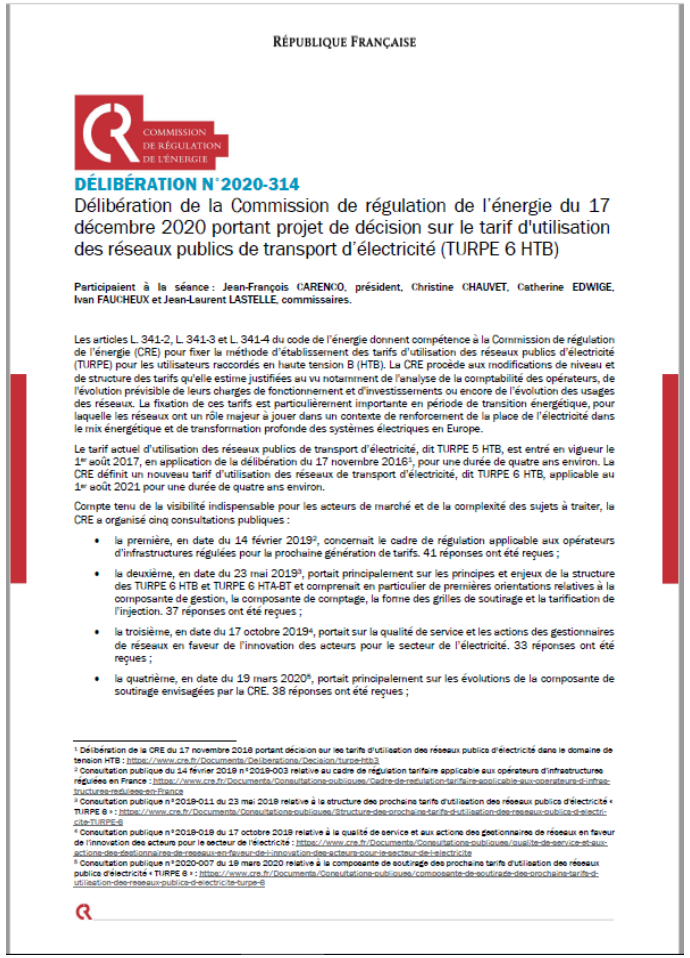


27 janvier 2021 – Commission d'Accès au Réseau (CAR)

TURPE 6 HTB

RTE

Introduction



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2020-314

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour les utilisateurs raccordés en haute tension B (HTB). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux. La fixation de ces tarifs est particulièrement importante en période de transition énergétique, pour laquelle les réseaux ont un rôle majeur à jouer dans un contexte de renforcement de la place de l'électricité dans le mix énergétique et de transformation profonde des systèmes électriques en Europe.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dit TURPE 5 HTB, est entré en vigueur le 1er août 2017, en application de la délibération du 17 novembre 2016[1], pour une durée de quatre ans environ. La CRE définit un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, dit TURPE 6 HTB, applicable au 1er août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019[2], concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019[3], portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019[4], portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020[5], portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues ;

[1] Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3
[2] Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France
[3] Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6
[4] Consultation publique n°2019-018 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite
[5] Consultation publique n°2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6

21 décembre 2020 : Publication de la Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) portant projet de décision sur le Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (**TURPE 6 HTB**)

Ce document précise:

- Le tarif auquel seront soumis les utilisateurs du réseau de transport d'électricité pendant 4 ans, à partir du 1er août 2021 (la période d'application du TURPE 5 s'achève le 31 juillet 2021)

- Les ressources dont disposera RTE pour exercer son activité et remplir ses missions entre 2021 et 2024

- Les conditions de partage des risques et des incertitudes entre RTE et les utilisateurs du réseaux sur les « imprévus » qui surviendront durant cette période

Sommaire

1. RAPPELS GÉNÉRAUX SUR LE TURPE
2. PRÉPARATION DU TURPE 6
3. PRINCIPAUX POINTS DE LA DÉLIBÉRATION
4. CONCERTATION CART



1

Rappels généraux sur le TURPE

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE)

RTE est en situation de monopole régulé

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Les **recettes** ne résultent pas d'un prix de marché mais sont **décidées par le régulateur**, qui détermine le TURPE (TURPE HTA/BT pour le réseau de distribution et TURPE HTB pour le réseau de transport)

Les coûts couverts par ce tarif doivent être **justifiés** auprès de la CRE (niveau)

