

QU'EST-CE QUE LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE) ?

Le **TURPE** rémunère le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, et les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, Enedis ainsi que les Entreprises locales de distribution (ELD). Ce tarif, payé par tous les consommateurs, correspond à la part acheminement de la facture d'électricité¹, soit environ 29 %² de celle-ci pour les ménages en 2025. Fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), ce tarif vise à répartir, équitablement et sans discrimination, les coûts pour le réseau engendrés par les utilisateurs..

L'OIE revient dans cette note sur les enjeux relatifs aux **caractéristiques du TURPE et les évolutions introduites dans la septième période tarifaire 2025-2028**. Cette période sera marquée par le renouvellement des réseaux et leur adaptation au changement climatique, mais également par l'accélération de l'électrification des usages, ainsi que le raccordement de nouveaux sites de consommation et de production.



POURQUOI ÉLABORER DES TARIFS DE RÉSEAUX ?

Par nature, les réseaux de transport et de distribution d'électricité constituent à la fois :

- **Des monopoles naturels locaux** : les réseaux ne peuvent être répliqués industriellement à un coût raisonnable, du fait d'économies d'échelle extrêmement importantes. Pour cette raison, il est plus efficace économiquement de mutualiser, plutôt que de juxtaposer plusieurs réseaux en concurrence ;
- **Des infrastructures essentielles** : les réseaux jouent un rôle crucial car ils assurent la liaison entre les producteurs, les fournisseurs et les consommateurs d'électricité. La CRE a ainsi pour mission de s'assurer de l'absence de discrimination entre les utilisateurs du réseau, et supervise pour ce faire les activités des gestionnaires de réseaux.

¹ Pour plus d'informations voir OIE, « Prix de l'électricité en France : Facture d'électricité, où en est-on ? », octobre 2022

² CRE, « Débats sur l'énergie : Démêler le vrai du faux », septembre 2025



Dans ce contexte, le TURPE a été institué en 2000³ lors de la séparation comptable des activités de production et de fourniture, avec celles d'acheminement, issues du monopole historique.

Le TURPE répond ainsi à un double objectif :

Garantir un accès non-discriminatoire au réseau : à catégorie d'utilisateurs équivalents, le tarif est identique ;

Rémunérer les gestionnaires de réseaux : à travers une rémunération stable, équitable, en évitant une sur ou sous-rémunération de l'activité, tout en encourageant la performance et l'investissement.



La CRE a pour mission d'établir ce tarif⁴, après consultation des acteurs du marché. Pour cela, la CRE doit prendre en compte les orientations de la politique énergétique du gouvernement, qu'elle informe régulièrement de l'avancement de ses travaux.

Le TURPE a été appliqué pour la première fois en 2001. Il est prévu pour des périodes tarifaires pluriannuelles d'environ 4 années (démarrant généralement un 1^{er} août), afin de répondre aux enjeux tarifaires des périodes successives tout en préparant les réseaux publics d'électricité aux défis de moyen-long terme du système électrique.

La **période actuelle**, du 1^{er} août 2025 au 31 juillet 2029⁵, est encadrée par deux délibérations de la CRE⁶. Pour chaque période tarifaire, il n'existe en

effet pas un, mais **deux tarifs** :

TURPE dit « HTB » :

acquitté par les utilisateurs du réseau raccordés en Haute Tension B⁷ et indirectement par les utilisateurs finaux⁸ raccordés en « HTA » ou « BT ». Il est destiné à couvrir les coûts de RTE ;

TURPE dit « HTA-BT » :

acquitté par les utilisateurs du réseau raccordés en Haute Tension A⁹ et Basse Tension¹⁰. Il est destiné à couvrir les coûts des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), c'est-à-dire Enedis et les ELD.

³ Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

⁴ Articles L. 341-1 à L. 341-5 du code de l'énergie

⁵ Si le TURPE 7 s'applique bien jusqu'à fin juillet 2029, on parle ici d'une période tarifaire pour les années 2025 à 2028.

⁶ Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT et délibération du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTB

⁷ Tension de 63 000 Volts (V) ou plus, ce qui correspond à l'alimentation des industries lourdes, aux grands consommateurs électriques, aux grands producteurs et aux gestionnaires de réseau de distribution.

⁸ Les utilisateurs connectés au réseau de distribution ayant également besoin du réseau de transport pour l'acheminement de l'électricité, ils acquittent le TURPE HTB par l'intermédiaire du TURPE HTA-BT. En effet, les GRD constituent les premiers clients du réseau de transport et le TURPE HTB, qu'ils payent, est lui-même inclus dans leurs coûts. Celui-ci est donc reflété à son tour dans le TURPE HTA-BT.

⁹ Tension comprise entre 15 000 V et 30 000 V, ce qui correspond à l'alimentation de petits industriels, les PME et les commerces.

