux sans risque, en cours de période tarifaire, conduit à des écarts significatifs entre les sous-jacents de la rémunération octroyée et la réalité des frais financiers supportés. Ces écarts ont globalement profité à RTE et Enedis depuis 2017. La mise en œuvre d'une actualisation annuelle des paramètres de taux sans risques permettrait d'éviter de tels écarts à l'avenir.*

*S'agissant de la prise en compte des risques de marché et des risques intrinsèques associés aux actifs de RTE et d'Enedis, la Cour constate l'existence de marges d'appréciation importantes dans certains choix de paramètres opérés pour le calcul de la rémunération des fonds propres de RTE et des risques d'exploitation pour Enedis. Elle considère également que les gestionnaires de réseaux électriques bénéficient en France d'un cadre réglementaire et d'un environnement juridique très protecteurs qui aboutissent à ce que ces entreprises exercent une activité de monopole très encadrée et sans risques significatifs. Ces constats militent pour fixer leur rémunération en prenant en compte des niveaux de risques inférieurs à ceux reflétés dans les paramètres aujourd'hui retenus.*

---

## **4 UN FINANCEMENT DES CHARGES DE RÉSEAU À RÉPARTIR PLUS ÉQUITABLEMENT**

La répartition du financement des charges de réseau entre les différents usagers revêt des enjeux non seulement d'efficacité mais aussi d'équité. La méthode d'établissement de la structure des grilles tarifaire doit répondre à ces enjeux, notamment en répercutant à chaque catégorie d'usagers les coûts qu'ils engendrent. Toutefois plusieurs dispositifs altèrent les résultats qui découleraient de l'application des seules grilles tarifaires du TURPE, en termes de répartition du financement des coûts de réseau. Ces effets conduisent notamment à s'interroger sur les modalités de prise en charge par le TURPE d'une partie des coûts de raccordement, sur la péréquation entre gestionnaires de réseaux de distribution ou encore sur les abattements de TURPE accordés à certains grands consommateurs d'électricité.

### **4.1 Des charges qui ne relèvent pas nécessairement d'un financement par l'ensemble des usagers**

#### **4.1.1 Le partage du coût des raccordements**

Les travaux de raccordements s'entendent de ceux concernant la création d'ouvrages de branchement et d'ouvrages d'extension du réseau, nécessaires au raccordement. Ils peuvent aussi concerner des travaux de renforcement du réseau existant, en fonction de la puissance à faire transiter.

Selon les dispositions de l'article L.341-2 du code de l'énergie, le TURPE a vocation à couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux électriques, y compris « *une partie des coûts de raccordement à ces réseaux [...] l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution [des bénéficiaires]* ». Cette prise en charge, aussi appelée réfaction, intervient dans des limites fixées par la loi, selon les catégories de bénéficiaires. Les contributions des bénéficiaires des raccordements sont calculées selon des principes généraux fixés par l'autorité administrative, sur proposition de la CRE. Ses principes concernent le périmètre des coûts caractérisant un raccordement ainsi que les taux de réfaction applicables. La méthode de calcul des contributions, appliquée par les gestionnaires de réseau, est soumise à l'approbation de la CRE. Les contributions s'appliquent normalement aux ouvrages propres au raccordement du seul bénéficiaire, mais elles peuvent être étendues à des ouvrages communs au raccordement de plusieurs installations, dans le cadre des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR).

##### **4.1.1.1 Le principe des prises en charge par le TURPE**

Le tableau de l'annexe n°11 fait apparaître les taux de prise en charge (réfaction) actuellement en vigueur. Pour les installations de consommation, les taux de réfaction sont d'au plus 40 %, sauf pour les infrastructures de recharges de véhicules électriques (IRVE) pour lesquelles les taux atteignent 75 à 80 %. (cf. *infra*).

Pour les installations de production, des réfections ne sont prévues que pour les EnR de puissance inférieure à 5 MW. Ces réfections représentent au maximum 60% du coût des ouvrages propres et de la quote-part des ouvrages communs (cf. *supra*) et leur taux décroît avec la puissance de raccordement. Néanmoins, pour les parcs éoliens en mer attribués par mise en concurrence et dont le producteur n'a pas choisi l'emplacement, quel que soit leur puissance, le coût du raccordement selon les spécifications définies par l'autorité administrative est intégralement supporté par le gestionnaire du réseau de transport<sup>67</sup>.

Pour les EnR bénéficiant d'un soutien public à travers les obligations d'achat ou les compléments de rémunération, ces réfections réduisent le tarif d'achat, ou la rémunération garantie, de l'électricité produite<sup>68</sup>. En l'état actuel de ce soutien, sur crédits du budget général de l'État, les réfections sur raccordement des EnR opèrent ainsi un transfert de charge des contribuables vers les usagers du réseau électrique.

En 2022, selon la CRE, les réfections sur opérations de raccordement au réseau d'Enedis ont représenté un coût de 645 M€ supporté dès lors par Enedis, et *in fine* par le TURPE. Au périmètre de RTE, la prise en charge intégrale des dépenses de raccordement des parcs éoliens en mer a représenté un montant de 370 M€ en 2022, soit le montant total des investissements consacrés par RTE au développement du réseau en mer.

#### 4.1.1.2 Le raccordement des bornes de recharges pour véhicules électriques (IRVE)

Comme indiqué *supra*, les IRVE bénéficient depuis 2020 des taux de réfaction les plus élevés. Cette situation réduit l'effet du signal-prix et son impact sur les choix d'implantation des bornes ouvertes au public. En ce qui concerne les installations en habitat, ce sont les modalités d'intervention d'Enedis et de préfinancement par le TURPE qui posent question.

##### 4.1.1.2.1 L'intervention des gestionnaires de réseau et la prise en charge par le TURPE dans les habitats collectifs

Pour l'installation d'une infrastructure collective en amont de bornes de recharge pour véhicules électriques dans les copropriétés, les clients peuvent faire appel soit à Enedis, ou aux ELD sur leur ressort territorial, soit à des opérateurs privés. En effet, Enedis peut procéder à l'installation d'une infrastructure collective dans les parkings des copropriétés, alors intégrée au réseau public de distribution, alors que, de façon alternative, la copropriété peut recourir à un installateur privé qui interviendra en aval d'un simple point de livraison créé par Enedis ou l'ELD.

Le choix de la solution retenue par le gestionnaire du réseau public est encadré par la loi et le règlement : il ne peut aboutir que si la copropriété a sollicité par ailleurs au moins un devis auprès d'un opérateur privé. Les coûts de l'infrastructure collective par le biais de la solution d'Enedis sont couverts par le TURPE moyennant une contribution financière des bénéficiaires individuels au coût de cette infrastructure. La loi ne prévoit pas de principe de stricte équivalence entre la prise en charge publique finalement accordée aux bénéficiaires du raccordement en cas de recours à l'offre d'Enedis ou à tout opérateur privé. En effet, en cas de

---

<sup>67</sup> Dispositions issues de l'article 15 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

<sup>68</sup> Elles réduisent aussi facialement le coût complet actualisé de production affiché par l'installation EnR.

recours à un opérateur privé, des soutiens publics existent : prime du programme ADVENIR (jusqu'à 8 000 € pour une infrastructure collective), crédits d'impôt sur les travaux de pose des bornes de recharge individuelles, taux réduit de TVA sur les travaux. En tout état de cause, selon les cas, le partage du financement de la part mutualisée des coûts de raccordement entre les consommateurs d'électricité (via le TURPE) ou les contribuables (via des dispositifs fiscaux ou budgétaires) est susceptible de différer entre les deux modalités d'intervention, sans justification évidente.

Par ailleurs, dans le cas du recours à Enedis ou une ELD, la contribution des bénéficiaires individuels au coût de l'infrastructure collective est bornée par un minimum et un maximum ; elle peut donc entraîner des charges nettes à couvrir par le TURPE. De plus, les coûts du raccordement collectif donnent lieu à un préfinancement par le gestionnaire de réseaux puis à remboursement à travers les contributions des bénéficiaires individuels sur la durée de vie de l'infrastructure. Si le nombre de raccordements individuels est plus faible que prévu, la somme des contributions peut se trouver inférieure au coût de l'infrastructure collective et laisser *de facto* un reste à charge couvert par le TURPE, au-delà même de la réfaction prévue par la loi. Ainsi que le reconnaît la CRE, « *le dispositif de préfinancement ne garanti[t] pas que les montants avancés par le TURPE soient in fine intégralement remboursés* ». Des bilans réguliers des conséquences financières de ce dispositif pour Enedis mériteraient d'être alors établis.

#### 4.1.1.2.2 Les IRVE inscrites dans des schémas directeurs ou installées sur les aires d'autoroutes

Selon la CRE<sup>69</sup>, les installateurs d'infrastructure de recharge ouvertes au public sur voies rapides sont insuffisamment incités à optimiser les coûts de raccordement, par exemple en choisissant selon ce critère leurs implantations, en calculant au plus juste la puissance de raccordement ou en mutualisant le raccordement de plusieurs installations, du fait de l'important taux de réfaction dont ils bénéficient (75%). La CRE considère plus précisément que « *si des mécanismes de soutien devaient perdurer, ces derniers devraient ne plus être proportionnels aux coûts de raccordement ou au nombre de points de charge, mais devraient plutôt dépendre du type de borne de recharge et se limiter à assurer un maillage du territoire* ».

### 4.1.2 Les prestations annexes

En dehors des prestations relevant du barème de la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics d'électricité, Enedis et RTE peuvent proposer aux clients raccordés au réseau deux catégories de prestations facturées : les prestations réalisées à titre exclusif et les prestations réalisées dans un contexte concurrentiel.

Pour les prestations et frais réalisés à titre exclusif, la liste des prestations et les niveaux de prix sont fixés par la CRE dans ses délibérations « portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux [...] d'électricité », sauf pour les prestations qui doivent être facturées sur devis. Ces niveaux de prix sont revus chaque année.

---

<sup>69</sup> « Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique », rapport de décembre 2023.

Dans son catalogue des prestations, Enedis indique par ailleurs que les prix des prestations sur devis ou réalisées dans un contexte concurrentiel sont construits « *sur la base de coûts standards de main d'œuvre, en fonction de la qualification des intervenants, de prix figurant dans des canevas techniques pour les opérations standards ou de coûts réels* ».

Tout écart entre le coût réel des prestations et leur tarification spécifique se retrouve dans les charges nettes d'Enedis ou de RTE et est donc susceptible d'être couvert par le TURPE. S'agissant des prestations réalisées à titre exclusif, la loi (article L. 342-1 du code de l'énergie) prévoit en tout état de cause que leur coût peut être en partie couvert par le TURPE. Il n'existe donc pas de principe d'étanchéité du financement de ces prestations par rapport au TURPE et la proportion du coût de ces prestations à couvrir par le tarif relève donc de la seule appréciation de la CRE.

C'est ainsi, par exemple, que la CRE envisage pour 2024 la prise en charge par le TURPE des coûts relatifs au changement de compteur, dans le cas d'une demande d'activation d'un calendrier fournisseur lors de la modification de la formule tarifaire d'acheminement pour les utilisateurs du réseau BT > 36 kVA et HTA. Au périmètre d'Enedis, les recettes annuelles tirées de la tarification des prestations annexes atteignent 140 M€ en 2023.

Par ailleurs, le cadre réglementaire en vigueur pour le TURPE 6 prévoit que les écarts de recettes, par rapport à la trajectoire initiale des charges nettes incitées, induits par une modification des tarifs des prestations annexes sont prises en compte dans le CRCP (cf. *supra*). Ainsi, la baisse des tarifs d'intervention pour impayés ou manquement contractuels en BT < 36 kVA décidée par la CRE fin 2022 et entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> mars 2023 pourrait-elle donner lieu à compensation à Enedis par un abondement du CRCP. Cette baisse de tarif n'avait pas été intégrée d'emblée à la trajectoire des charges nettes incitées d'Enedis, alors que cette trajectoire tenait en revanche compte de la baisse attendue du coût de ces interventions (grâce au déploiement des compteurs communicants).

Les prestations proposées sur un champ concurrentiel, quant à elles, ne sont pas encadrées par le code de l'énergie. Elles doivent par défaut respecter le droit de la concurrence, ce qui suppose en particulier l'absence de tout financement par le TURPE, qui serait constitutif d'une subvention croisée. Les charges et recettes de ces prestations ne sont donc pas intégrées au périmètre des charges nettes incitées. Les enjeux sont du reste limités : les recettes de prestations sur ce champ ont atteint 8,2 M€ en 2023 pour Enedis, après 6,7 M€ en 2022.

#### **4.1.3 Le financement des dépenses de gestion de clientèle exposées par les fournisseurs pour leurs clients en contrat unique**

À l'occasion du référé sur les comptes et la gestion de la CRE (exercice 2013 à 2019), publié en mars 2021, la Cour avait critiqué le maintien d'un financement par Enedis, couvert par le TURPE, des dépenses que les fournisseurs exposent au titre de la gestion de clientèle en contrat unique pour la part imputable à l'acheminement. Au motif que ce financement, fixé forfaitairement par le cadre réglementaire du TURPE et désormais généralisé à tous les fournisseurs, n'apparaissait pas cohérent avec le fait que les fournisseurs restaient libres d'optimiser globalement leurs coûts de gestion de clientèle, elle avait indiqué que ce mécanisme, prévu par la loi, « *méritait d'être reconsidéré* ».

À ce jour, aucune évolution législative ni réglementaire n'est intervenue. Dans le cadre du TURPE 6, Enedis bénéficie d'une recette annuelle de près de 300 M€, au titre d'une part

spécifique de la composante de gestion des grilles tarifaires, pour couvrir sa participation au financement des dépenses de gestion de clientèle des fournisseurs (296 M€ en 2022).

#### **4.1.4 La contribution au FACÉ**

Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (FACÉ) passe aujourd'hui par un compte d'affectation spéciale (CAS) du budget de l'État, dont les recettes, votées en loi de finances, sont prélevées sous forme de contributions des gestionnaires de réseau de distribution assises sur les quantités d'énergie distribuée et par application de montants unitaires variables selon la taille des communes desservies. En pratique, Enedis s'acquitte de plus de 90 % des contributions alimentant le FACÉ, avec un montant annuel de près de 350 M€, inclus dans le périmètre des charges nettes d'exploitation « incitées » concourant à la détermination du revenu autorisé d'Enedis et répercuté à ce titre aux usagers à travers le TURPE.

Pour autant, le financement du FACÉ par des contributions des gestionnaires de réseaux, répercutées sur le TURPE et donc sur les usagers, ne va pas de soi. Il s'agit du financement d'un effort particulier d'investissement sur les réseaux de distribution maillant les communes rurales de la part des AODE, qui semble plus relever de la solidarité nationale que d'une péréquation supplémentaire à opérer entre tous les usagers ou les gestionnaires des réseaux de distribution maillant le territoire national.

## **4.2 Une péréquation entre gestionnaires de réseaux de distribution qui préserve des rentes de situation**

La grille tarifaire du TURPE est établie pour couvrir les charges nettes d'Enedis moyennant l'assiette, notamment en puissance et en énergie, associée aux clients raccordés à son réseau. Mais elle s'applique sur l'ensemble du territoire français, y compris sur les zones de distribution des ELD. Or, sur ces zones, les coûts de réseaux, rapportés aux nombres de clients ou à leur consommation électrique ou à leurs puissances de raccordement, peuvent être différents de ceux constatés en moyenne sur l'ensemble du réseau géré par Enedis. Dans ces conditions, l'application d'une même grille tarifaire, fondée sur les coûts d'Enedis, peut conduire, selon les zones de desserte, à des recettes systématiquement supérieures ou inférieures aux charges du gestionnaire local.

Pour traiter cette question, le code de l'énergie, aux articles L.121-29 et suivants, prévoit la mise en œuvre d'un fonds de péréquation de l'électricité (FPE) « *en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics* ». Depuis 2015, la péréquation peut être assurée selon deux modalités :

- soit à partir d'une formule de péréquation forfaitaire qui détermine les montants à octroyer aux gestionnaires déficitaires, et qui visent à couvrir une partie de leur déficit<sup>70</sup>, et les montants à recouvrer auprès des gestionnaires excédentaires<sup>71</sup> dans un jeu à somme nulle ;
- soit à partir d'une analyse des comptes des ELD par la CRE et la mise en œuvre d'une forme de régulation analogue à celle appliquée à Enedis, qui aboutit à l'estimation d'un écart à compenser entre recettes issues du TURPE et charges nettes, cet écart étant compensé aux ELD par des transferts financiers avec Enedis.

La seconde modalité est ouverte aux ELD couvrant plus de 100 000 clients ou dans les ZNI mais reste optionnelle. À ce jour, seuls les ELD opérant outre-mer (EDF-SEI, électricité de Mayotte et électricité de Wallis et Futuna) et Geredis, dans les Deux-Sèvres, ont opté pour cette modalité.