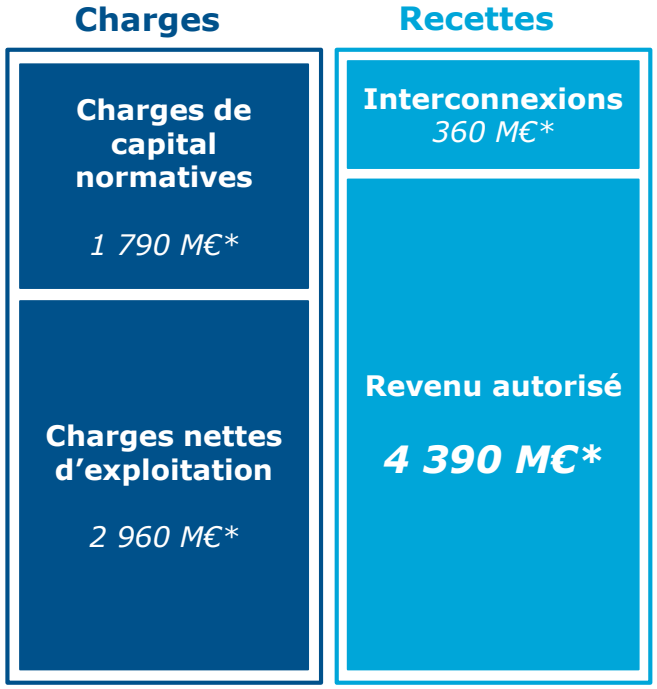
Le tarif détermine comment ces coûts sont **répartis entre les utilisateurs** (structure)

Le tarif intègre des mécanismes **d'incitation financière à la performance** de l'opérateur (cadre de régulation)

Les trames des CART-C et CART-P, et les CART signés avec les GRD de l'EVI (Enedis et ESR), sont soumis à **approbation de la CRE**

Que couvre le TURPE HTB?

Les revenus de RTE doivent lui permettre de couvrir les coûts des missions qui lui sont confiées sous réserves qu'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace



* Moyenne annuelle prévue sur la période 2021-2024





Charges Nettes **d'Exploitation** :

- Achat pour l'exploitation du système électrique
- Charges de personnel
- Achats externes
- Impôts et taxes…

Charges **de Capital** Normatives :

- Les dotations aux amortissements, (l'amortissement industriel des biens)
- La rémunération du capital

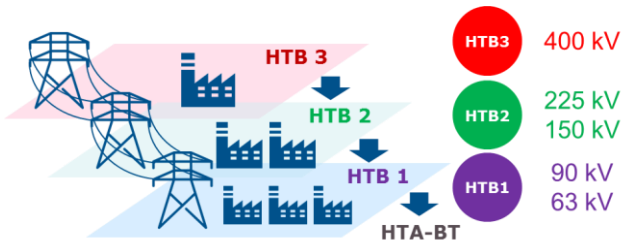
La construction du TURPE

Répercuter les coûts sur les utilisateurs du réseau de transport (GRD, consommateurs, producteurs) en fonction de leur utilisation du réseau

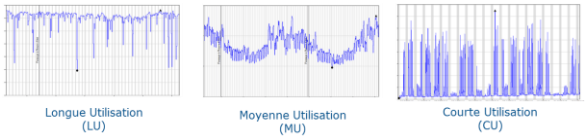
Revenu annuel autorisé (≈ 4,4Md€)

TARIF en fonction :

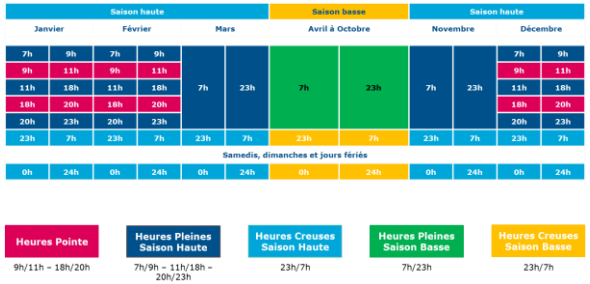
Du niveau de tension



Du profil de consommation



De l'heure de l'année





2

Préparation du TURPE 6

Contexte et enjeux

Accélération de la transition énergétique : accueillir le nouveau mix (développement des EnR, notamment en mer, arrêt de centrales thermiques) et permettre l'évolution des usages de l'électricité en France et en Europe