¹⁰ Tension de 230 V ou 400 V, ce qui correspond à l'alimentation des ménages.



COMMENT LE TURPE EST-IL CALCULÉ ?

Le TURPE repose sur **trois éléments clés** :

1 - La définition d'une trajectoire de revenu autorisé et de recettes prévisionnelles, à percevoir par les gestionnaires de réseaux, Enedis, les ELD¹¹ et RTE ;

2 - Le cadre de régulation incitative pluriannuelle, destiné à encourager la performance économique et technique des gestionnaires de réseaux ;

3 - Le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), qui permet d'ajuster *a posteriori* les écarts entre prévisions et réalisations de certaines charges (par exemple les aléas climatiques) et recettes (par exemple les recettes d'interconnexions), considérés comme **non maîtrisables**.

La **régulation incitative** élaborée par la CRE, adaptée pour les ELD, vise notamment la qualité de service électrique, la limitation de la durée et de la fréquence des coupures, ou encore la maîtrise des coûts d'investissement, par un **système de bonus/malus**. Pour les **projets structurants**, une régulation incitative peut aussi être mise en place :

- C'est le cas pour RTE et les **projets d'interconnexion Golfe de Gascogne** avec l'Espagne et **Celtic** avec l'Irlande (montants respectifs de 1,75 et 1,62 milliard d'euros) dont les mises en service interviendront pendant la période tarifaire 2025-2028 ;
- Le programme de déploiement du **compteur communicant Linky** d'Enedis a fait l'objet d'une régulation incitative jusqu'à son achèvement fin 2021¹².

RÉPARTITION DES COÛTS

Les coûts de réseaux sont répartis entre les utilisateurs du réseau via **une structure tarifaire** élaborée par la CRE, que chaque utilisateur paie selon les coûts qu'il génère. Cette structure tarifaire doit respecter **quatre principes juridiques fondamentaux**, issus du droit français ou européen :

● **Péréquation tarifaire :**

- Le tarif de réseau est identique pour chaque
- catégorie d'utilisateur sur l'ensemble du
- territoire national.
- (Article L. 121-1 du code de l'énergie)

● **Timbre-poste :**

- La tarification des réseaux est indépendante
- de la distance entre le site d'injection et le site
- de soutirage.
- (Article 14 du règlement (CE) n°714/2009)

● **Non-discrimination :**

- Le tarif payé par les utilisateurs n'est pas
- lié à leur typologie ou à leur usage final de
- l'électricité mais aux coûts qu'ils engendrent
- sur le réseau.
- (Article L. 341-2 du code de l'énergie)

● **Horo-saisonnalité :**

- Une différenciation du tarif selon les heures,
- les jours et les saisons incite les utilisateurs à
- limiter leur consommation lors des périodes de
- pointes du réseau.
- (Article L. 341-4 du code de l'énergie)

¹¹ Les modalités de calcul et de suivi sont en pratique adaptées aux ELD pour tenir compte des caractéristiques locales et sont formalisées par délibérations de la CRE.

¹² Au 31 août 2024, 37,3 millions d'utilisateurs sont équipés d'un compteur Linky sur la zone de desserte d'Enedis.



La CRE cherche en outre à concilier **d'autres critères** dans la fixation du tarif pour prendre en compte les attentes des parties prenantes :

Efficacité :

Le tarif doit transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire qui reflète les coûts qu'ils engendrent sur le réseau, pour inciter ces derniers à adapter leurs comportements. *Par exemple : éviter de consommer lors des périodes de pics*



Lisibilité :

Le tarif doit disposer d'un niveau de complexité adapté au type d'utilisateur considéré.



Faisabilité :

Le tarif doit être construit de manière à pouvoir être mis en œuvre au niveau technique et opérationnel. *Par exemple : les caractéristiques techniques des compteurs*



Acceptabilité :

Les évolutions tarifaires doivent être progressives pour laisser une visibilité aux parties prenantes et ne pas engendrer d'évolutions brutales de facture.



CALCUL DU REVENU AUTORISÉ DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

En pratique, la CRE établit un montant total qui correspond au revenu total autorisé des gestionnaires de réseaux (RA) :

$$\text{RA Enedis}^{13} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP} + \text{CRL} + \text{LIS}$$

$$\text{RA RTE} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP} - \text{RI} + \text{LIS}$$

- **CNE** (Charges Nettes d'Exploitation) : coûts de fonctionnement prévisionnels – recettes extratarifaires (prestations annexes, raccordements)
- **CCN** (Charges de Capital Normatives) : amortissements des actifs existants + rémunération des investissements, via la Base d'Actifs Régulés (BAR)¹⁴
- **CRCP** (Compte de régularisation des Charges et Produits) : ajustement *a posteriori* des écarts entre charges/réalisations et prévisions
- **CRL** (Enedis uniquement) : Compte Régulé de Lissage du projet Linky
- **RI** (RTE uniquement) : Recettes Issues des interconnexions
- **LIS** (terme de lissage) : l'évolution du RA prévisionnel est lissée sur la période tarifaire. Ce terme a une valeur nulle sur la durée du tarif, mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre

¹³ La logique tarifaire est similaire pour les ELD, avec des adaptations des composantes.