Au total, cette péréquation conduit à augmenter le niveau du TURPE d'un montant permettant, au périmètre d'Enedis, de couvrir les charges supplémentaires engendrées par la contribution nette d'Enedis à cette péréquation<sup>72</sup>. Cette contribution recouvre à la fois la contribution d'Enedis à la péréquation forfaitaire, soit le solde des attributions et contributions des autres ELD participantes, et le solde net à compenser aux ELD ayant opté pour la péréquation par analyse des comptes.

**Tableau n° 21 : Effets de la péréquation sur les contributions d'Enedis intégrées à son revenu autorisé en 2022**

| En M€                                 | Solde à compenser aux ELD | Contribution nette d'Enedis |
|---------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Péréquation forfaitaire               |                           | 27,1                        |
| <i>ELD contributeurs</i>              | -3,0                      |                             |
| <i>ELD bénéficiaires</i>              | 30,1                      |                             |
| Péréquation sur analyse des comptes : |                           | 187,5                       |
| <i>EDF-SEI</i>                        | 158,1                     |                             |
| <i>EDM</i>                            | 12,4                      |                             |
| <i>EEWF</i>                           | 3,4                       |                             |
| <i>Geredis</i>                        | 13,6                      |                             |
| <b>TOTAL charges d'Enedis</b>         |                           | <b>214,6</b>                |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Les modalités précises de calcul de la péréquation forfaitaire, traduites dans des arrêtés ont fait l'objet de contentieux portés devant le Conseil d'État, qui ont conduit à des décisions en 2015 puis en 2018 obligeant l'État à modifier ces modalités de sorte à augmenter la part de déficit prise en charge par la péréquation (décision de 2015), pour les ELD bénéficiaires du fonds, mais aussi à mieux répartir les contributions à ce fonds entre Enedis d'une part et les autres ELD contributrices (décision de 2018). La décision de 2018 visait notamment à éviter de faire supporter à Enedis une part trop importante des contributions au fonds, les modalités attaquées épargnant les ELD largement excédentaires.

<sup>70</sup> Selon la DGEC, cette partie était inférieure à 10 % avant la réforme des modalités de calcul consécutives aux décisions du Conseil d'État (cf. *infra*).

<sup>71</sup> Soit ceux dont les recettes issues de la grille tarifaire du TURPE excèdent leurs charges, et Enedis dont la contribution à la péréquation est ensuite incluse dans le revenu autorisé.

<sup>72</sup> Moyennant le fait que la contribution d'Enedis à la péréquation forfaitaire fait partie des charges incitées. Mais les contributions effectives restent très proches des charges prévisionnelles (28 M€/an).

L'évolution des modalités de calcul de la péréquation forfaitaire, à la suite de ces décisions, s'est traduite par une réévaluation des contributions d'Enedis au titre des années 2012 à 2015, conduisant à une régularisation globale de 160 M€, incluant les versements au titre des années 2016 à 2019, couverte par le TURPE en deux ans (2020 et 2021). À périmètre constant<sup>73</sup>, la contribution annuelle moyenne d'Enedis à la péréquation forfaitaire a augmenté de près de 18 M€ au terme de ces évolutions réglementaires.

Pour l'instant, seuls des GRD bénéficiaires, au sens de la péréquation, ont opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE. Or, la sortie de la péréquation forfaitaire des seuls ELD bénéficiaires, en l'espèce Geredis en métropole, a pour conséquence d'accroître la part d'Enedis dans le financement de la péréquation puisqu'Enedis se retrouve seul gestionnaire contributeur du FPE à financer aussi la péréquation par analyse des comptes. À l'inverse, mécaniquement, la sortie de Geredis a réduit la contribution de toutes les ELD excédentaires à la péréquation forfaitaire. Cette asymétrie de traitement entre Enedis, qui participe aux deux types de péréquation, et les autres ELD peut difficilement se comprendre sauf à justifier la contribution d'Enedis à la péréquation par analyse des comptes au motif qu'elle lui est compensée par une augmentation du TURPE, car intégrée à son revenu autorisé.

En réalité, les modalités de calcul de la péréquation forfaitaire ne permettent pas d'objectiver le besoin brut de compensation des ELD « déficitaires », ni l'excès brut de recettes dont bénéficient les ELD « excédentaires ». Or c'est le solde de ces deux montants qui aurait, seul, vocation à être couvert par un surcroît de recettes tarifaires au titre du TURPE, afin que les recettes tarifaires couvrent bien le coût de l'ensemble du réseau de distribution sur et hors zone Enedis. Si l'ensemble des ELD faisait l'objet d'un traitement par analyse des comptes, la somme algébrique de leurs soldes à péréquer correspondrait bien à cet écart à couvrir par un rehaussement du niveau du TURPE.

À tout le moins, la situation serait plus satisfaisante si les principaux ELD, soit ceux de plus 100 000 clients, étaient obligatoirement traités par analyse de leurs comptes. Outre Geredis, qui a spontanément opté pour l'analyse des comptes, cela concernerait quatre autres ELD.

**Tableau n° 22 : Caractéristiques 4 ELD de plus de 100 000 clients encore à la péréquation forfaitaire en 2024**

| 2022   | SER<br>Strasbourg | RESEDA<br>Metz | GREENALP<br>Grenoble | SRD<br>Vienne |
|--|-------------------|----------------|----------------------|---------------|
| <i>Nb de clients raccordés</i>                           | 580 000           | 185 000        | 131 000              | 145 600       |
| <i>Recettes TURPE</i>                                    | 242,5             | 73,3           | n.d.                 | 58,4          |
| <i>Résultat d'exploitation</i>                           | 87,7              | 13,8           | n.d.                 | 33,3          |
| <i>Dotation (+) ou contribution (-) à la péréquation</i> | -1,6              | -0,4           | -0,3                 | +16,6         |

Sources : Cour des comptes d'après rapports d'activités et comptes sociaux

<sup>73</sup> Geredis, principal bénéficiaire du FPE en métropole, a opté pour la péréquation par analyse des comptes à partir de 2017. Il est donc sorti de la péréquation forfaitaire, réduisant ainsi de 16 M€ le besoin global des ELD bénéficiaires du FPE forfaitaire.

L'effet d'une telle évolution serait important. D'après les données de la DGEC, les trois plus importantes ELD contributrices au FPE (SER Strasbourg, RESEDA Metz et GREENALP Grenoble) affichaient en 2019, après contribution, des rentabilités d'exploitation de 21 à 27 %, contre 5,3% pour Enedis. La Cour a notamment simulé le montant de la contribution de SER si une méthodologie d'analyse des comptes similaire à celle pratiquée par la CRE pour Enedis, lui était appliquée.

### Le cas de Strasbourg électricité Réseaux

Strasbourg électricité Réseaux (SER), filiale à 100% d'Électricité de Strasbourg, est le gestionnaire du réseau de distribution sur le territoire de 440 communes du Bas-Rhin. C'est la plus importante ELD en France, avec 580 000 points de services et plus de 6,5 TWh acheminés par an.

Les comptes sociaux de SER pour 2022 affichent un résultat d'exploitation de 87,7 M€, dont 19 M€ d'avoir exceptionnel sur RTE, pour des recettes tarifaires (TURPE) de 242,5 M€. Cet excellent taux de rentabilité d'exploitation se vérifie chaque année depuis 2017 et conduit SER à s'acquitter chaque année de l'ordre de 20 M€ d'impôt sur les bénéficiaires et à verser plus de 30 M€ de dividendes à son actionnaire. Le taux de rentabilité apparent des fonds propres après impôt (résultat net sur fonds propre) de SER dépasse chaque année 60 %.

À l'issue des dernières évolutions dans les modalités de calcul des contributions forfaitaires au FPE, SER s'acquitte d'une contribution annuelle de moins de 1,8 M€. SER n'a pas opté pour une contribution fondée sur l'analyse de ses comptes par la CRE. SER invoque la lourdeur administrative qu'impliquerait pour lui une telle option. Il n'a pas fourni à la Cour de simulation de ce que donnerait cette option, par rapport à la situation actuelle.

Sur la base des comptes sociaux de SER, la Cour a néanmoins estimé quel montant de contribution SER pourrait devoir si une régulation fondée sur l'analyse des comptes lui était strictement appliquée. Pour cela, la Cour a calculé le revenu autorisé de SER dans une approche de type Enedis. Aux effets près des régulations incitatives sur les coûts, qui sont en définitive limités chez Enedis, ce revenu serait égal à la différence entre les recettes tarifaires inscrites dans les comptes de SER et le résultat d'exploitation (augmenté de la contribution actuelle au FPE), à laquelle s'ajouterait une rémunération des actifs immobilisés et une rémunération additionnelle des capitaux propres régulés (calculés selon les mêmes modalités que pour Enedis) à des taux similaires à ceux appliqués pour Enedis. En négligeant l'effet d'éventuelles régulations incitatives sur la performance de SER (qui seraient en tout état de cause calibrées au regard des niveaux de qualités déjà atteints par SER et non pas en référence aux niveaux d'Enedis), les calculs de la Cour aboutissent à **un revenu autorisé inférieur de 40 à 60 M€ aux recettes tarifaires effectives de SER**, selon les années (cf. annexe n°12). C'est cet écart qui figurerait la contribution estimée de SER au FPE, dans l'hypothèse simulée par la Cour d'une stricte analyse des comptes.

Toutes choses égales par ailleurs, cela conduirait à alléger d'environ 50 M€ la contribution annuelle d'Enedis à la péréquation depuis 2020, et donc la facture globale acquittée par les usagers des réseaux de distribution en France.

Lors des discussions au Parlement sur le projet de loi énergie-climat en 2019, un amendement du gouvernement visant, entre autres, à utiliser systématiquement l'analyse des comptes pour les ELD de plus de 100 000 clients a été rejeté. Il prévoyait plus précisément que la contribution à la péréquation, pour ces ELD, serait arrêtée par le ministre en charge de

l'énergie sur la base d'une analyse des comptes réalisée par la CRE. Toutefois, il prévoyait aussi que les ELD contributrices ne pourraient en tout état de cause pas se voir prélever plus que 50% de leur excès de recettes par rapport à leurs charges, ni plus que 5% de leurs recettes nettes d'acheminement. En l'occurrence, pour SER, cette dernière contrainte aurait limité sa contribution annuelle à moins de 10 M€. D'après les simulations effectuées par la DGEC début 2019, même en plafonnant à 50 M€ le total des dotations au ELD déficitaires, la contribution annuelle d'Enedis, et donc du TURPE, aurait été de 35 M€ au périmètre de la péréquation en métropole. Les défauts du système actuel, qui fait peser sur le TURPE l'insuffisance des prélèvements sur les ELD les plus excédentaires, auraient ainsi perduré.

Les discussions entre la DGEC et les représentants des ELD se sont poursuivies en 2021, sans aboutir à une solution législative. Néanmoins, la position de ces dernières demeure très conservatrice, visant à « *limiter les effets de redistributions par rapport à la situation actuelle* ». Elles considèrent qu'une péréquation sur la base d'une analyse des comptes mais sans limitation des contributions à moins de 3% des recettes serait « *difficilement supportable économiquement et ne répond[rait] pas à l'objectif de préservation des équilibres* ».

### **4.3 Une transmission imparfaite des signaux-prix à travers les tarifs**

Pour la construction des grilles tarifaires, qui permettent d'imputer à chaque usager du réseau une partie de la couverture des coûts complets du réseau national, la CRE respecte quatre principes en partie contradictoires : à travers les principes de reflet des coûts et d'horo-saisonnalité elle vise à refléter au mieux les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs selon son profil et son calendrier de consommation, et donc à transmettre un signal-prix pertinent ; en revanche, les principes de timbre-poste et de péréquation géographique visent à assurer, à profil de consommation identique, un même tarif quelle que soit la distance entre le site de consommation et les sites de production ou quelle que soit la zone géographique de l'utilisateur (en particulier entre tous les réseaux de distribution), ce qui ne permet pas de faire jouer le signal-prix sur les choix de localisation des usagers, une fois le raccordement effectué.

Enfin, à ces principes s'ajoute celui de non-discrimination, qui vise à tarifier indifféremment de l'usage final de l'électricité par les consommateurs.

#### **4.3.1 Vers une plus grande différenciation géographique des plages temporelles de tarif en TURPE 7**

À travers le signal-prix, la tarification cherche à inciter les usagers à ajuster leur utilisation du réseau de sorte à réduire son coût à court et long terme, en limitant les congestions localisées ainsi que la pointe nationale de consommation. De fait, les réseaux de distribution sont principalement dimensionnés pour absorber le transit des pointes locales de consommation. L'horo-saisonnalité des tarifs<sup>74</sup> permet alors d'adapter la tarification à ces périodes de pointes, mais avec peu de différenciation géographique puisque les heures de

---

<sup>74</sup> Selon les domaines de tension, la tarification peut être différenciée selon 4 à 5 plages horaires (heures pleines, heures creuses, haute et basse saison, heures de pointe).

pointes sont les mêmes pour tous les usagers raccordés en HT quelle que soit leur localisation. Pour les usagers raccordés en BT, les plages temporelles (heures pleines/heures creuses) peuvent être différenciées selon la localisation mais cette différenciation a longtemps été le résultat d'un processus aléatoire (tirage au sort entre différents régimes d'heures pleines/creuses), avant le déploiement des compteurs communicants.

Dans ce cadre, la tarification réseau doit reposer en partie sur les volumes d'énergie soutirée et non pas uniquement sur la puissance souscrite<sup>75</sup>. Du reste, s'agissant des pointes de consommation nationale qui relèvent de l'adéquation offre-demande, c'est la modulation des prix de l'électricité elle-même qui constitue le premier levier en termes de signal-prix adressé aux consommateurs.

En ce qui concerne la modulation dans le temps de la part énergie du TURPE, qui ne répond pas aux mêmes préoccupations nationales, la question devrait se poser d'une différenciation géographique plus marquée des plages temporelles, sur la pointe en haute tension et en fonction des contraintes réelles du réseau BT. Une telle évolution ne respecterait pas strictement la logique de péréquation géographique du tarif mais apparaît comme un facteur d'amélioration de l'efficacité du signal-prix pour les usagers des réseaux. Elle permettrait aussi de maintenir des incitations à choisir son lieu de raccordement en fonction des contraintes de réseau, en limitant ainsi les inconvénients des réfections sur les coûts de raccordement. Du reste, la CRE a posé la question d'une différenciation géographique des pointes en ce qui concerne les options tarifaires des clients raccordés en HTB ou en HTA dans sa consultation publique n°2023-13 de décembre 2023 en vue du TURPE 7.

#### **4.3.2 Le rapprochement de la structure tarifaire de celle des coûts du réseau dans le modèle de coûts**

La structure du tarif d'utilisation des réseaux de distribution distingue différentes composantes qui s'ajoutent les unes aux autres pour former le tarif appliqué :

- les composantes fixes (en €/an) de gestion et de comptage<sup>76</sup> : elles sont indépendantes de la puissance souscrite ou de l'énergie soutirée ;
- la composante de soutirage qui couvre les coûts d'infrastructure et d'opération du réseau, à travers une part tarifée à la puissance souscrite (€/kW/an), inducteur des coûts d'infrastructure, et une part tarifée à l'énergie soutirée (€/kWh), signe de la durée d'utilisation et inducteur des coûts des pertes réseaux ;
- la composante d'injection (€/MWh) permettant de facturer aux producteurs les coûts des pertes et autres charges associées aux exportations d'électricité ;
- des composantes spécifiques plus marginales (dépassement de puissance, énergie réactive...)

---

<sup>75</sup> Le dimensionnement des réseaux ne se fait pas sur la base de la somme des puissances souscrites mais selon des hypothèses de foisonnement des usages qui font que la pointe de puissance est inférieure à cette somme.

<sup>76</sup> C'est sur la composante de comptage que les gains attendus du projet Linky ont été répercutés par la CRE dès le TURPE 6, avec une baisse de 45 % dans les domaines de puissance supérieurs à 36 kVA mais de seulement 14% pour les puissances inférieures (dont les particuliers).

La composante de soutirage représente 90 % de la recette tarifaire globale du TURPE HTA-BT. Au sein de cette composante, la part tarifée à la puissance augmente avec le perfectionnement des modalités d'établissement de la structure tarifaire par la CRE.

La méthodologie d'établissement de la composante de soutirage s'affine à mesure que les données sur les flux d'énergie et les coûts par poche de réseau sont mieux connues. Désormais, la CRE estime de façon économétrique une fonction de coût annualisé de réseau (CAPEX et OPEX) par différentes « poches » (zones géographiques) de chaque domaine de tension, de type Cobb-Douglas et dont les inducteurs sont le nombre de clients raccordés, leur puissance foisonnée<sup>77</sup> et différentes variables de contrôle (densité géographique notamment). Depuis le TURPE 6, elle en tire un coût marginal lié à l'entrée d'un nouvel usager (ou coût de desserte, compilant les coûts de tous les domaines de tension utilisés en amont) et un coût marginal lié à une augmentation de puissance foisonnée. Le premier (en €/utilisateur) est en fait tarifé au *pro rata* de la puissance souscrite, même s'il reflète des coûts indépendants de cette puissance. Le second (en €/kW) est réparti sur tous les usagers en fonction de leur durée d'utilisation pendant les périodes les plus chargées sous la forme d'options tarifaires : les courtes utilisations (CU) supportent un faible tarif à la puissance et un fort tarif à l'énergie, les longues utilisations (LU) supportent un fort tarif à la puissance et un faible tarif à l'énergie. Les usagers doivent alors choisir l'option tarifaire qui minimise leur facture en fonction de leur profil de consommation. Les coûts de constitution des réserves d'équilibrage et les coûts des pertes, qui complètent les charges couvertes par la composante de soutirage, sont quant à eux tarifés proportionnellement à l'énergie soutirée (avec différenciation horo-saisonnaire pour les pertes).