Fin de vie du réseau de transport construit après guerre : le « mur de renouvellement » doit être anticipé pour être lissé, certains composants doivent faire l'objet d'interventions urgente, la gestion des actifs doit être optimisée pour maintenir le niveau de service au moindre coût dans la durée

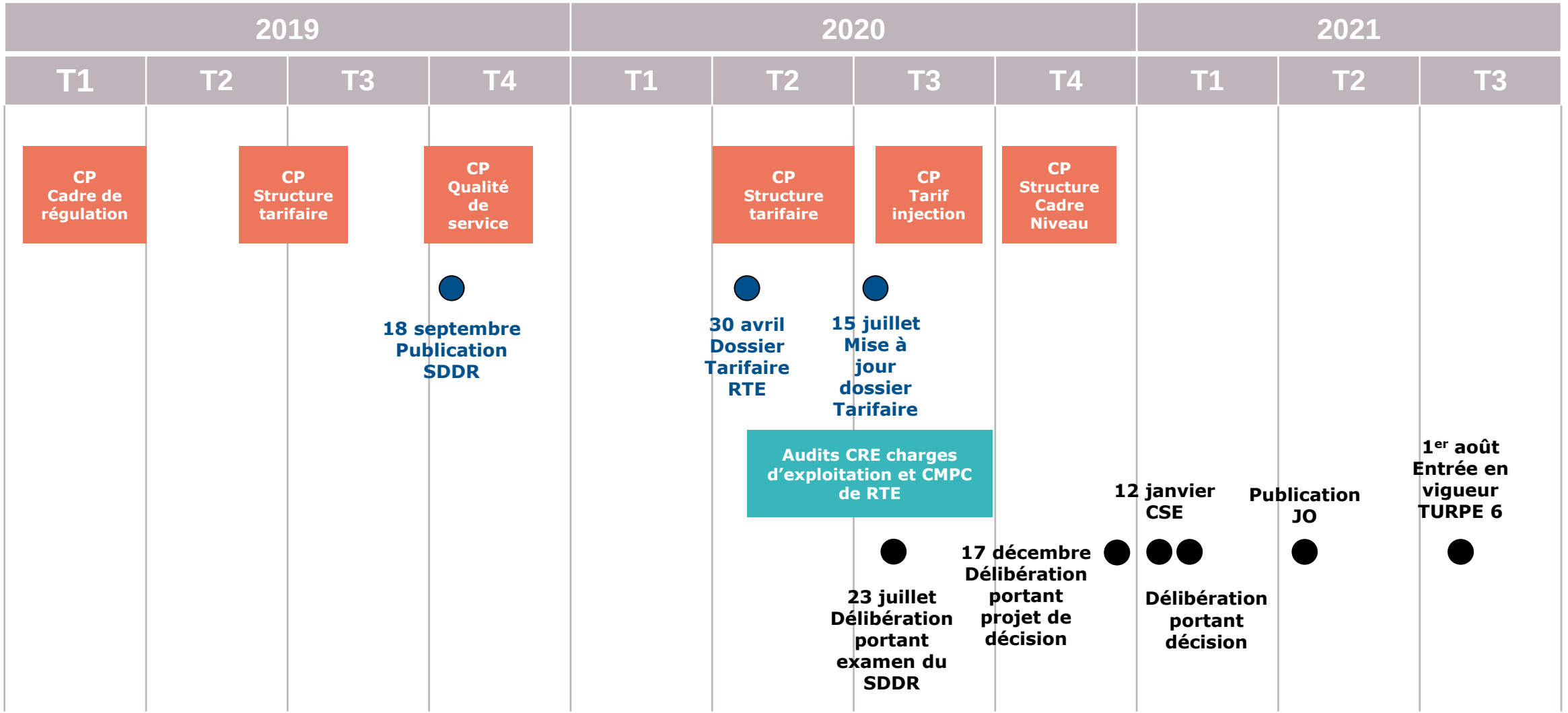
Opportunités technologiques : les innovations et le développement de flexibilités offrent des opportunités pour gérer des flux de plus en plus volatils et utiliser les infrastructures existantes au maximum de leur capacité

Schéma Décennal de Développement du Réseau (2019)

Description de la nécessaire transformation du réseau qui devra être conduite d'ici 2035 pour atteindre les objectifs de la PPE

Validé par la Ministre et la CRE

Etapes de préparation du TURPE 6



3

Principaux points de la délibération

Maintien des grands principes de construction du tarif

1. Tarification indépendante de la distance parcourue : principe du timbre-poste

2. Tarification identique en France pour exprimer la solidarité entre les territoires : principe de péréquation tarifaire