¹⁴ La BAR représente la valeur comptable des actifs possédés par Enedis et RTE (déduction faite des subventions d'investissement).





GRILLES ET COMPOSANTES TARIFAIRES

Une fois le montant total du revenu autorisé déterminé par la CRE, il doit être ventilé entre utilisateurs en fonction des coûts qu'ils engendrent sur le réseau. La CRE définit pour cela des **grilles tarifaires**¹⁵ adaptées aux **différents profils d'utilisateurs** (ménages, entreprises, industriels, producteurs...). Ces grilles tarifaires se déclinent en **composantes** qui traduisent les différents coûts supportés par les gestionnaires de réseaux :

Composantes fixes payées par l'ensemble des utilisateurs :

- **Composante annuelle de gestion (CG)** : rémunération des services de gestion de clientèle réalisés par le gestionnaire de réseau, comme l'accueil physique et téléphonique, la gestion des factures, le recouvrement et les impayés, etc. Le montant de cette composante dépend du contrat entre l'utilisateur et le gestionnaire de réseau ;
- **Composante annuelle de comptage (CC)** : couverture des coûts créés par le comptage, la relève, la transmission des données de facturation, de reconstitution des flux, ainsi que la couverture des coûts de location et d'entretien des dispositifs de comptage.

Composantes spécifiques à certains utilisateurs et certains services annexes :

- Composante annuelle d'injection (CI) ;
- Composante annuelle d'énergie réactive (CER) ;
- Composante additionnelle pour comptage non communiquant ;
- Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours ;
- Composante de regroupement de points de connexion.

Composantes variables selon les quantités d'énergie consommées par les utilisateurs :

- **Composante annuelle de soutirage (CS)** : couverture des charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau ainsi que le coût d'achat des pertes. Elle se décompose en deux parts :
 - **Une part incitant sur la puissance souscrite** (€/kW ou €/kVA/an), qui permet de réduire les pics de consommation et ainsi de limiter les investissements réseau ;
 - **Une part incitant sur l'énergie effectivement consommée** (€/kWh), qui favorise un usage adapté aux périodes creuses ou moins sollicitées et permet de limiter les congestions aux heures contraintes.
- **Composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite (CMDPS)** : elle incite les utilisateurs à souscrire le niveau de puissance correspondant à leur utilisation.

¹⁵ Consultables dans les délibérations de la CRE sur le TURPE



Chaque utilisateur est ainsi rattaché à une **offre tarifaire**, selon son niveau de tension de raccordement (BT, HTA, HTB), sa puissance souscrite et son contrat avec le gestionnaire de réseau¹⁶. Les modalités d'acquittement du TURPE par le consommateur final dépendent du type de contrat :

- Une majorité des clients, raccordés au réseau de distribution, bénéficient d'un **Contrat Unique** permettant au fournisseur d'électricité du client d'être l'intermédiaire avec le gestionnaire de réseau concerné et ainsi de répercuter l'acheminement dans la facture d'électricité ;
- Les grands consommateurs et producteurs de plus fortes puissances signent quant à eux un **Contrat d'Accès au Réseau de Distribution ou de Transport**, directement avec le gestionnaire de réseau concerné.

Cette structuration du tarif permet de répercuter de manière équitable les coûts du réseau, tout en envoyant des signaux incitatifs aux utilisateurs.

¹⁶ Articles L. 111-91 à L. 111-94 du code de l'énergie





QUELLES ÉVOLUTIONS POUR LE TURPE 7 (2025-2028) ?

Dans un contexte de vieillissement des infrastructures du réseau et de leur exposition accrue aux aléas climatiques, le TURPE 7 fait du **renouvellement et de l'adaptation des réseaux** une priorité stratégique, afin de renforcer leur résilience et leur capacité à **accompagner l'électrification croissante des usages** dans la mobilité, le bâtiment et l'industrie. Cette période sera également marquée par le **développement des énergies renouvelables et de nouveaux usages électriques** (électrification des procédés, data-centers) qui **nécessitent des nouveaux raccordements (ou renforcements)**.

Ces changements structurants nécessitent des **investissements croissants lors de cette période tarifaire**, tant sur les réseaux de transport que de distribution :

- De 2,1 milliards d'euros en 2023 à 6,2 milliards d'euros en 2028 pour RTE dans une perspective d'investissements totaux inclus dans le schéma décennal de développement des réseaux sur la période 2025 et 2040 ;
- De 5 milliards d'euros en 2023 à 7 milliards d'euros en 2028 pour Enedis, dans une perspective d'investissements totaux prévus d'environ 81 milliards d'euros.