Cette méthode fondée sur les coûts marginaux de développement, ne permet en général pas de couvrir la totalité des charges annualisées d'infrastructure. Pour assurer le bouclage sur les coûts totaux, la CRE opère un ajustement proportionnel sur les tarifs, par domaine de tension (par exemple +80% sur le BT>36kVA, +18% sur le BT<36 kV). Or, rien ne justifie que cet écart, issu notamment d'effets d'échelle et figurant une partie des investissements passés, coûts fixes par définition, soit nécessairement répercuté sur chaque usager en proportion de l'imputation des coûts marginaux de développement, plutôt que façon plus forfaitaire, comme le recommande du reste l'ACER (cf. annexe n°14). Cet écart représente en outre une part significative du coût complet des infrastructures à couvrir, soit environ 40%. Son traitement explique en partie l'écart persistant entre la structure des coûts et la structure tarifaire (cf. *infra*).

Malgré ce point, le perfectionnement de la méthode de structuration tarifaire employée par la CRE a conduit en pratique à accroître la part fixe (non proportionnelle aux volumes d'énergie) dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

---

<sup>77</sup> Soit la puissance moyenne appelée pendant les 500 ou 2500 heures (selon le domaine de tension) les plus chargées de l'année.

**Tableau n° 23 : Décomposition des recettes tarifaires d'Enedis selon l'assiette tarifée**

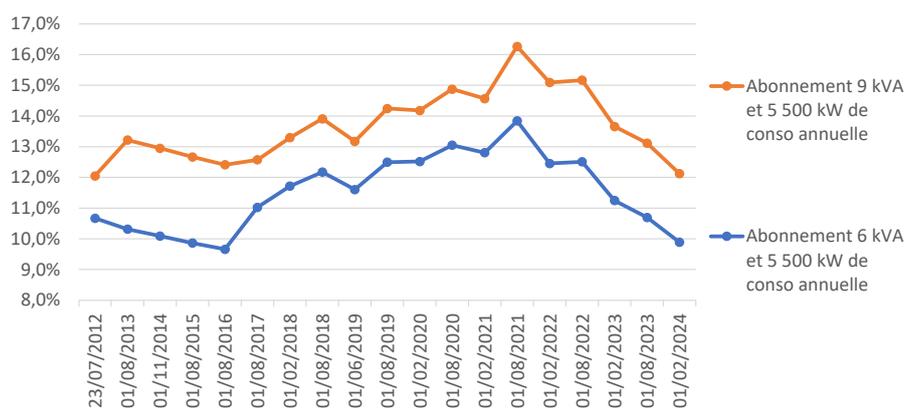
|   | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| composante soutirage liée aux volumes     | 71%  | 71%  | 70%  | 68%  | 67%  | 63%  | 61%  |
| composante soutirage liées à la puissance | 19%  | 18%  | 20%  | 21%  | 23%  | 28%  | 29%  |
| composante de gestion/comptage            | 10%  | 9%   | 10%  | 10%  | 9%   | 9%   | 9%   |
| autres *                                  | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   | 1%   |

Sources : Cour des comptes d'après données Enedis

La DGEC est réservée sur ces évolutions, qui peuvent selon elle défavoriser les ménages modestes dès lors qu'ils se contraignent sur leur consommation, à puissance d'abonnement donnée. Elle a du reste suggéré en 2021 que la CRE réalise des études d'impact ciblées sur les ménages les plus modestes. La DGEC considère également que réduire la part fonction des volumes serait « contraire à la politique énergétique de maîtrise de la consommation ». Néanmoins, si cette évolution résulte d'une meilleure traduction des signaux-prix relatifs aux coûts de développement du réseau, il semble difficile de lui opposer un argument de signal-prix relatif à un objectif de maîtrise de la consommation, qui devrait plutôt passer, le cas échéant, par la partie approvisionnement des tarifs de détail.

Par ailleurs, le partage part puissance/part énergie du TURPE n'est pas le seul déterminant du partage part fixe/part proportionnelle des factures acquittées par les clients finals. En effet, jouent aussi la façon dont la grille tarifaire du TURPE est répercutée dans les contrats de fourniture (cf. *infra*) et l'évolution des autres composantes du prix de l'électricité, dont la part énergie et les accises qui sont proportionnelles aux volumes de consommation. Ainsi, si la progression de la part puissance du TURPE HTA-BT s'est bien accompagnée d'une hausse de la part fixe du TRV bleu résidentiel (option base), c'est-à-dire de l'abonnement, dans le tarif de l'électricité entre 2017 et 2021, en revanche, cette part a reflué à partir de 2022 avec la hausse des prix de l'énergie, pour revenir en 2024 son niveau de 2016.

**Graphique n° 11 : Évolution de la part fixe de la facture TTC des clients au TRV bleu résidentiel (option base)**



Sources : Cour des comptes d'après données CRE.

En pratique, selon la CRE, les coûts couverts par le revenu autorisé d'Enedis sont constitués à 35% de coûts plutôt proportionnels à l'énergie transitée (y compris le péage à RTE sous forme de TURPE HTB), de 58% de coûts d'infrastructure, liés à long terme aux puissances

souscrites et foisonnées, et de 7% de coûts fixes. Au contraire, la structure tarifaire adoptée conduisait à faire acquitter près de 70 % de la facture du TURPE HTA-BT sur la base des consommations d'électricité en volume jusqu'en 2020. La révision des modalités d'établissement de la composante de comptage (cf. *infra*) a permis de rapprocher très progressivement structure tarifaire et structure de coûts et s'est traduite par une réduction de la part liée aux volumes d'énergie. Par ailleurs, l'augmentation de la valeur assurantielle du réseau, en particulier pour les usagers en autoconsommation, pose aussi à terme la question du partage de la tarification entre flux d'énergie et puissance souscrite.

### **Le traitement de l'autoconsommation**

Au périmètre d'Enedis, on comptait fin 2023 440 000 installations photovoltaïques en autoconsommation individuelle pour une puissance installée totale de 2,25 GW (soit 13% de la capacité photovoltaïque totale installée en France). Les auto-consommateurs, individuels ou collectifs, sont soumis à la même tarification pour la composante de comptage et pour la composante de gestion, cette dernière étant toutefois majorée de 50% pour les auto-consommateurs individuels en cas de possibilité d'injection sur le réseau et pour tous les auto-consommateurs collectifs quel que soit leur statut.

La composante de soutirage est identique à celle des consommateurs classiques pour les auto-consommateurs individuels, à puissance de raccordement donnée, mais ne se rapporte qu'aux flux issus du réseau : les flux autoconsommés ne sont pas facturés.

Dans le cas d'une opération d'autoconsommation collective où tous les participants sont situés en aval d'un même poste HTA-BT (les flux auto-produits ne transitent alors pas au-delà du réseau BT), une option tarifaire a été créée en 2018. Non obligatoire, elle consiste à tarifier les flux allo-consommés (extérieurs à l'opération et dont l'approvisionnement relève du fournisseur compétent) et les flux autoconsommés, de façon différenciée de sorte à inciter à caler la consommation sur la production locale en période de pointe. Selon la CRE, cette formule optionnelle bien que rétrospectivement avantageuse dans la majorité des cas rencontre très peu de succès, ce qui résulte notamment du fait que les fournisseurs n'ont pas connaissance de l'éligibilité ou non de leurs clients à cette option, liée à la position par rapport au poste HTA-BT.

Le nombre d'opérations d'autoconsommation collectives reste modeste mais il est passé de 50 début 2021 à plus de 300 fin 2023, couvrant à cette date 22 MW de production et 4 369 participants, dont 584 producteurs.

Or, le développement de l'autoconsommation, à structure tarifaire inchangée, conduit d'autant plus à des transferts de charge de financement du réseau vers les consommateurs classiques que la part du TURPE proportionnelle aux volumes d'énergie est élevée. C'est ainsi un phénomène qui, s'il devient significatif à l'échelle nationale, posera la question d'une évolution de cette structure tarifaire traduisant la valeur assurantielle du réseau pour les auto-consommateurs et renforçant les incitations à cibler les autoconsommations sur les périodes de pointe du réseau.

Au total, la poursuite du rapprochement entre la structure des coûts de réseaux et la structure tarifaire est à encourager, dès lors qu'elle résulte d'une méthodologie robuste d'établissement des grilles tarifaires. À cet égard, la méthode actuelle de répartition de la part des coûts réseau non couverte par les résultats du modèle de coûts marginaux de développement pourrait être réexaminée, dans la mesure où l'ACER encourage les régulateurs nationaux à préférer une répartition par des montants forfaitaires (cf. annexe n°14).

### 4.3.3 Des contrats de fournitures qui empêchent la transmission des signaux-prix de la structure tarifaire du TURPE aux clients finals

La composante de soutirage concentre l'essentiel du signal-prix recherché par la CRE. Au final, depuis 2017, pour leurs clients raccordés en basse tension, les fournisseurs peuvent opter pour différentes options à quatre plages temporelles (ou postes horo-saisonniers) et, jusqu'au 31 juillet 2024, à deux options non horo-saisonniers pour les plus petits consommateurs (puissance de raccordement inférieure à 36 kVA). Pour les clients raccordés en haute tension, les options comprennent une cinquième plage temporelle correspondant aux « heures de pointe ». Or, comme le rappelle la CRE, pour les petits consommateurs, et notamment les ménages, le prix facturé par les fournisseurs comprend généralement une composante d'acheminement correspondant en réalité à la moyenne des options du TURPE s'appliquant à la catégorie des clients souscrivant l'offre concernée. De même, les TRV intègrent un « TURPE moyen optimisé » reflet de la moyenne des options tarifaires applicables aux souscripteurs de la formule concernée du TRV.

C'est une difficulté que pointe également la DGEC. Elle constatait en 2021 que si les fournisseurs ont bien souscrit des options TURPE à quatre postes horo-saisonniers pour plus de 30 % de leurs clients, la facturation des fournisseurs vers leurs clients finals en contrat unique continue à se faire sans incitation horo-saisonniers. Elle concluait que « *le tarif à 4 postes n'est [...] qu'un choix d'optimisation financière pour les fournisseurs, sans impact pour les utilisateurs. Il ne peut donc avoir aucun effet incitatif sur les consommations* ». Elle considérait de surcroît qu'une option des TRV à quatre postes horo-saisonniers devrait être envisagée par la CRE.

Dans sa consultation publique de septembre 2022 sur la construction des TRV, la CRE a posé la question de l'introduction, à terme, d'une telle option. Mais elle n'a pas proposé de la mettre en œuvre dans ses propositions tarifaires relatives aux TRV 2023 et 2024. La prise en compte de modulations tarifaires infra-annuelles au sein des TRV se limite ainsi toujours aux options heures pleines/heures creuses et à l'option Tempo (qui identifie des jours de plus ou moins fortes tensions sur la sécurité d'approvisionnement).

Moyennant quoi, les formules des grilles tarifaires, mêlant part proportionnelle à la puissance souscrite et part proportionnelle à l'énergie soutirée, et fonction des domaines de puissance de réseau de raccordement, après optimisation par les fournisseurs, conduit à une grande hétérogénéité des montants de TURPE rapportés aux volumes consommés. Cette hétérogénéité est illustrée dans les données fournis par la France à Eurostat, qui distingue cet équivalent TURPE en €/MWh selon les classes de volumes de consommation annuelle.

**Tableau n° 24 : Équivalent en €/MWh de la tarification des coûts réseau dans les prix de l'électricité payés par les clients professionnels selon leur classe de consommation**

| classe de consommation annuelle          | part dans la consommation de l'ensemble des clients professionnels | tarification de l'utilisation des réseaux (en €/MWh) |
|--|--|--|
| moins de 20 MWh - tranche IA             | 8,2%   | 61,8   |
| de 20 MWh à 499 MWh - tranche IB         | 28,7%  | 43,1   |
| de 500 MWh à 1 999 MWh - tranche IC      | 11,5%  | 25,6   |
| de 2 000 MWh à 19 999 MWh - tranche ID   | 19,6%  | 20,7   |
| de 20 000 MWh à 69 999 MWh - tranche IE  | 8,2%   | 14,9   |
| de 70 000 MWh à 149 999 MWh - tranche IF | 4,7%   | 7,8  |
| de 150 000 MWh ou plus - tranche IG      | 19,2%  | 5,1  |

Sources : Cour des comptes d'après données Eurostat pour la France

#### 4.3.4 La prise en charge de l'abattement « gros consommateur » par le TURPE

Depuis 2014, des réductions de tarif TURPE HTB sont accordées à certains usagers raccordés au réseau de transport d'électricité. Ils visent à soutenir la compétitivité de secteurs économiques très consommateurs d'électricité ainsi qu'à favoriser les moyens de stockage. Même si, à la suite d'échanges avec la Commission européenne relatifs à la conformité aux règles en matière d'aides d'État, les critères d'éligibilité ont évolué en 2021, pour se fonder exclusivement sur les comportements et profils de consommation (en supprimant notamment les critères d'électro-intensivité relatifs au poids de la dépense d'électricité dans la valeur ajoutée), et si les abattements sont plafonnés de sorte à faire supporter aux bénéficiaires au minimum les coûts directement imputables à leur raccordement au réseau (cf. annexe n°10), ces réductions introduisent une discrimination entre les usagers du réseau puisque la structure tarifaire est réputée en elle-même prendre en compte les profils d'usage de chacun, qui engendre des coûts différenciés pour le réseau. Amenée à se prononcer sur ces évolutions, la CRE, dans la délibération du 25 mars 2021, évoquait une « *amélioration relative en matière d'orientation vers les coûts* ».

Cette discrimination est renforcée par le fait que le manque à gagner lié à ces abattements, pour assurer la couverture complète des coûts de réseau, est supporté par l'ensemble des autres usagers. En effet, le niveau global de la grille tarifaire est ajusté pour que les recettes induites, compte tenu des abattements accordés, couvrent malgré tout le revenu autorisé de RTE. Anticipant un accroissement du coût des abattements avec l'évolution des critères d'éligibilité en 2021, la CRE rappelait du reste que le manque à gagner se traduirait par une « *hausse tarifaire [...] portée par l'ensemble des autres utilisateurs du réseau* », estimée à +1,3 %. Ce résultat est l'héritage du dispositif initial d'abattement, précisément financé par une ponction sur le solde du CRCP constaté fin 2013, qui a évité de recourir à une dépense budgétaire pour financer un soutien alors recherché au bénéfice des industries électro-intensives. À partir de 2015, ces abattements ont été instaurés de façon permanente par la loi, dans un objectif de soutien à certaines industries, et ils ont été dès lors financés à travers un rehaussement de la grille tarifaire du TURPE.

Surtout, ces abattements, qui représentent aujourd'hui un montant annuel de l'ordre de 225 M€, ne viennent pas corriger des défauts identifiés dans la méthode d'établissement de la structure tarifaire, qui prendrait par exemple insuffisamment en compte l'impact du comportement des usagers électro-intensifs sur les coûts marginaux de développement du réseau. Dès lors, leur financement au sein du TURPE introduit de fait une inégalité de traitement entre usagers du réseau. Il n'en serait pas de même si le coût des abattements pour RTE était financé en dehors du tarif, par la solidarité nationale selon des modalités à déterminer.

Enfin, le dispositif actuel, qui supprime notamment le critère d'électro-intensivité au profit des volumes et durée de consommation, est issu d'un accord trouvé en janvier 2021 avec la Commission européenne<sup>78</sup>, un an avant l'adoption des nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie, qui ne couvrent pas, quant à elles, la possibilité d'octroyer des exonérations ou des réductions de tarifs d'acheminement pour les gros consommateurs d'électricité.

---

<sup>78</sup> Lettre de clôture du 4 janvier 2021 de l'enquête administrative sur les abattements de TURPE ouverte en 2017.

---

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

---

*Le périmètre des charges nettes couvertes par le TURPE soulève plusieurs interrogations. Ainsi la prise en charge de tout ou partie des coûts de raccordement par le TURPE, plutôt que par le bénéficiaire, ne permet pas de faire jouer le signal-prix sur la localisation des installations à raccorder ni sur la puissance maximale demandée. Le financement du FACÉ par le TURPE, du fait de l'inclusion des contributions d'Enedis dans son revenu autorisé, pose aussi question, s'agissant d'un dispositif de subventions au bénéfice de l'amélioration du réseau électrique des communes rurales, qui pourrait plutôt relever de la solidarité nationale au sens large.*

*Si les grilles tarifaires s'appliquent quant à elles de façon identique sur tout le territoire, leur impact sur l'équilibre financier des nombreuses entreprises locales de distribution (ELD) n'est pas homogène. Le système de péréquation entre gestionnaires de réseaux – sans effets tarifaires pour les clients finals – mise en place ne permet pas de compenser suffisamment l'hétérogénéité des situations. En particulier, il préserve pour certaines ELD des niveaux de rentabilité d'exploitation très élevés qui, s'ils étaient corrigés, permettraient de réduire globalement la charge tarifaire de l'ensemble des usagers. Une amélioration significative serait obtenue si les ELD desservant plus de 100 000 clients participaient obligatoirement à la péréquation sur la base de l'analyse de leurs comptes par la CRE.*

*En ce qui concerne la structure tarifaire elle-même, l'un des enjeux réside dans le plus juste reflet des coûts de réseaux occasionnés par les usagers, selon leur profil d'utilisation du réseau. Les évolutions retenues par la CRE en TURPE 6, issues de la méthodologie d'affectation des coûts de développement marginaux, conduisent à rapprocher progressivement structure des coûts et structure tarifaire, en particulier par une réduction de la part « énergie » dans le tarif. Néanmoins, la méthode de répartition des coûts de réseaux non couverts par le modèle des coûts de développement marginaux mériterait d'être réexaminée, au vu des recommandations de l'ACER. Du reste, dans le total du prix TTC de l'électricité payé par les clients finals, le volume de consommation reste bien le déterminant très majoritaire, ce qui laisse des marges pour mieux refléter dans les tarifs la structure des coûts réseaux, sans compromettre la poursuite des objectifs de sobriété à travers le signal-prix de l'énergie consommée.*

*Enfin, les abattements de tarif dont bénéficient certaines catégories de consommateurs industriels, au-delà des caractéristiques de leur utilisation du réseau normalement prises en compte par les grilles tarifaires, sont aujourd'hui supportés par les autres utilisateurs des réseaux, ce qui rend le financement de ces abattements peu transparent.*

---

## ANNEXES

|               |   |     |
|---------------|---|-----|
| Annexe n° 1.  | Glossaire.....  | 84  |
| Annexe n° 2.  | Lexique.....  | 85  |
| Annexe n° 3.  | Suivi des recommandations antérieures .....   | 87  |
| Annexe n° 4.  | Synthèse des mécanismes de régulation incitatifs.....   | 88  |
| Annexe n° 5.  | La sanction des critères de qualité de service .....  | 91  |
| Annexe n° 6.  | Paramètres des revenus autorisés de RTE.....  | 94  |
| Annexe n° 7.  | Paramètres des revenus autorisés d'Enedis .....   | 97  |
| Annexe n° 8.  | Évolution du solde du CRCP .....  | 100 |
| Annexe n° 9.  | Limites des risques de non couverture des charges.....  | 101 |
| Annexe n° 10. | Les abattements de TURPE.....   | 102 |
| Annexe n° 11. | Le financement des raccordements aux réseaux .....  | 105 |
| Annexe n° 12. | Simulation de la contribution de Strasbourg électricité réseau au<br>FPE à partir de l'analyse de ses comptes ..... | 106 |
| Annexe n° 13. | La forme des grilles tarifaires basse tension .....   | 108 |
| Annexe n° 14. | Les méthodes de tarification et de régulation dans les pays<br>européens.....                                       | 109 |

## Annexe n° 1. Glossaire

ACER : Agence de coopération des régulateurs de l'énergie  
AODE : autorité organisatrice de la distribution d'électricité  
BAR : base d'actifs régulés  
BT : partie basse tension des réseaux de distribution (230-400 V)  
CAPEX : dépenses d'investissement  
CCN : charges de capital normatives  
CEER : Conseil des régulateurs européens de l'énergie  
CMPC : coût moyen pondéré du capital  
CRCP : compte de régularisation des charges et des produits  
CRE : Commission de régulation de l'énergie  
EBIT : résultat avant intérêts et impôts  
ELD : entreprise locale de distribution  
ENTSO-E : Association des gestionnaires européens des réseaux de transport d'électricité  
FACÉ : fonds de financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale  
FPE : fonds de péréquation de l'électricité  
GRD : gestionnaire de réseau de distribution  
GRT : gestionnaire de réseau de transport  
HTA : partie haute tension des réseaux de distribution (15-30 kV)  
HTB : partie « transport » des réseaux électriques, dans domaine de tension compris entre 63 et 400 kV  
IEC : immobilisation en cours  
IRVE : infrastructure de recharge pour véhicules électriques  
IS : impôt sur les sociétés  
MEDAF : modèle d'évaluation des actifs financiers  
OAT : obligations assimilables du Trésor  
OPEX : dépenses d'exploitation  
SDDR : schéma décennal de développement du réseau (RTE)  
TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité  
VNC : valeur nette comptable

## Annexe n° 2. Lexique

|  |   |
|--|---|
|  |   |
| <i>Achats de pertes réseaux</i>        | Une partie de l'énergie électrique produite par les centrales est dissipée par le réchauffement induit des lignes électriques (effet Joule) lors du transport du signal électrique à travers le réseau. Cette consommation physique d'énergie par le réseau, comme toute consommation électrique, donne lieu à une transaction commerciale sous la forme d'achat d'électricité par les gestionnaires de réseau. Les coûts d'achat des pertes réseaux dépendent ainsi des volumes de pertes (autour de 8 % des volumes produits, soit de l'ordre de 35 TWh par an) et des prix d'achat, pour partie au prix de l'ARENH et pour partie à prix de marché.                  |
| <i>ARENH</i>                           | L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est un dispositif de régulation par lequel EDF propose chaque année jusqu'à 100 TWh d'électricité à un prix réglementé de 42 €/MWh aux fournisseurs d'électricité pour l'approvisionnement de leurs clients, ainsi qu'aux gestionnaires de réseau pour l'approvisionnement de leurs pertes réseau.  |
| <i>Charges incitées</i>                | Le cadre réglementaire du TURPE prévoit de couvrir certaines catégories de charges d'exploitation ou de capital sous la forme d'une trajectoire financière fixée à l'avance pour l'ensemble des 4 ans de la période tarifaire. Ces catégories forment les charges « incitées ». Si les charges comptables du gestionnaire de réseau s'avèrent inférieures à la trajectoire fixée, l'écart est conservé par le gestionnaire et augmente son résultat net. En cas contraire, l'écart est supporté par le gestionnaire et réduit son résultat net.   |
| <i>Coefficient K</i>                   | Le taux d'évolution annuel de la grille tarifaire en cours de période quadriennale comporte une composante au titre de l'apurement du solde du CRCP constatée fin N-1. Cette composante est appelée « coefficient K ». Dans le cadre réglementaire en vigueur, elle ne peut pas être fixée en dehors de la fourchette [-2% ; +2%].  |
| <i>Coûts de congestions</i>            | Les congestions correspondent notamment à la saturation des possibilités physiques de transit du courant électrique sur une ligne donnée du réseau. Pour préserver l'intégrité physique du réseau, les congestions sont traitées par des mesures d'ajustement de la production de certaines centrales ou de la consommation de certains clients sur le réseau national (congestions nationales), moyennant compensations financières par le gestionnaire du réseau concerné, ou par des modifications des flux transfrontaliers, avec un partage des coûts entre les deux gestionnaires nationaux de part et d'autre de l'interconnexion (congestions internationales). |
| <i>Coûts échoués</i>                   | Les coûts échoués correspondent essentiellement aux frais d'études et travaux sans suite. Ce sont des immobilisations en cours qui ne seront pas mises en services suite à des arrêts de projets. Ils sont alors requalifiés en charges opérationnelles. Les investissements des gestionnaires de réseaux engendrent chaque année en moyenne un certain volant de ces coûts échoués, qui sont alors dits « récurrents ».  |
| <i>Coût des réserves d'équilibrage</i> | RTE est responsable de l'équilibre permanent entre injections et soutirages sur le réseau, c'est-à-dire entre production et consommation, ce qui doit aussi assurer le maintien d'un niveau de fréquence cible. Pour assurer cet équilibre, RTE pilote des dispositifs de modulation des productions des centrales qui entraîne de sa part des compensations financières pour les producteurs modulés. Ces dispositifs prévoient en amont la constitution de réserves de puissance, rémunérées en tant que telles et qui constituent les réserves d'équilibrage mobilisables pour moduler les productions.  |

|                                      |  |
|--------------------------------------|--|
|                                      |  |
| <i>Coûts du réglage tension</i>      | <p>Pour garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE assure le réglage de la tension sur le réseau de transport d'électricité (RPT) en mobilisant les centrales de production électrique. Assurer le réglage de la tension permet d'éviter des évolutions non maîtrisées du système électrique tels que les écroulements de tension, et de respecter les conditions d'utilisation des matériels et les plages contractuelles de tension, tout en minimisant les pertes.</p> <p>Tous les producteurs contractualisent avec RTE les conditions de leur contribution au dispositif de réglage de la tension. Cette contribution est rémunérée par RTE.</p>   |
| <i>ITC ou Inter-TSO compensation</i> | <p>Mécanisme qui vise à ce que chaque gestionnaire de transport compense aux gestionnaires de réseaux voisins les coûts (pertes réseaux) que génèrent pour eux les flux transfrontaliers nets en provenance de son réseau. Plus un pays est exportateur net d'électricité, plus son gestionnaire de réseau de transport est susceptible de contribuer en net à ce mécanisme</p>  |
| <i>Recettes d'interconnexion</i>     | <p>Les recettes d'interconnexion de RTE proviennent notamment des droits d'accès payés, en application du droit européen, par les importateurs ou exportateurs d'électricité pour pouvoir utiliser les liaisons transfrontalières (interconnexions) exploitées par RTE. Ces recettes dépendent des volumes échangés aux frontières, ainsi que des écarts de prix de l'électricité entre la France et ses voisins.</p>  |
| <i>Remises gratuites d'ouvrages</i>  | <p>Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), propriétaires des réseaux de distributions réalisent elles-mêmes certains investissements en maîtrise d'ouvrage directe. Ces ouvrages, financées par les AODE, une fois achevés sont remis gratuitement à Enedis. Ils entrent alors à l'actif du bilan d'Enedis, avec leur contrepartie au passif comme « droit des concédants sur les biens existants ». Ces remises gratuites représentent environ 750 M€ par an.</p>   |
| <i>Tarif agent</i>                   | <p>Les personnels sous statut des industries électriques et gazières (IEG), en activité ou retraités, bénéficient d'un mode de tarification préférentiel pour leur consommation personnelle d'électricité. Ce « tarif agent » est très nettement inférieur au prix de détail proposés dans les contrats de fourniture, et notamment au tarif règlementé de vente (TRV). EDF est le fournisseur des personnels IEG bénéficiant de ce tarif agent et considère que ce tarif représente pour elle un coût représenté par la différence entre le TRV et ce tarif préférentiel. EDF supporte ce coût pour les agents IEG qu'elle emploie. Pour les agents IEG employés par d'autres entreprises, notamment RTE et Enedis, EDF facture à ces entreprises le coût du tarif agent associé de sorte qu'elles en supporte elles-mêmes le coût.</p> |

### Annexe n° 3. Suivi des recommandations antérieures

| <i>Recommandation et références du rapport de la Cour</i>  | Commentaires   |
|--|--|
| <i>Enedis 2021</i>   |  |
| <p><i>(DGEC, CRE, 2021) : Pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique sur les territoires, améliorer la fiabilité des informations collectées, adapter les critères de qualité et prévoir des mécanismes d'incitation et de sanction dans le TURPE.</i></p> | <p>Le TURPE 6 a durci les critères de fréquence et le critère de durée en HTA. Hors cumul d'aléas climatiques, les critères de durée sont systématiquement respectés, ce qui les fait apparaître comme peu contraignants.</p> <p>D'après Enedis, les développements SI en cours permettront à partir de 2025 un calcul automatisé des indicateurs en combinant les données collectées sur le réseau et celles enregistrées par les compteurs communicants.</p> <p>Dans l'attente des décisions de la CRE sur le TURPE 7, la recommandation peut être considérée comme partiellement mise en œuvre.</p> |
| <p><i>(DGEC, CRE, Enedis, 2021) : Revoir le mode de rémunération du capital d'Enedis en le rapprochant autant que possible de la méthode majoritaire en Europe de rémunération d'une base d'actifs représentative de l'activité globale de l'entreprise</i></p>        | <p>Le mode de rémunération n'a pas été modifié en TURPE 6. Dans l'attente des décisions de la CRE sur le TURPE 7, la recommandation peut être considérée comme non mise en œuvre.</p>  |
| <i>RTE 2021</i>  |  |
| <p><i>(CTE, APE, 2021) : Ajuster la politique de distribution de dividendes pour préserver dans la durée la capacité d'autofinancement de l'entreprise en fonction de la trajectoire des investissements à financer</i></p>  | <p>Les actionnaires de RTE ont reconduit chaque année la politique de dividendes sur la base de 60% du résultat de RTE en normes IRFS, malgré la baisse du CMPC retenu en TURPE 6. Le ratio dettes financières sur capitaux propres s'est néanmoins maintenu fin 2023 au niveau de 2019, les investissements 2021-2023 ayant été moins importants que prévus. Il n'est donc pas certain que la recommandation ait eu matière à s'appliquer.</p> <p>En tout état de cause, dans leurs réponses au ROP en 2020, l'APE et CTE s'étaient déclarés opposés à cette recommandation.</p>                      |

Annexe n° 4. Synthèse des mécanismes de régulation incitatifs

|   | TURPE 5 HTA-BT   | TURPE 6 HTA-BB  |
|---|--|---|
| Charges d'exploitation  | Trajectoire fixe d'ensemble pour toute la période sauf pour :<br>- charges turpe HTB et rattachement des postes sources<br>- compensation des pertes<br>- charges relatives aux impayés<br>- contrepartie versées aux fournisseurs pour clients en contrat unique<br>- contribution aux raccordements<br>- écart sur recettes de prestations annexes liés à des évolutions de tarif<br>- charges FPE pour les ELD        | Idem en excluant en plus les charges liées à la mise en œuvre de flexibilités, les charges relatives aux concessions, et en incluant les charges FPE pour les ELD en péroréation forfaitaire. |
| Coûts échoués récurrents ou prévisibles (frais d'études et travaux sans suite + VNC des immobilisations démolies) | Couverture par le CRCP   | Trajectoire incitée incluse de celle des charges incitées, et examen au cas par cas pour la part non récurrente   |
| Plus-value comptable sur actif cédé   | De facto sous le périmètre des charges incitées  | Reprise de 80% via le CRCP (ces PV sont incluses dans les CNE incitées)   |
| Régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements réseaux   | Mesure de l'écart entre coût réel et coût théorique (sur la base de coûts unitaires de référence) pour les ouvrages mis en service dans l'année et application d'un bonus/malus de 20% de l'écart, via la CRCP. Impact annuel limité à +/- 30 M€   | Idem turpe 5  |
| Incitations sur les charges de capital hors réseau  | Trajectoire prédéfinie, hors CRCP  | Idem Turpe 5  |
| Incitations sur les coûts liés aux événements climatiques   | Trajectoire prédéfinie, hors CRCP  | Couverture au CRCP des écarts de plus de 20 M€ à la trajectoire prévisionnelle (sous charges incitées, soit 40 M€ par an)   |
| Régulation incitative sur la compensation des pertes  | - 20% de l'écart en volume entre réalisé et la référence (volume de référence défini ab initio) multiplié par un prix de référence (calculé selon une méthode fixée d'avance) est supporté par Enedis<br>- 20% de l'écart en prix sur les volumes effectifs (prix réels vs indice de prix de référence) est supporté par Enedis<br>- globalement, les écarts en valeur laissés à Enedis ne peuvent pas dépasser 40M€/an. | Idem Turpe 5  |
| Régulation de la R&D  |  | En fin de période, restitution au CRCP de l'écart positif entre la trajectoire de dépenses initiale et la trajectoire réalisée  |
| Réseaux intelligents  | Couverture du CRCP des dépenses non prévues dans les charges incitées au bénéfice de projets unitaires de plus de 3 M€.  | Couverture du CRCP des dépenses non prévues dans les charges incitées au bénéfice de projets unitaires de plus de 1 M€.   |
| Innovation à l'externe  |  | Pénalités en cas de non réalisation ou de retard sur des projets à identifier par la CRE.   |
| Qualité de service  | 12 indicateurs avec système de bonus/malus selon l'atteinte d'objectifs de référence   | 13 indicateurs avec système de bonus/malus selon l'atteinte d'objectifs de référence  |
| Continuité d'alimentation   | 4 indicateurs de durée et de fréquences de coupures, avec bonus/malus selon l'atteinte des valeurs de référence, dans la limite d'un effet annuel de +/- 83 M€   | Idem turpe 5  |
| Indemnités coupures longues   | Montant annuel de 38 M€ prévu dans la trajectoire des charges incitées. Les écarts au réalisés sont supportés par Enedis dans la limite de 42 M€ par an.   | Montant annuel de 75 M€ prévu dans la trajectoire des charges incitées. Les écarts au réalisés sont supportés par Enedis dans la limite de 42 M€ par an.                                      |