ÉVOLUTION DU TARIF

Le TURPE 7 HTA-BT a ainsi intégré une évolution tarifaire de +7,7 %, anticipée exceptionnellement dès le TURPE 6 (février 2025), suivie d'une évolution de -1,92 % au 1^{er} août 2025. Le TURPE HTB a intégré une évolution tarifaire de +9,6 %, anticipée exceptionnellement dès le TURPE 6 (février 2025 également). **Le niveau moyen du TURPE HTA-BT et HTB doit ensuite rester stable sur le reste de la période du TURPE 7.**

L'augmentation des consommations prévue sur la période 2026-2028 permettrait de financer une partie de l'augmentation des charges des gestionnaires de réseau. Selon la CRE, la consommation en HTA-BT et HTB augmenterait respectivement de +1,1 % et +3,1 % par an lors de la période du TURPE 7.

Les tarifs devraient ensuite évoluer de manière maîtrisée au cours des périodes tarifaires suivantes : la CRE envisage une hausse du TURPE hors inflation de +1 % par an jusqu'à 2040 pour les clients résidentiels¹⁷, correspondant à une augmentation de +0,3 % par an sur la facture d'électricité¹⁸.

¹⁷ CRE, « Débats sur l'énergie - Démêler le vrai du faux », septembre 2025

¹⁸ Pour un client domestique moyen, hors inflation et hors évolution des autres composantes de fourniture et de fiscalité, dans le scénario A (+8,3€/MWh entre 2025 et 2040). CRE, Consultation publique du 18 septembre 2025 relative au schéma décennal de développement du réseau de RTE élaboré en 2025.



ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION INCITATIVE

La période tarifaire TURPE 7 prévoit un cadre incitatif portant en priorité sur **trois axes** :

Réduire les délais des raccordements :

Enedis Accompagner **l'arrivée de nouveaux usages**, tels que l'électrification des process industriels et la mobilité électrique. Une régulation incitative dédiée aux installations de recharge de véhicules électriques (IRVE) en habitat collectif est notamment prévue.

Rte Répondre à une **très forte croissance des demandes de raccordement** de nouveaux consommateurs industriels et de nouvelles capacités de production.

Investir dans le réseau tout en maîtrisant les coûts :

Enedis Répondre aux **enjeux de raccordement et de modernisation des réseaux** pour les rendre plus résilients aux aléas climatiques (inondations, canicules, incendies, etc.).

Rte Répondre à une **très forte croissance des demandes de raccordement** ainsi que d'une **accélération du renouvellement du réseau** afin d'en limiter le vieillissement.

Recourir de façon croissante aux flexibilités au service du réseau :

Enedis Optimiser le réseau pour **l'intégration des énergies renouvelables**, proposer des **offres de raccordement flexibles**, etc.

Rte Standardiser le raccordement de **stockage**, **moduler** la demande et la production *via* des automates, etc.

ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE

La CRE reconduit globalement pour le TURPE 7 la structure tarifaire du TURPE 6, mais prévoit **une évolution significative pour l'équilibre du système électrique : la généralisation progressive des heures creuses l'après-midi en été**¹⁹. Deux autres évolutions sont à noter :

- **L'introduction d'une tarification transitoire pour les sites en injection-soutirage** : Les sites de stockage d'électricité, dits « d'injection-soutirage », puisque capables de soutirer de l'électricité en période d'abondance de production et d'injecter lors de pics de consommation, bénéficieront durant la période du TURPE 7 d'une tarification optionnelle et transitoire. Ce tarif doit permettre de favoriser un fonctionnement de ces actifs aligné sur les besoins locaux du réseau. Selon leur localisation, ces sites pourront bénéficier d'incitations économiques encourageant le soutirage en période d'abondance de production et l'injection lors des pics de consommation ;
- **Des frais pour les clients sans compteur Linky** : Le déploiement du compteur Linky sur la zone de desserte Enedis étant achevé depuis 2021, la CRE a délibéré qu'à partir du 1^{er} août 2025, les utilisateurs sans compteur communicant²⁰ (hors contraintes techniques indépendantes de leur volonté) se verraient appliquer des frais supplémentaires reflétant les coûts des opérations de relèves pour ces clients²¹.

¹⁹ Pour plus d'informations voir OIE, « Heures pleines - Heures creuses : Pourquoi réadapter ce dispositif historique ? », octobre 2025

²⁰ Au 31 août 2024, 2,1 millions d'utilisateurs disposent d'un compteur ancienne génération sur la zone de desserte d'Enedis

²¹ 38,90€/an pour les clients en auto-relève et 63,74€/an pour les clients sans auto-relève, dits « silencieux »