LE FINANCEMENT DU COÛT DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ PAR LES USAGERS :  
LE TURPE

|   | TURPE 5 HTB  | TURPE 6 HTB   |
|---|--|---|
| Coûts échoués récurrents ou prévisibles (frais d'études et travaux sans suite + VNC des immobilisations démolies) | VNC des immobilisations démolies au CRCP ; frais d'études et travaux sans suite sous trajectoire incitée   | Trajectoire incitée (trajectoire spécifique non incluse de celle des CNE incitées)  |
| Plus-value comptable sur actif cédé   | Pas de traitement particulier  | Intégré au CRCP pour 80% (ces PV sont inclus dans les CNE incitées)   |
| Volumes de gestion d'actifs : OPEX d'entretien et de maintenance  | Pas de traitement particulier  | En fin de période, les sous-exécutions en volume par rapport à la référence initiale donneront lieu à restitution financière au CRCP  |
| Régulation incitative sur la compensation des pertes  | - 10% de l'écart en volume entre réalisé et la référence (taux de pertes fixé ab initio) multiplié par le prix moyen d'achat effectif des pertes est supporté par Enedis<br>- 20% de l'écart en prix sur les volumes effectifs (prix réels vs indice de prix de référence) est supporté par Enedis<br>- globalement, les écarts en valeur laissés à Enedis ne peuvent pas dépasser 10M€/an.  | - 20% de l'écart en volume entre réalisé et la référence (taux de pertes fixé ab initio) multiplié par le prix moyen d'achat effectif des pertes (ou prix figé à 50 €/MWh à partir de 2023) est supporté par RTE<br>- 20% de l'écart en prix sur les volumes effectifs (prix réels vs indice de prix de référence) est supporté par RTE<br>- globalement, les écarts en valeur laissés à Enedis ne peuvent pas dépasser 15M€/an.  |
| Régulation incitative sur la constitution des réserves d'équilibrage  | - 50% de l'écart négatif ou 100% de l'écart positif en volume entre réalisé et la référence initiale multiplié par le coût unitaire moyen effectif est compensé à RTE  | - 20% de l'écart en valeur entre le réalisé et la trajectoire de référence (actualisée par ailleurs en N-1) est supporté par RTE<br>- cet écart laissé à RTE ne peut dépasser 15 M€/an<br>Passage à une régulation des seuls volumes à partir de 2022   |
| Régulation incitative sur les coûts de congestion   | Congestions nationales totalement incitées<br>Congestions internationales à 100% au CRCP   | - 20% de l'écart en valeur entre le réalisé et une trajectoire de référence initiale est supporté par Enedis<br>Abandonné pour 2022 ; passage à une incitation sur les seuls volumes pour 2023 et 2024  |
| Incitation à la priorisation des investissements  | Pas de traitement particulier  | En fin de période, les dépassements de dépenses d'investissement par rapport à une trajectoire de référence initiale donneront lieu à une pénalité de 20% au CRCP   |
| Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets (hors interconnexions à coûts partagés)                     | Sur chaque grand projet décidé pendant la période (>30 M€), au-delà d'un écart de 5% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart.  | Sur chaque grand projet décidé pendant la période (>30 M€), au-delà d'un écart de 5% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart.   |
| Incitation à la maîtrise des coûts des projets réseaux hors grands projets  | Pas de traitement particulier  | Au cas par cas, mécanisme identique aux grands projets  |
| Incitations pour les créations d'interconnexion   | - versement d'une prime fixe lors de la mise en service<br>- au-delà d'un écart de 10% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart, dans la limite d'une rémunération des K propres engagés à CMPC-1%<br>- prime ou pénalité pendant les 10 premières années de fonctionnement en fonction de l'écart entre utilisation effective et utilisation initialement prévue (en flux d'énergie) | - versement d'une prime fixe lors de la mise en service<br>- au-delà d'un écart de 10% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart.<br>- prime ou pénalité pendant les 10 premières années de fonctionnement en fonction de l'écart entre utilisation effective et utilisation initialement prévue (en flux d'énergie)<br>- pénalités cumulées nettes de la prime fixe, dans la limite d'une rémunération des K propres engagés à CMPC-1% |
| Incitations à la maîtrise des investissements hors réseaux  | Trajectoire initiale incitée pour les investissements immobiliers, SI et VL.   | Trajectoire initiale incitée pour les investissements immobiliers (hors sièges Lille et Marseille), SI (hors réseaux télécom) et VL (ajustement au réel pour la période d'après)  |

LE FINANCEMENT DU COÛT DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ PAR LES USAGERS :  
LE TURPE

|   | TURPE 5 HTB  | TURPE 6 HTB  |
|---|--|--|
| Coûts étonnés récurrents ou prévisibles (frais d'études et travaux sans suite + VNC des immobilisations démolies) | VNC des immobilisations démolies au CRCP ; frais d'études et travaux sans suite sous trajectoire incitée   | Trajectoire incitée (trajectoire spécifique non incluse de celle des CNE incitées)   |
| Plus-value comptable sur actif cédé   | Pas de traitement particulier  | Intégré au CRCP pour 80% (ces PV sont incluses dans les CNE incitées)  |
| Volumes de gestion d'actifs : OPEX d'entretien et de maintenance  | Pas de traitement particulier  | En fin de période, les sous-exécutions en volume par rapport à la référence initiale donneront lieu à restitution financière au CRCP   |
| Régulation incitative sur la compensation des pertes  | - 10% de l'écart en volume entre réalisé et la référence (taux de pertes fixé ab initio) multiplié par le prix moyen d'achat effectif des pertes est supporté par Enedis<br>- 20% de l'écart en prix sur les volumes effectifs (prix réels vs indice de prix de référence) est supporté par Enedis<br>- globalement, les écarts en valeur laissés à Enedis ne peuvent pas dépasser 10M€/an.  | - 20% de l'écart en volume entre réalisé et la référence (taux de pertes fixé ab initio) multiplié par le prix moyen d'achat effectif des pertes (ou prix figé à 50 €/MWh à partir de 2023) est supporté par RTE<br>- 20% de l'écart en prix sur les volumes effectifs (prix réels vs indice de prix de référence) est supporté par RTE<br>- globalement, les écarts en valeur laissés à Enedis ne peuvent pas dépasser 15M€/an.   |
| Régulation incitative sur la constitution des réserves d'équilibrage  | - 50% de l'écart négatif ou 100% de l'écart positif en volume entre réalisé et la référence initiale multiplié par le coût unitaire moyen effectif est compensé à RTE  | - 20% de l'écart en valeur entre le réalisé et la trajectoire de référence (actualisée par ailleurs en N-1) est supporté par RTE<br>- cet écart laissé à RTE ne peut dépasser 15 M€/an<br>Passage à une régulation des seuls volumes à partir de 2022  |
| Régulation incitative sur les coûts de congestion   | Congestions nationales totalement incitées<br>Congestions internationales à 100% au CRCP   | - 20% de l'écart en valeur entre le réalisé et une trajectoire de référence initiale est supporté par Enedis<br>Abandonné pour 2022 ; passage à une incitation sur les seuls volumes pour 2023 et 2024   |
| Incitation à la priorisation des investissements  | Pas de traitement particulier  | En fin de période, les dépassements de dépenses d'investissement par rapport à une trajectoire de référence initiale donneront lieu à une pénalité de 20% au CRCP  |
| Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets (hors interconnexions à coûts partagés)                     | Sur chaque grand projet décidé pendant la période (>30 M€), au-delà d'un écart de 5% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart.  | Sur chaque grand projet décidé pendant la période (>30 M€), au-delà d'un écart de 5% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart.  |
| Incitation à la maîtrise des coûts des projets réseaux hors grands projets  | Pas de traitement particulier  | Au cas par cas, mécanisme identique aux grands projets   |
| Incitations pour les créations d'interconnexion   | - versement d'une prime fixe lors de la mise en service<br>- au-delà d'un écart de 10% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart, dans la limite d'une rémunération des K propres engagés à CMPC-1%<br>- prime ou pénalité pendant les 10 premières années de fonctionnement en fonction de l'écart entre utilisation effective et utilisation initialement prévue (en flux d'énergie) | - versement d'une prime fixe lors de la mise en service<br>- au-delà d'un écart de 10% au budget initial, une prime/pénalité sera appliquée à hauteur de 20% du surcroît d'écart<br>- prime ou pénalité pendant les 10 premières années de fonctionnement en fonction de l'écart entre utilisation effective et utilisation initialement prévue (en flux d'énergie)<br>- pénalités cumulées nettes de la prime fixe, dans la limite d'une rémunération des K propres engagés à CMPC-1% |
| Incitations à la maîtrise des investissements hors réseaux  | Trajectoire initiale incitée pour les investissements immobiliers, SI et VL.   | Trajectoire initiale incitée pour les investissements immobiliers (hors sièges Lille et Marseille), SI (hors réseaux télécom) et VL (ajustement au réel pour la période d'après)   |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

## Annexe n° 5. La sanction des critères de qualité de service

### La qualité d'alimentation sur le réseau d'Enedis

En application des dispositions de l'article L.341-3 du code de l'énergie, la CRE a défini et mis en place des mécanismes incitatifs visant à améliorer la qualité de l'électricité, qui peuvent prévoir des pénalités en cas de non-respect des niveaux de qualité (cf. article L.322-12 du code de l'énergie).

Lors de la préparation du TURPE 6, la CRE avait fait le constat que, sur 3 indicateurs sur 4 en matière de durée et de fréquence moyenne de coupure, Enedis respectivement facilement les critères fixés en TURPE 5, ce qui a donné lieu à d'importants bonus financiers. L'ajustement à la hausse des exigences en matière de fréquences de coupure, en TURPE 6, a conduit au contraire Enedis à ne pas atteindre les objectifs sur les deux premières années, même si, en valeur absolue, les fréquences de coupures sur ces 2 années sont historiquement faibles.

Le critère le moins respecté en turpe 5, celui sur la durée moyenne de coupure en BT, a été reconduit sur toute la durée du TURPE 6 à son niveau d'exigence de la fin du TURPE 5, mais la CRE a fixé à Enedis un calendrier d'automatisation et de fiabilisation du calcul de l'indicateur, par utilisation des fonctionnalités offertes par les compteurs Linky. D'après Enedis, les développements SI en cours permettront à partir de 2025 un calcul automatisé des indicateurs en combinant les données collectées sur le réseau et celles enregistrées par les compteurs communicants. Toujours d'après Enedis, cette nouvelle approche risque de réévaluer la mesure des fréquences de coupures.

En tout état de cause, pour la première fois depuis 2017, aucun des objectifs ne sera atteint en 2023, ce qu'Enedis impute à la récurrence et à l'ampleur des aléas climatiques.

**Tableau n° 25 : Résultat du respect des critères de coupures**

|                         | 2017        | 2018        | 2019        | 2020        | 2021        | 2022        | 2023         | 2024 |
|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|------|
| <i>objectifs TURPE</i>  |             |             |             |             |             |             |              |      |
| durée moyenne BT        | 65          | 64          | 63          | 62          | 62          | 62          | 62           | 62   |
| durée moyenne HTA       | 45,7        | 45,4        | 45,1        | 44,8        | 42,1        | 41,8        | 41,5         | 41,2 |
| fréquence moyenne BT    | 2,68        | 2,52        | 2,36        | 2,2         | 1,72        | 1,6         | 1,47         | 1,34 |
| fréquence moyenne HTA   | 2,89        | 2,7         | 2,51        | 2,32        | 1,87        | 1,73        | 1,58         | 1,43 |
| <i>réalisations</i>     |             |             |             |             |             |             |              |      |
| durée moyenne BT        | 65,1        | 63,9        | 64,3        | 58,4        | 56          | 59,5        | 72,9*        |      |
| durée moyenne HTA       | 43,2        | 42,5        | 42,8        | 38,9        | 37,2        | 40,1        | 48,2*        |      |
| fréquence moyenne BT    | 2,48        | 2,4         | 2,07        | 1,97        | 1,82        | 1,91        | 2,08*        |      |
| fréquence moyenne HTA   | 2,75        | 2,61        | 2,23        | 2,12        | 1,9         | 2           | 2,27*        |      |
| <i>bonus/malus (M€)</i> |             |             |             |             |             |             |              |      |
| durée moyenne BT        | -0,6        | 0,8         | -8,0        | 23,1        | 38,4        | 16,1        | -68,9        |      |
| durée moyenne HTA       | 15,0        | 16,8        | 13,8        | 34,6        | 29,0        | 9,9         | -39,5        |      |
| fréquence moyenne BT    | 0,8         | 0,5         | 1,1         | 0,9         | -0,4        | -1,2        | -2,4         |      |
| fréquence moyenne HTA   | 2,9         | 1,7         | 5,6         | 3,9         | -1,5        | -6,4        | -12,8        |      |
| <b>total</b>            | <b>18,1</b> | <b>19,8</b> | <b>12,5</b> | <b>62,5</b> | <b>65,5</b> | <b>18,4</b> | <b>-83**</b> |      |

\* prévision Enedis

\*\* plafond de sanction annuel

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes prévus par la CRE au titre du TURPE, Enedis est contraint de verser des pénalités à ses clients touchés par des coupures longues (plus de 5 heures). L'incitation à l'amélioration de la qualité d'alimentation consiste, sur ce dispositif, à couvrir au sein des charges « incitées » un niveau forfaitaire de dépenses, et à ne couvrir la dépense réelle au CRCP qu'au-delà d'un écart de plus 42 M€/an par rapport à ce niveau forfaitaire. Depuis 2017, seule l'année 2019 a donné lieu à couverture au CRCP. Les autres années de la période du TURPE 5, les dépenses ont été supérieures à la trajectoire prévisionnel et l'écart a été supporté par Enedis et est venu réduire la sous-exécution globale constatée sur le périmètre des charges nettes « incitées ».

Au contraire, sur la période du TURPE 6, pour laquelle le niveau forfaitaire intégré à la trajectoire des charges « incitées » a été réhaussé, Enedis a supporté des dépenses inférieures en 2021 et 2022, ce qui a accru le niveau global de sous-exécution sur ce périmètre et donc le gain financier associé pour Enedis. Au contraire, l'année 2023 enregistre les conséquences des aléas climatiques exceptionnels (*Gérard* en janvier, *Ciaran* et *Dominguos* en novembre).

**Tableau n° 26 : Exécution des dépenses de pénalités pour coupures longues**

| <i>En M€ courants</i>                                | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Dépenses prévues dans les charges « incitées »       | 38         | 38         | 38         | 38         | 75         | 75         | 75         |
| Dépenses réalisée                                    | 67         | 62         | 117        | 60         | 45         | 53         | 167        |
| <b>Écart pris en charge par le CRCP</b>              |            |            | <b>+37</b> |            |            |            | <b>+50</b> |
| <b>Écart supporté (+) ou conservé (-) par Enedis</b> | <b>+29</b> | <b>+24</b> | <b>+42</b> | <b>+22</b> | <b>-30</b> | <b>-22</b> | <b>+42</b> |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations CRE et données Enedis

Si les coupures longues dépendent avant tout de l'occurrence d'évènements climatiques significatifs, les indicateurs de durée et de fréquence visent à capter plus généralement la fiabilité du fonctionnement courant du réseau, ce qui n'exclut pas qu'ils soient sensibles aussi aux aléas climatiques. Ces mécanismes s'ajoutent aux obligations légales relatives à la qualité de l'alimentation électrique.

En effet, ces indicateurs sont différents de ceux associés à la définition de la qualité de l'alimentation électrique fixée aux articles D.322-1 à D.322.10 du code de l'énergie et par l'arrêté du 24 décembre 2007. Or, le respect de ces critères légaux doit être assuré sous peine de sanctions (mise en demeure par l'AODE, consignation des sommes nécessaires aux travaux d'amélioration du réseau<sup>79</sup>). Selon ces textes, le niveau de qualité requis n'est pas respecté lorsque le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés, sur une zone donnée, dépasse un certain seuil (3% pour la tenue globale de la tension, et 5% pour la continuité d'alimentation). Sur les zones interconnectées, un utilisateur est dit « mal alimenté » :

<sup>79</sup> Prévue par l'article L. 322-12 du code de l'énergie.

- au titre de la continuité d'alimentation, s'il subit en un an soit plus de 6 coupures longues (> 3mn) soit plus de 35 coupures brèves (<3 mn), soit une durée cumulée de coupures longues de plus de 13 heures ;

- au titre de la tenue de tension, s'il subit au moins une fois dans l'année une valeur efficace de la tension, moyennée sur 10 mn, inférieure à 90 % ou supérieure à 110 % de la valeur de la tension nominale de référence.

Les contrats de concessions peuvent par ailleurs prévoir des critères de qualité plus contraignants. Ces critères restent cantonnés à un territoire donné. En revanche, la qualité d'alimentation sanctionnée à travers la régulation incitative à laquelle le TURPE soumet Enedis est de portée nationale en ce qui concerne les durées et les fréquences de coupure. Enfin, si la qualité de l'onde de tension est suivie dans le cadre des indicateurs associés au cadre régulateur du TURPE, ces indicateurs ne se traduisent pas, jusqu'à présent, par des impacts financiers sur le revenu autorisé d'Enedis.

### La qualité d'alimentation sur le réseau de RTE

En TURPE 5, la qualité d'alimentation sur le réseau de transport était sanctionnée à la travers la combinaison d'un critère de durée moyenne de coupure annuelle, sur l'ensemble du réseau, et de fréquence moyenne de coupures brèves et longues. La régulation était symétrique (bonus ou malus) selon les écarts aux valeurs de référence fixées à 2,8 mn/an<sup>80</sup> et à 0,46 coupure/an<sup>81</sup>. Le critère de fréquence a été constamment respecté sur la période du TURPE 5.

En TURPE 6, la CRE a décidé de reconduire le critère et les valeurs de référence, mais en rendant la régulation asymétrique : une meilleure performance ne donne plus lieu à bonus financier. Elle estimée que le niveau de qualité d'alimentation reflété par ces valeurs de référence était suffisant, au regard des coûts supplémentaires que pourraient nécessiter l'atteinte d'une plus grande performance. Les écarts par rapport à ces valeurs sont sanctionnables à raison de 17 M€/min/an et de 109 M€/coupure/an, avec un plafonnement annuel de la sanction financière à hauteur de 45 M€/an. Sur les deux premières années du TURPE 6, la fréquence de coupure continue d'être inférieure à la référence, autour de 0,35, tandis que la durée moyenne oscille autour de la valeur de référence.

Par ailleurs, RTE est tenu depuis la TURPE 5 à rembourser aux gestionnaires de réseau de distribution une partie des indemnités que ces derniers doivent à leurs clients suite à des coupures longues, représentative de la part des coupures d'alimentation des clients finals dues à des incidents sur le réseau de transport. L'incitation de RTE en TURPE 6 consiste à ne couvrir les charges de RTE à ce titre que lorsqu'elles dépassent annuellement 9 M€.

---

<sup>80</sup> En moyenne par utilisateur

<sup>81</sup> Id.

## Annexe n° 6. Paramètres des revenus autorisés de RTE

Tableau n° 27 : Charges nettes d'exploitation et régulation incitative hors charges de capital

| M€ (sauf indication contraire)   | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022       | 2023         |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Charges nettes incitées actualisées de l'inflation                               | 2 044        | 2 006        | 2 036        | 2 100        | 2 103        | 2 228      | 2 323        |
| Frais d'études pour grands projets   |              | 9            |              |              | 3            |            |              |
| Coût échoués récurrents  | 24           | 25           | 23           | 25           | 30           | 30         | 30           |
| Charges d'exploitation liées au système électriques* (hors CEX incitées), dont : | 826          | 756          | 712          | 771          | 979          | 1020       | 2 000        |
| <i>Achats de pertes</i>  | 508          | 472          | 426          | 492          | 552          | 454        | 1 204        |
| <i>Constitution des réserves d'équilibrage</i>                                   | 242          | 219          | 183          | 205          | 389          | 395        | 585          |
| Recettes, dont :   | - 420        | - 436        | - 472        | - 566        | - 794        | - 2 634    | - 2 067      |
| <i>Recettes d'interconnexion</i>   | - 389        | - 405        | - 450        | - 546        | - 778        | - 2 591    | - 1 956      |
| Régulations incitatives  | 34           | 1            | -1           | 8            | -12          | 2          | -6           |
| <b>Total pour le revenu autorisé</b>   | <b>2 510</b> | <b>2 360</b> | <b>2 299</b> | <b>2 339</b> | <b>2 310</b> | <b>645</b> | <b>2 280</b> |

\* y compris régulations incitatives associées

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Tableau n° 28 : Charges de capital de RTE de 2017 à 2023

| M€ (sauf indication contraire)   | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Base d'actifs régulés (au 1 <sup>er</sup> janvier)                     | 13 598       | 14 119       | 14 313       | 14 440       | 14 517       | 15 128       | 15 612       |
| CMPC appliqué  | 6,125 %      |              |              |              | 4,6 %        |              |              |
| IEC (au 1 <sup>er</sup> janvier)                                       | 1 696        | 1 632        | 1 979        | 2 260        | 2 708        | 2 570        | 2 732        |
| Taux appliqué aux IEC  | 3,7 %        |              |              |              | 2,4 %        |              |              |
| <b>Rémunération du capital</b>   | <b>896</b>   | <b>925</b>   | <b>950</b>   | <b>968</b>   | <b>733</b>   | <b>758</b>   | <b>784</b>   |
| <b>Dotations aux amortissements nettes des reprises de subventions</b> | <b>801</b>   | <b>833</b>   | <b>859</b>   | <b>871</b>   | <b>916</b>   | <b>954</b>   | <b>1 062</b> |
| <b>Charges de capital hors incitations</b>                             | <b>1 697</b> | <b>1 758</b> | <b>1 809</b> | <b>1 839</b> | <b>1 649</b> | <b>1 712</b> | <b>1 846</b> |
| <i>Dont composante « incitée »</i>                                     | 104          | 124          | 148          | 167          | 169          | 180          | 195          |
| Effet incitation*  | +6,9         | +2,6         | +0,7         | +0,8         | +19,9        | +26,8        | + 28         |
| <b>Revenu autorisé au titre des charges de capital</b>                 | <b>1 704</b> | <b>1 761</b> | <b>1 810</b> | <b>1 840</b> | <b>1 669</b> | <b>1 738</b> | <b>1 874</b> |

\* un montant positif traduit le fait que RTE a réalisé des investissements « hors réseau » pour des montants moindres que ceux initialement prévus en début de période tarifaire.

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

**Tableau n° 29 : Comparaison prévisionnel et réalisé sur les charges de capital de RTE**

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>              | 2017                       | 2018                       | 2019                       | 2020                       | 2021                       | 2022                       | 2023                         |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Trajectoire prévisionnelle d'investissements*      | 1 525                      | 1 467                      | 1 468                      | 1 541                      | 1 844                      | 2 020                      | 2 178                        |
| <i>Dont sur charges incitées</i>                   | 214                        | 229                        | 204                        | 184                        | 211                        | 221                        | 207                          |
| <i>Dont SI</i>                                     | 143                        | 148                        | 151                        | 148                        | 162                        | 174                        | 167                          |
| Investissements réalisés*                          | 1 393                      | 1 447                      | 1 456                      | 1 529                      | 1 578                      | 1 722                      | 2 077                        |
| <i>Dont sur charges incitées</i>                   | 203                        | 226                        | 215                        |                            |                            |                            |                              |
| <i>Dont SI</i>                                     | 144                        | 155                        | 159                        | 161                        | 155                        | 174                        | 190                          |
| Trajectoire prévisionnelle de la BAR**             | 13 728                     | 14 307                     | 14 816                     | 15 277                     | 14 770                     | 15 934                     | 16 656                       |
| BAR effective**                                    | 13 598                     | 14 119                     | 14 313                     | 14 440                     | 14 517                     | 15 128                     | 15 612                       |
| Trajectoire prévisionnelle d'IEC                   | 1 595                      | 1 624                      | 1 538                      | 1 499                      | 2 500                      | 2 405                      | 2 669                        |
| IEC (au 1 <sup>er</sup> janvier)                   | 1 696                      | 1 632                      | 1 979                      | 2 260                      | 2 708                      | 2 570                      | 2 732                        |
| <b>Rémunération prévisionnelle</b>                 | <b>900</b>                 | <b>936</b>                 | <b>964</b>                 | <b>992</b>                 | <b>739</b>                 | <b>771</b>                 | <b>797</b>                   |
| <b>Rémunération du capital effectif***</b>         | <b>896</b><br><b>(-4)</b>  | <b>925</b><br><b>(-11)</b> | <b>950</b><br><b>(-14)</b> | <b>968</b><br><b>(-24)</b> | <b>733</b><br><b>(-6)</b>  | <b>758</b><br><b>(-13)</b> | <b>784</b><br><b>(-13)</b>   |
| <b>Trajectoire prévisionnelle d'amortissements</b> | <b>791</b>                 | <b>838</b>                 | <b>887</b>                 | <b>929</b>                 | <b>946</b>                 | <b>978</b>                 | <b>1 027</b>                 |
| <b>Dotations effectives aux amortissements</b>     | <b>801</b><br><b>(+10)</b> | <b>833</b><br><b>(-5)</b>  | <b>859</b><br><b>(-28)</b> | <b>871</b><br><b>(-58)</b> | <b>916</b><br><b>(-30)</b> | <b>954</b><br><b>(-24)</b> | <b>1 062</b><br><b>(+35)</b> |

\* sans déduction des subventions d'investissement et participations de tiers

\*\* nette des subventions d'investissement et participations de tiers

\*\*\* différent de la rémunération effective de RTE qui tient compte du caractère « incitée » de certaines charges

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE et comptes sociaux de RTE

**Tableau n° 30 : Détails des écarts entre revenu autorisé et charges effectives**

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>     | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022          | 2023          |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Écart sur charges d'exploitation incitées | +4,1         | +14,6        | +27,8        | -4,6         | +42,3        | +204          | +81           |
| Mise en CRCP du réglage tension           |              |              |              |              |              |               | +30           |
| Correction sur production immobilisée     |              |              |              |              |              |               | +18           |
| Écarts sur coûts échoués récurrents       |              |              |              |              | -5,0         | -13,0         | -13           |
| Écart sur charges de capital incitées     | +7,0         | +2,5         | +0,7         | +0,8         | +19,8        | +26,7         | +28,0         |
| Régulations incitatives sur les charges : |              |              |              |              |              |               |               |
| - achats de pertes                        | -2,9         | -6,2         | +3,2         | -3,9         | -6,9         | +0,3          | -15           |
| - réserves d'équilibrage                  | +6,1         | +14,6        | +13,3        | +7,6         | -15,0        | +2,1          | -0,7          |
| - congestions                             |              |              |              |              | -7,5         | -             | -3,1          |
| - indemnités coupures longues *           |              |              |              |              |              |               |               |
| - frais d'études échoués*                 |              | +9,4         |              |              | +3,1         |               |               |
| - coût unitaire de gestion des actifs*    |              |              |              |              | +1,5         | +3,3          | +5,0          |
| - réseaux intelligents                    |              |              |              |              |              |               |               |
| - étalement franchise de loyer            |              |              |              | +20          |              |               |               |
| - services tension                        |              |              |              |              |              |               | +0,9          |
| Régulation incitative sur recettes :      |              |              |              |              |              |               |               |
| - abattement et pénalités équilibrage     |              |              |              |              | -0,5         | +4,5          |               |
| - plus-values de cessions d'actifs        |              |              |              |              | +0           | +0,1          | +0,3          |
| Autres incitations financières :          |              |              |              |              |              |               |               |
| - projets d'interconnexions               |              |              |              |              | +2,1         | +0,1          | -5,4          |
| - maîtrise des dépenses d'investissement  |              |              |              |              | -9,9         | -0,9          | +1,0          |
| - continuité d'alimentation               | +34,4        | +1,2         | -0,7         | +8,5         | -5,9         | 0             | -0,5          |
| - délais de raccordement                  |              |              |              |              |              |               | -7,0          |
| <b>TOTAL</b>                              | <b>+48,7</b> | <b>+36,1</b> | <b>+44,3</b> | <b>+28,4</b> | <b>+18,1</b> | <b>+227,2</b> | <b>+119,5</b> |
| <b>En % de la BAR</b>                     | <b>0,36%</b> | <b>0,26%</b> | <b>0,31%</b> | <b>0,01%</b> | <b>0,12%</b> | <b>1,50%</b>  | <b>0,76%</b>  |

\* Comptés dans les charges effectives du périmètre incité mais font l'objet d'un abondement ad hoc.  
Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE et dossier de demande tarifaire de RTE

## Annexe n° 7. Paramètres des revenus autorisés d'Enedis

Tableau n° 31 : Charges nettes d'exploitation et régulation incitative hors charges de capital

| M€ (sauf indication contraire)                             | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022          | 2023          |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Charges nettes incitées actualisées de l'inflation         | 4 623        | 4 677        | 4 743        | 4 748        | 4 762        | 4 925         | 5 082         |
| Abondements des charges incitées *                         |              |              | 37           |              | 1,55         | -3,4          | 127,3         |
| Redevances de concession                                   | 294          | 292          | 283          | 316          | 315          | 318           | 324           |
| FPE par analyse des comptes                                | 207          | 205          | 360          | 342          | 233          | 188           | 282           |
| VNC des immobilisations démolies                           | 54           | 59           | 71           | 78           |              |               |               |
| Impayés des clients finals                                 | 94           | 91           | 81           | 95           | 106          | 89            | 131           |
| Contributions des utilisateurs aux raccordements           | -672         | -709         | -735         | -689         | -848         | -888          | -941          |
| Charges d'exploitation liées au système électrique, dont : | 4 624        | 4 753        | 4 732        | 4 571        | 5 226        | 5 798         | 5 511         |
| <i>Achats de pertes</i>                                    | 1 066        | 1 086        | 1 076        | 1 094        | 1 472        | 2 231         | 3 759         |
| <i>TURPE HTB</i>   | 3 510        | 3 633        | 3 616        | 3 444        | 3 726        | 3 540         | 1 732         |
| Régulations incitatives                                    | +20          | +32          | +52          | +69          | +40          | +11           | -112          |
| <b>Total pour le revenu autorisé</b>                       | <b>9 244</b> | <b>9 400</b> | <b>9 624</b> | <b>9 530</b> | <b>9 836</b> | <b>10 438</b> | <b>10 404</b> |

\* au titre des indemnités pour coupures longues, les plus-values de cessions d'actifs, des coûts échoués non prévisibles et des évolutions de recettes des prestations annexes

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Tableau n° 32 : Charges de capital d'Enedis

| M€ (sauf indication contraire)                               | 2017         | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Taux de marge appliqué à la BAR                              | 2,5 %        |              |              |              | 2,5 %        |              |              |
| Rémunération supplémentaire des « capitaux propres régulés » | 4,0 %        |              |              |              | 2,3 %        |              |              |
| CMPC appliqué à la VNC Linky                                 | 10,25 %      |              |              |              | 10,25 %      |              |              |
| Charges de capital non incitées                              | 3 837        | 4 072        | 4 235        | 4 444        | 4 318        | 4 580        | 4 586        |
| Charges de capital incitées                                  | 209          | 203          | 209          | 219          | 314          | 341          | 377          |
| <b>Total pour le revenu autorisé</b>                         | <b>4 046</b> | <b>4 275</b> | <b>4 444</b> | <b>4 663</b> | <b>4 632</b> | <b>4 921</b> | <b>4 963</b> |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE

Tableau n° 33 : Comparaison prévisionnel et réalisé sur les charges de capital d'Enedis

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>              | 2017         | 2018         | 2019         | 2020          | 2021         | 2022         | 2023         |
|--|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Trajectoire prévisionnelle d'investissements*      | 3 897        | 4 234        | 4 300        | 4 283         | 4 006        | 3 684        | 3 738        |
| <i>Dont sur charges incitées</i>                   | 176          | 175          | 179          | 192           | 335          | 323          | 305          |
| <i>Dont Linky</i>                                  | 673          | 965          | 965          | 822           | 477          | 179          | 132          |
| Investissements réalisés*                          | 3 769        | 3 998        | 4 254        | 3 962         | 4 379        | 4 415        | 4 886        |
| <i>Dont sur charges incitées</i>                   |              |              |              |               |              |              |              |
| <i>Dont Linky</i>                                  |              |              |              |               |              |              |              |
| Trajectoire prévisionnelle de la BAR hors Linky    | 49 017       | 50 280       | 51 486       | 52 679        | 53 982       | 55 130       | 56 362       |
| Trajectoire prévisionnelle de la BAR Linky         | 549          | 1 139        | 1 967        | 2 736         | 2 803        | 3 027        | 2 778        |
| BAR hors Linky effective                           | 48 921       | 49 991       | 51 043       | 52 214        | 53 666       | 55 100       | 56 815       |
| Capitaux propres régulés effectifs**               | 5 118        | 7 189        | 7 640        | 8 260         | 8 764        | 9 753        | 8 545        |
| BAR Linky effective                                | 476          | 980          | 1 652        | 2 286         | 2 744        | 3 009        | 2 744        |
| Trajectoire prévisionnelle d'IEC                   |              |              |              |               | 420          | 420          | 420          |
| IEC (au 1 <sup>er</sup> janvier)                   |              |              |              |               |              |              |              |
| <b>Rémunération prévisionnelle</b>                 | <b>1 537</b> | <b>1 654</b> | <b>1 791</b> | <b>1 920</b>  | <b>1 849</b> | <b>1 912</b> | <b>1 932</b> |
| <b>Rémunération effective du capital***</b>        | <b>1 531</b> | <b>1 638</b> | <b>1 751</b> | <b>1 870</b>  | <b>1 831</b> | <b>1 917</b> | <b>1 945</b> |
|  | <b>(-6)</b>  | <b>(-18)</b> | <b>(-40)</b> | <b>(-50)</b>  | <b>(-18)</b> | <b>(+5)</b>  | <b>(+13)</b> |
| <b>Trajectoire prévisionnelle d'amortissements</b> | <b>2 532</b> | <b>2 667</b> | <b>2 778</b> | <b>2 879</b>  | <b>2 869</b> | <b>2 936</b> | <b>3 037</b> |
| <b>Dotations effectives aux amortissements</b>     | <b>2 515</b> | <b>2 650</b> | <b>2 689</b> | <b>2 778</b>  | <b>2 790</b> | <b>2 989</b> | <b>3 008</b> |
|  | <b>(-17)</b> | <b>(-17)</b> | <b>(-89)</b> | <b>(-101)</b> | <b>(-79)</b> | <b>(+53)</b> | <b>(-29)</b> |

\* augmentations brutes d'IEC de l'exercice

\*\* y compris correction TURPE 5bis

\*\*\* y compris rémunération ad hoc des emprunts financiers en 2023

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE et comptes sociaux d'Enedis

**Tableau n° 34 : Détails des écarts entre revenu autorisé et charges effectives d'Enedis**

| <i>M€ (sauf indication contraire)</i>     | 2017       | 2018       | 2019        | 2020      | 2021        | 2022        | 2023        |
|---|------------|------------|-------------|-----------|-------------|-------------|-------------|
| Écart sur charges d'exploitation incitées | -28        | -25        | +211        | -52       | +101        | +69         | -151        |
| <i>Correction CICE</i>                    | +51        | +51        |             |           |             |             |             |
| Écart sur charges de capital incitées     | +1         | -7         | +4          | +12       | +11         | +20         | +12         |
| Régulations incitatives sur les charges : |            |            |             |           |             |             |             |
| - achats de pertes                        |            | -14        | -20         | -22       | -23         | +11         | +4          |
| - pénalités pour coupures longues*        |            |            | +37         |           |             |             | +50**       |
| - réseaux intelligents                    |            |            |             |           |             |             |             |
| - coût échoués non récurrents             |            |            |             |           | +2          | +2,8        | +2          |
| - remise en état suite à aléa climatique* |            |            |             |           |             |             | +39**       |
| Régulation incitative sur recettes :      |            |            |             |           |             |             |             |
| - écarts sur prestations annexes          |            |            |             |           |             |             | +33**       |
| - contrats tiers sur compteurs évolués    |            |            |             |           |             |             |             |
| - plus-values sur cession d'actifs        |            |            |             |           |             | +1,6        | +1,2        |
| Autres incitations financières :          |            |            |             |           |             |             |             |
| - coût unitaire d'investissement          |            | +2         | +26,7       | -3,7      | -26         | -16,8       | -34**       |
| - projet Linky                            | +1         | +8         | +11,7       | +15,4     | +15,8       | +16,8       | +15**       |
| - qualité de service                      | +1         | +2         | -0,1        | -5,4      | -14         | -10,2       | -12**       |
| - continuité d'alimentation               | +18        | +20        | +12,5       | +62,5     | +65,4       | +18,3       | -83**       |
| - mise à disposition de données           |            |            |             |           | -1,4        | +3          | +1**        |
| <b>TOTAL</b>                              | <b>+44</b> | <b>+37</b> | <b>+283</b> | <b>+7</b> | <b>+131</b> | <b>+115</b> | <b>-122</b> |

\* *abondement au-delà des montants intégrés à la trajectoire des charges incitées.*

\*\* *prévision Enedis.*

*Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE et dossier de demande tarifaire d'Enedis*

## Annexe n° 8. Évolution du solde du CRCP

Tableau n° 35 : CRCP d'Enedis

| M€ (sauf indication contraire)   | 2017        | 2018      | 2019       | 2020       | 2021       | 2022         | 2023         |
|----------------------------------|-------------|-----------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| Solde CRCP de début d'année *    | -193        | -167      | 79         | 285        | 161**      | 127          | 1 304        |
| Revenu autorisé définitif        | 13 102      | 13 593    | 13 703     | 13 897     | 14 629     | 15 612       | 16 029       |
| Recettes constatées              | 13 071      | 13 503    | 13 351     | 13 457     | 14 665     | 14 457       | 15 069       |
| <b>Solde CRCP de fin d'année</b> | <b>-162</b> | <b>77</b> | <b>277</b> | <b>730</b> | <b>125</b> | <b>1 282</b> | <b>2 264</b> |
| Intérêts associés                | 5           | 2         | 8          | 20         | 2          | 22           | 38           |

\* un solde positif représente une créance d'Enedis sur les usagers

\*\* en début d'une nouvelle période tarifaire, l'apurement du solde prévisionnel de la précédente période est intégré à la trajectoire de revenu autorisé ; ce solde prévisionnel est donc « sorti » du CRCP.

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

À date de son dossier de demande tarifaire en vue du TURPE 7, Enedis prévoit un solde du CRCP de 3 170 M€ fin 2024, à apurer en 4 ans sur la période du TURPE 7 (soit plus de 800 M€ par an compte tenu des intérêts associés).

Tableau n° 36 : CRCP de RTE

| M€ (sauf indication contraire)   | 2017       | 2018       | 2019     | 2020      | 2021        | 2022      | 2023       |
|----------------------------------|------------|------------|----------|-----------|-------------|-----------|------------|
| Solde CRCP de début d'année *    | 91         | 186        | 155      | 3         | -10**       | -215      | 52         |
| Revenu autorisé définitif        | 4 258      | 4 265      | 4 150    | 4 042     | 4 136       | 2 465     | 4 182      |
| Recettes constatées              | 4 168      | 4 300      | 4 278    | 4 072     | 4 338       | 2 189     | 4 035      |
| <b>Solde CRCP de fin d'année</b> | <b>181</b> | <b>151</b> | <b>3</b> | <b>-4</b> | <b>-212</b> | <b>61</b> | <b>198</b> |
| Intérêts associés                | 5          | 4          | 0        | 0         | -3          | -9        | 3          |

\* un solde positif représente une créance d'Enedis sur les usagers

\*\* en début d'une nouvelle période tarifaire, l'apurement du solde prévisionnel de la précédente période est intégré à la trajectoire de revenu autorisé ; ce solde prévisionnel est donc « sorti » du CRCP.

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

## Annexe n° 9. Limites des risques de non couverture des charges

Tableau n° 37 : Limites des risques de sous-couverture des charges effectives de RTE

| Motif                                    | Plafond de risque en TURPE 6   |
|--|--|
| Charges « incitées »                     | Pas de plafond   |
| Compensation des pertes réseaux          | 15 M€/an   |
| Constitution des réserves d'équilibrage  | 15 M€/an   |
| Abattements et pénalités sur équilibrage | 2,2 M€/an  |
| Coûts de congestion                      | 20 % de l'écart à la trajectoire prévisionnelle, sans plafond              |
| Respect de l'enveloppe d'investissement  | 20 % du dépassement de l'enveloppe en fin de période, sans plafond         |
| Maîtrise des coûts des grands projets    | 20 % du dépassement de 105% du budget initial, sans plafond                |
| Indemnités raccordements en mer          | 70 M€/an   |
| Projets d'interconnexions                | 100 points de base sur la rémunération des capitaux engagés pour le projet |
| Qualité d'alimentation                   | 45 M€/an   |
| Indemnités pour coupures longues         | 7,2 M€/an  |
| Innovations à l'externe                  | 10 M€/an   |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

Tableau n° 38 : Limites des risques de sous-couverture des charges effectives d'Enedis

| Motif  | Plafond de risque en TURPE 6   |
|--|--|
| Charges « incitées »                             | Pas de plafond global  |
| - dont pour indemnités coupures longues          | 42 M€  |
| - dont pour remise en état après aléa climatique | 20 M€  |
| Compensation des pertes réseaux                  | 40 M€/an   |
| Coûts unitaires d'investissement                 | 30 M€/an   |
| Continuité d'alimentation                        | 83 M€/an   |
| Qualité de service hors Linky                    | Environ 52 M€/an   |
| Qualité de service Linky                         | Taux effectif de rémunération de la BAR Linky ne pouvant pas être inférieur au taux initial, réduit de 200 points de base. |

Sources : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

### Annexe n° 10. Les abattements de TURPE

Les premiers abattements de TURPE ont été introduits par une simple délibération de la CRE en date du 7 mai 2014 et relative à l'évolution annuelle des tarifs de réseau. Il s'agissait, en opportunité, et à la demande de la DGEC, de profiter d'un solde créditeur du CRCP fin 2013 pour octroyer une réduction de 50 % des factures de TURPE HTB dues par certains clients électro-intensifs sur la période d'août 2014 à juillet 2015. Ce dispositif a permis d'apporter un soutien à la compétitivité de ces entreprises sans passer par un véhicule législatif ou règlementaire. Il a été prolongé par la CRE jusqu'au 31 décembre 2015 dans l'attente de l'application des dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 18 août 2015. Durant cette période, il a bénéficié à 63 sites industriels pour un montant cumulé de près de 100 M€.

La LTECV, et le décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité a ensuite permis aux entreprises fortement consommatrices d'électricité, selon les critères alors établis de l'« électro-intensivité »<sup>82</sup> de bénéficier de façon plus structurelle de conditions particulières d'approvisionnement en électricité, et notamment des réductions de tarif de transport de l'électricité. De telles réductions ont aussi été accordées au « sites de stockage d'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau ». Selon les catégories de bénéficiaires et leur profil de consommation, les taux de réductions pouvaient aller de 5 à 90 %.

Tableau n° 39 : Abattements applicables de 2017 à 2021

| TYPE D'ÉLIGIBILITÉ  |   | TAUX DE RÉDUCTION ACCORDÉ  |                               |   |   |              |
|---|---|--|-------------------------------|---|---|--------------|
|   |   | Grand consommateur d'électricité   | Sites hyper électro-intensifs | Sites électro-intensifs ou qui appartiennent à une entreprise électro-intensive | Sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau | Autres sites |
| <i>Profil stable</i>  | Profil anticyclique   |  |                               |   |   |              |
| <i>électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh<br/>durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7000 heures</i> | électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh<br>taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.44 | électricité annuelle consommée supérieure à 500 GWh<br>taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.40 et inférieur à 0.44 | 80 %                          | 45 %  | 30 % (*)  | 5 %          |
| <i>électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh<br/>durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7500 heures</i> | électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh<br>taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.48 |  | 85 %                          | 50 %  | 40 % (*)  | 10 %         |
| <i>électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh</i>   | électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh  |  | 90 %                          | 60 %  | 50 % (*)  | 20 %         |

<sup>82</sup> Selon notamment des critères de consommation énergétique par euro de valeur ajoutée.

LE FINANCEMENT DU COÛT DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ PAR LES USAGERS :  
LE TURPE

| TYPE D'ÉLIGIBILITÉ   |   | TAUX DE RÉDUCTION ACCORDÉ |  |  |  |
|--|---|---------------------------|--|--|--|
| <i>durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 8000 heures</i> | taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.53 |                           |  |  |  |

(\*) Pour les sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, si, au cours de la période considérée pour le calcul des critères susmentionnés, la moyenne sur trois ans du rapport entre la quantité d'énergie injectée par le site et celle de l'énergie soutirée par lui sur le réseau de transport d'électricité est inférieure à 70 %, le taux de réduction dont il bénéficie est diminué de 10 points de pourcentage.

Sources : Légifrance

Depuis le décret n° 2021-420 du 10 avril 2021, les critères d'éligibilité ont évolué (passage à des critères de volumes de consommation sur certaines périodes, sans conditions d'électro-intensivité) et les taux de réduction du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité, fixés forfaitairement par catégorie de consommateurs, sont censés refléter le coût d'une ligne directe à partir du moyen de production le plus proche. En outre, ils s'appliquent « sous réserve d'assurer individuellement pour chaque site la couverture des coûts directement imputables à son utilisation du réseau ». Il est précisé que « les coûts directement imputables à un site sont définis comme les coûts du réseau couverts par le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité qui pourraient être économisés si le site considéré n'était pas raccordé aux réseaux ». Le décret prévoit que les coûts mentionnés sont calculés par le gestionnaire de réseau lui-même, qui peut proposer au ministère chargé de l'énergie une évolution des taux d'abattement. La CRE n'est pas consultée.

Par ailleurs, en contrepartie de ces abattements, toutes les entreprises bénéficiaires mettent en œuvre une politique de performance énergétique. Elles doivent notamment élaborer un plan de performance énergétique (PPE) et mettre en œuvre un système de management de l'énergie (certification ISO 50 001).

Enfin, comme prévu par la loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique, et suite à la parution du décret n° 2023-1105 du 28 novembre 2023, ces abattements ont été étendus aux plateformes industrielles regroupant plusieurs sites de soutirage, dès lors que les entreprises concernées ont conclu un accord en ce sens.

**Tableau n° 40 : Abattements applicables depuis le 13 avril 2021**

| <i>Catégories de sites éligibles</i>   | Taux de réduction accordé (*) |
|--|-------------------------------|
| <b>Profil stable</b><br><i>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; durée d'utilisation du réseau supérieure ou égale à 7 000 heures ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau]</i>  | 81 %                          |
| <b>Profil anti-cyclique</b><br><i>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.44 ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau]</i>                                  | 74 %                          |
| <b>Grand consommateur d'électricité</b><br><i>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 500 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.40 et inférieur à 0.44 ; hors sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau]</i> | 76 %                          |
| <b>Sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau (**)</b><br><i>[électricité annuelle soutirée sur le réseau de transport d'électricité supérieure à 10 GWh ; taux d'utilisation du réseau en heures creuses supérieur ou égal à 0.44]</i>   | 50 %                          |

(\*) Sous réserve d'assurer individuellement pour chaque site la couverture des coûts directement imputables à son utilisation du réseau évalués selon les modalités définies à l'article D. 341-9-2.

(\*\*) Pour les sites permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, si, au cours de la période considérée pour le calcul des critères susmentionnés, la moyenne sur trois ans du rapport entre la quantité d'énergie injectée par le site et celle de l'énergie soutirée par lui sur le réseau de transport d'électricité est inférieure à 70 %, le taux de réduction dont il bénéficie est diminué de 10 points de pourcentage.

Sources : Légifrance

Selon les barèmes applicables depuis 2021, la réduction de TURPE peut atteindre jusqu'à 81%. Les abattements de TURPE HTB ont ainsi représenté 224 M€ en 2022 au périmètre du réseau de RTE, soit l'équivalent de 5% des recettes tarifaires annuelles du TURPE HTB.

## Annexe n° 11. Le financement des raccordements aux réseaux

Le tableau suivant indique la part des coûts de raccordement faisant l'objet d'une réfaction sur la facture du bénéficiaire du raccordement, c'est-à-dire la part supportée in fine par le gestionnaire de réseau et couverte alors par le TURPE, donc financée par l'ensemble des usagers.

**Tableau n° 41 : Prise en charge des coûts de raccordement par le TURPE selon les catégories de raccordement**

| Type d'installation concernée       |                      | Raccordement aux réseaux publics de distribution (RPD) |                              |                   |                      | Raccordement au réseau public de transport (RPT) |
|-------------------------------------|----------------------|--|------------------------------|-------------------|----------------------|--|
|                                     |                      | Branchement  | Extension                    | Ouvrage propre    | Quote-part           |  |
| Installations de consommation       |                      | 40 % (voire 75 %* ou 80 %**)                           | 40 % (voire 75 %* ou 80 %**) | NA                | NA                   | 30 %   |
| Installations de production EnR     | P ≤ 250 kVA          | NA   | NA                           | 60 %              | Exonération          | Pas de réfaction ***                             |
|                                     | 250 kVA < P ≤ 500 kW | NA   | NA                           | 60 %              | 60 %-(P-0,25) x 80 % |  |
|                                     | 500 kW < P < 1 MW    |  |                              | 40 %              | 40 %-(P-0,5) x 40 %  |  |
|                                     | P = 1 MW             |  |                              | 20 %              |                      |  |
|                                     | 1 MW < P ≤ 3 MW      |  |                              | 40 %-(P-1) x 10 % | 20 %-(P-1) x 10 %    |  |
|                                     | 3 MW < P < 5 MW      |  |                              |                   | Pas de réfaction     |  |
|                                     | P ≥ 5 MW             |  |                              | Pas de réfaction  |                      |  |
| Installations de production non EnR |                      | Pas de réfaction                                       |                              |                   |                      |  |
| Réseaux publics de distribution     |                      | NA   | 40 %                         | NA                | NA                   | 30 %   |

\* pour les IRVE sur autoroute ([arrêté du 12 mai 2020](#)) et les IRVE inscrite dans SDRIVE ([arrêté du 6 février 2023](#))

\*\* pour le raccordement d'une IRVE < 10 kW ou d'une PAC sur une installation BT ≤ 36 kVA existante (cf article [D. 341-3-2](#))

\*\*\* les producteurs raccordés en transport dont la Prac est inférieure à 250 kVA bénéficient d'une exonération de quote-part (cf article [D. 342-22](#))

Sources : CRE

## Annexe n° 12. Simulation de la contribution de Strasbourg électricité réseau au FPE à partir de l'analyse de ses comptes

La détermination des contributions des ELD à la péréquation dans le cadre de l'analyse des comptes, telle que pratiquée par la CRE pour EDF-SEI ou Geredis par exemple, reprend pour l'essentiel la méthodologie d'établissement du revenu autorisé d'Enedis. Or, cette méthodologie aboutit à des montants de revenu autorisé très proches d'un calcul tiré simplement des inscriptions comptables (d'une part pour les charges d'exploitation et d'autre part pour les assiettes servant au calcul de la rémunération des actifs).

Comme le montre le tableau ci-dessous, les écarts, liés aux dispositifs incitatifs de la régulation (sur les coûts comme sur les performances), se limitent au plus à 2 % du montant du revenu autorisé.

**Tableau n° 42 : Approximation du revenu autorisé d'Enedis à partir des seuls éléments comptables**

|   | 2017          | 2018          | 2019          | 2020          | 2021          | 2022          |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>ENEDIS</b>   |               |               |               |               |               |               |
| Résultat d'exploitation                                   | 1 289         | 1 203         | 1 213         | 1 204         | 1 865         | 2 452         |
| neutralisation avoir RTE                                  |               |               |               |               |               | -1 700        |
| recettes du TURPE   | 12 918        | 13 279        | 13 347        | 13 452        | 14 389        | 14 160        |
| <b>différence (= charges nettes d'exploitation)</b>       | <b>11 629</b> | <b>12 076</b> | <b>12 134</b> | <b>12 248</b> | <b>12 524</b> | <b>13 408</b> |
| + rémunération des actifs et des capitaux propres régulés | 1 531         | 1 638         | 1 751         | 1 870         | 1 831         | 1 900         |
| <b>= somme (1)</b>  | <b>13 160</b> | <b>13 714</b> | <b>13 885</b> | <b>14 118</b> | <b>14 355</b> | <b>15 308</b> |
| <b>Revenu Autorisés (2)</b>                               | <b>13 102</b> | <b>13 593</b> | <b>13 939</b> | <b>14 153</b> | <b>14 629</b> | <b>15 612</b> |
| écart (2)/(1)   | -0,4%         | -0,9%         | 0,4%          | 0,2%          | 1,9%          | 2,0%          |

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et comptes sociaux d'Enedis

Dans ces conditions, à partir des comptes sociaux de Strasbourg électricité réseau (SER), il est possible de donner une approximation à +/- 4 M€ près de ce qu'une méthode par analyse des coûts donnerait sur la contribution de SER à la péréquation. Les résultats sont significatifs dans la mesure où l'ordre de grandeur obtenu (entre 40 et 60 M€ selon les années) présente par rapport à la contribution actuelle de SER (1,7 M€) un écart bien supérieur à la marge d'approximation de la méthode utilisée.

LE FINANCEMENT DU COÛT DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ PAR LES USAGERS :  
LE TURPE

|  | 2017       | 2018         | 2019         | 2020         | 2021         | 2022         |
|--|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>SER</b>   |            |              |              |              |              |              |
| Résultat d'exploitation  | 57         | 48,8         | 57,1         | 69,1         | 74,0         | 87,7         |
| neutralisation de la contribution effective au FPE *                       | 0,5        | 9,5          | 10,5         | 1,7          | 1,7          | 1,6          |
| <i>neutralisation avoir RTE</i>  |            |              |              |              |              | -18,8        |
| recettes du TURPE (1)  | 219        | 217,7        | 224,0        | 227,2        | 242,4        | 242,5        |
| <b>différence (= charges nettes d'exploitation)</b>                        | <b>161</b> | <b>159</b>   | <b>156</b>   | <b>156</b>   | <b>167</b>   | <b>172</b>   |
| + rémunération des actifs et des capitaux propres régulés (cf. ci-dessous) |            | 14,9         | 15,3         | 16,5         | 18,0         | 18,1         |
| <b>= somme</b>   |            | <b>174,3</b> | <b>171,7</b> | <b>173,0</b> | <b>184,7</b> | <b>190,1</b> |
| Revenu Autorisés à +/- 4M€ (2)   |            | 174,3        | 171,7        | 173,0        | 184,7        | 190,1        |
| contribution FPE à +/- 4 M€ (1)-(2)  |            | 43,4         | 52,3         | 54,2         | 57,7         | 52,3         |

\* dont 9 M€ de provisions pour risque et charges en 2018 puis 9 M€ de charges nettes en 2019 au titre des régularisations 2012 à 2017

Elements de calcul de la rémunération simulée du capital pour SER

| assiettes  |                         |        |        |        |        |        |
|--|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| immobilisation fin N-1 = base d'actif                      | (a)                     | 663,2  | 668,4  | 694,3  | 731,9  | 729,8  |
| IEC fin N-1  |                         | 62,2   | 67,0   | 52,2   | 32,0   | 45,7   |
| <b>éléments de passifs</b>                                 |                         |        |        |        |        |        |
| Subventions d'investissement reçues                        | (b)                     |        |        | 0,2    | 0,2    | 0,2    |
| droits de l'autorité concédante sur les ouvrages existants | (c)                     | 229,9  | 225,8  | 223,6  | 233,0  | 226,2  |
| <i>dont contre valeur des biens de la concession</i>       |                         | 466,1  | 464,9  | 488,5  | 537,5  | 541,3  |
| <i>dont financement du concessionnaire non amorti</i>      |                         | -236,2 | -239,1 | -264,9 | -304,6 | -315,1 |
| droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler | (d)                     | 520,6  | 527,0  | 530,5  | 535,3  | 543,0  |
| <i>dont amortissement du financement du concédant</i>      |                         | 181,1  | 188,3  | 195,1  | 201,4  | 208,5  |
| <i>dont participations reçues sur IEC</i>                  |                         | 0,1    | 0,1    | 0,0    | 0,1    | 0,0    |
| <i>dont provision pour renouvellement</i>                  |                         | 339,4  | 338,6  | 335,5  | 333,8  | 334,4  |
| emprunts financiers  | (e)                     | 1,0    | 1,1    | 1,0    | 4,8    | 0,0    |
| capitaux propres régulés                                   | (a)-(b)-(c)-<br>(d)-(e) | -88,3  | -85,5  | -61,0  | -41,3  | -39,6  |
| <b>taux</b>  |                         |        |        |        |        |        |
| base d'actifs  |                         | 2,5%   | 2,5%   | 2,5%   | 2,5%   | 2,5%   |
| capitaux propres régulés                                   |                         | 4,00%  | 4,00%  | 4,00%  | 2,30%  | 2,30%  |
| IEC  |                         | 3,0%   | 3,0%   | 3,0%   | 1,7%   | 1,7%   |
| emprunts financiers  |                         | 3,0%   | 3,0%   | 3,0%   | 1,7%   | 1,7%   |

### Annexe n° 13. La forme des grilles tarifaires basse tension

**Tableau n° 43 : Part puissance du TURPE 6 BT<36 kVA applicable au 1<sup>er</sup> août 2021**

| €/kVA/an                           | PTE   | HPH | HCH | HPE | HCE |
|------------------------------------|-------|-----|-----|-----|-----|
| CU sans différenciation temporelle | 8,52  |     |     |     |     |
| CU 4 plages temporelles            | 8,40  |     |     |     |     |
| MU 4 plages temporelles            | 9,96  |     |     |     |     |
| LU sans différenciation temporelle | 76,44 |     |     |     |     |

Sources : Cour des comptes d'après délibération CRE sur turpe 6

**Tableau n° 44 : Part énergie du TURPE 6 BT<36 kVA applicable au 1<sup>er</sup> août 2021**

| €/MWh                                  | PTE  | HPH  | HCH  | HPE  | HCE |
|--|------|------|------|------|-----|
| CU sans différenciation temporelle     | 37,1 |      |      |      |     |
| CU 4 plages temporelles                |      | 62,7 | 42,9 | 13,4 | 8,3 |
| MU 4 plages temporelles                |      | 57,5 | 39,9 | 13,1 | 8,2 |
| LU sans différenciation temporelle     | 10,4 |      |      |      |     |
| Dont :                                 |      |      |      |      |     |
| <i>Coût des réserves d'équilibrage</i> | 1,0  |      |      |      |     |
| <i>Compensation des pertes</i>         | 7,5  | 6,4  | 4,3  | 5,4  | 3,3 |

Sources : Cour des comptes d'après délibération CRE sur turpe 6

## **Annexe n° 14. Les méthodes de tarification et de régulation dans les pays européens**

### **Les principes de tarification au niveau européen**

Les principes de tarification de l'accès et de l'utilisation des réseaux d'électricité sont encadrés par les dispositions de l'article 18 du Règlement européen 2019/943 du 5 juin 2019 (et anciennement du Règlement européen 714/2009 du 13 juillet 2009 - article 14) :

« 1. *Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau, y compris les redevances de raccordement aux réseaux, les redevances d'utilisation des réseaux et, le cas échéant, les redevances de renforcement connexe des réseaux, reflètent les coûts, sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. Ces redevances ne comprennent pas de coûts non liés soutenant d'autres objectifs stratégiques.*

*Sans préjudice de l'article 15, paragraphes 1 et 6, de la directive 2012/27/UE et des critères énoncés à l'annexe XI de ladite directive, la méthode utilisée pour déterminer les redevances d'accès aux réseaux soutient de manière neutre l'efficacité générale du système à long terme grâce à des signaux de prix adressés aux clients et aux producteurs et, en particulier, est appliquée de manière à ne pas créer de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, entre la production connectée au niveau de la distribution et la production connectée au niveau du transport. Les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie ou de l'agrégation de l'énergie et ne découragent pas l'autoproduction, l'autoconsommation ou la participation active de la demande. Sans préjudice du paragraphe 3 du présent article, ces redevances ne sont pas fonction de la distance.*

*2. Les méthodes de tarification reflètent les coûts fixes des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution et incitent de manière appropriée les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, tant à court qu'à long terme, à améliorer l'efficacité, y compris l'efficacité énergétique, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement, à soutenir les investissements efficaces, à soutenir les activités de recherche connexes et à faciliter l'innovation dans l'intérêt des consommateurs dans des domaines tels que la numérisation, les services de flexibilité et l'interconnexion.*

*3. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs ou aux consommateurs finals, ou aux deux, intègre des signaux de localisation au niveau de l'Union et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures.*

[...]

*7. Les tarifs de distribution reflètent les coûts, en tenant compte de l'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, y compris les clients actifs. Les tarifs de distribution peuvent comporter des éléments liés à la capacité de connexion au réseau et*

*peuvent varier en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du réseau. Lorsque les États membres ont mis en œuvre le déploiement de systèmes intelligents de mesure, les autorités de régulation examinent la possibilité d'introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau lors de l'établissement ou de l'approbation des tarifs de transport ou des tarifs de distribution ou de leurs méthodes conformément à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 et, le cas échéant, peuvent introduire la tarification différenciée en fonction de la période d'accès au réseau pour refléter l'utilisation du réseau, de manière transparente, rentable et prévisible pour le client final.*

*8. Les méthodes de tarification de la distribution prévoient des mesures pour inciter les gestionnaires de réseau de distribution à l'exploitation et au développement les plus rentables de leurs réseaux, notamment au moyen de la passation de marchés de services. À cette fin, les autorités de régulation reconnaissent les coûts correspondants comme admissibles, les incluent dans les tarifs de distribution et elles peuvent introduire des objectifs de performance afin d'inciter les gestionnaires de réseau de distribution à augmenter l'efficacité de leurs réseaux, y compris au moyen de l'efficacité énergétique, de la flexibilité, du déploiement de réseaux électriques intelligents et de la mise en place de systèmes intelligents de mesure.*

*9. Au plus tard le 5 octobre 2019, afin d'atténuer le risque de fragmentation du marché, l'ACER élabore un rapport sur les bonnes pratiques concernant les méthodes de tarification du transport et de la distribution, tout en prenant en compte les particularités nationales. [...]*

*L'ACER actualise son rapport sur les bonnes pratiques au moins une fois tous les deux ans.*

*10. Les autorités de régulation tiennent dûment compte du rapport sur les bonnes pratiques lorsqu'ils fixent ou approuvent les tarifs de transport ou les tarifs de distribution ou leurs méthodes conformément à l'article 59 de la directive (UE) 2019/944.] »*

L'ACER produit ainsi tous les deux ans un rapport sur les pratiques en matière de méthodologie de fixation des tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux de transport et de distribution parmi les pays de l'Union européenne. Le dernier en date a été publié en janvier 2023.

Ce rapport porte exclusivement sur des sujets de structuration tarifaire, à l'exclusion de considérations sur le bon niveau de revenu à autoriser pour les gestionnaires et ou les modalités de régulation incitative de l'activité des gestionnaires.

Dans ce cadre, le rapport de l'ACER fait apparaître que la grande majorité des pays utilisent un modèle de coûts moyens. Seuls 6 pays sur 28, dont la France, utilisent un modèle de coûts marginaux, encouragé par l'ACER. L'ACER recommande toutefois de couvrir la différence résiduelle entre le revenu autorisé et la recette tarifaire issu du modèle par des montants forfaitaires, alors que la France applique un coefficient multiplicatif aux tarifs issus du modèle.

Sur le principe d'un calcul des tarifs, en cascade, l'ACER souligne que cette modalité doit permettre de faire supporter à chaque clients les coûts de l'ensemble du réseau qu'il mobilise. Selon l'ACER ce principe exclut de recourir à une tarification de « timbre-poste » qui ne tiendrait pas compte des différents domaines de tension couverts par le réseau utilisé : un utilisateur raccordé en moyenne tension sur le réseau de distribution devrait ainsi avoir un tarif différent de celui raccordé en basse tension.

### **Les principes de régulation retenus par les différents pays**

Selon le rapport 2022 du CEER<sup>83</sup> sur les cadres de régulation des réseaux énergétiques européens, la majorité des régulateurs nationaux (sur 33 pays interrogés) recourt aujourd'hui à une régulation incitative plutôt qu'à une simple régulation sous forme de « coût de service », ou *cost-plus*. Cette régulation incitative prend le plus souvent la forme d'un plafond de revenu et d'un taux de retour garanti sur les capitaux engagés : les gestionnaires de réseau de transport sont soumis à régulation incitative dans 18 pays sur 33, avec plafond de revenu dans 15 pays. Pour les réseaux de distribution, 23 pays appliquent une régulation incitative, dont 18 avec plafond de revenu.

La plupart des régulateurs ont mis en place une rémunération des bases d'actifs régulés, et majoritairement sur la base d'un CMPC nominal avant impôt. La majorité des régulateurs fixe les paramètres du CMPC au vu des références observés en début de période tarifaire (taux sans risque, primes de risque du marché, bêta de l'actif) et ces paramètres restent fixés sur une durée de 4 à 5 ans.

#### **Le cadre réglementaire de l'OFGEM pour les gestionnaires de réseau de distribution**

Le régulateur britannique fixe une enveloppe de TOTEX (charges d'exploitation et dépenses d'investissement) cible à chaque gestionnaire, dans une logique de « prix fixe » ainsi qu'un taux de rémunération d'une base d'actifs régulée sous forme de CMPC.

Les gestionnaires sont responsabilisés sur leur niveau réel de TOTEX dans une bande de +/- 10 % autour du montant cible. Par ailleurs, plusieurs mécanismes incitatifs à la qualité de service sont définis avec des sanctions financières plafonnées en termes d'impact sur le taux de rémunération des fonds propres. Pour le cadre réglementaire sur 2023-2028, la somme de ces incitations est ainsi plafonnée à des effets dans la fourchette de [-4% ; +2,65 %] sur ce taux de rémunération.

Au total, les mécanismes incitatifs sur les TOTEX et la qualité de service peuvent se traduire par un taux de retour sur fonds propres allant de -0,6% à +9,7%, pour un taux de référence fixé à 5,23% au sein du CMPC. Ces effets sont atténués par une règle de partage des risques entre gestionnaires et usagers : au-delà d'un écart de +/- 3% par rapport au taux de référence, la moitié est prise en compte dans le tarif ; au-delà d'un écart de +/-4%, 90% est pris en compte. Au final, la fourchette de rémunération possible pour les fonds propres est limitée à [1,5%-8,8%].

---

<sup>83</sup> Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie, association de droit belge rassemblant 39 régulateurs nationaux.