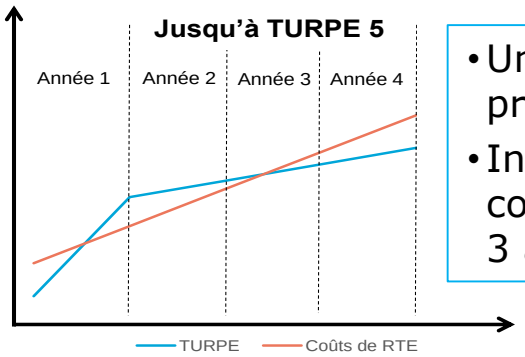
3. Tarif binomial avec une part à la puissance souscrite et une part à l'énergie variant selon 3 versions tarifaires (« menus » de tarif au choix des clients)

4. Tarif horo-saisonnalisé : le niveau des tarifs varie suivant les saisons, les jours et les heures (5 plages temporelles)

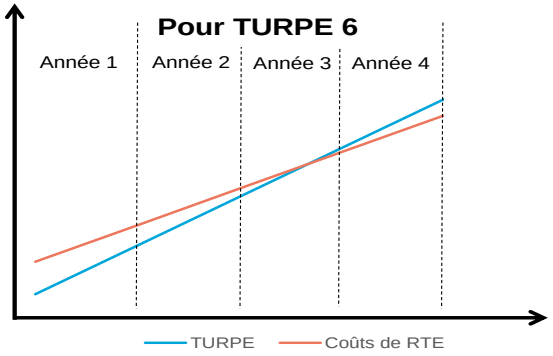
5. Principe de couverture sur 4 ans des coûts d'un opérateur efficace par les revenus tarifaires autorisés par la CRE

Evolution de la formule d'évolution annuelle du TURPE

Augmentation du TURPE lissée sur la période pour atténuer la « marche tarifaire » de la première année de la période.



- Une « marche » la première année
- Inflation ± coefficient CRCP les 3 autres années



- La « marche » et l'inflation sont lissées sur les 4 années
- Ajustement annuel supplémentaire : ± coefficient CRCP

Nouvelle formulation d'évolution tarifaire annuelle : ***Z = IPC + X + K***

- *X* = 0,49% est le nouveau terme introduit pour TURPE
- *IPC* est l'indice des prix à la consommation (inflation)
- *K* le coefficient d'apurement du CRCP (pour la restitution des trop-perçus et la récupération des moins-perçus passés)

Augmentation au 1er août 2021 : **+1,09 %** (0,6% d'inflation + 0,49%)

Prévision de **+1,57 %** en moyenne par an sur la période TURPE 6 (hypothèse de 1,07%/an d'inflation + 0,49%)

Facteurs d'évolution du niveau du TURPE HTB

Augmentation de +1,09% au 1er août 2021 et augmentation prévisionnelle de +1,57% par an sur la période 2021-2024

Facteurs de hausse par rapport à TURPE 5

- Augmentation des charges d'exploitation de RTE (notamment pour déployer une nouvelle politique de gestion des actifs visant à gérer le vieillissement du réseau)
- Augmentation des investissements de RTE (mise en œuvre du SDDR, en lien avec les besoins de renouvellement et la transition énergétique) notamment raccordements des parcs éolien en mer désormais couverts par le TURPE
- Baisse structurelle des soutirages sur le réseau de transport et baisse prévisionnelle des recettes d'interconnexion

Facteurs de baisse par rapport à TURPE 5

- Forte diminution du CMPC (passage de 6,125% à 4,6% en lien avec la baisse des taux de marché)
- Baisse des impôts de production auxquels est soumis RTE
- Pas de moins-perçus passés à récupérer pour RTE

Stabilité des composantes du tarif, du format des grilles et des règles tarifaires

Pour tous les clients

Composantes fixes

CG
Composante annuelle de Gestion

CC
Composante annuelle de Comptage

CER
Composante annuelle de l'Energie Réactive

CACS
Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours

CR
Composante de regroupement tarifaire des points de connexion

Part énergie

Part puissance

CS – Composante annuelle de Soutirage

Dépassements

CMDPS
Composante Mensuelle des Dépassements de Puissance Souscrite

CDPP
Composante des Dépassements Ponctuels Programmés

Injections

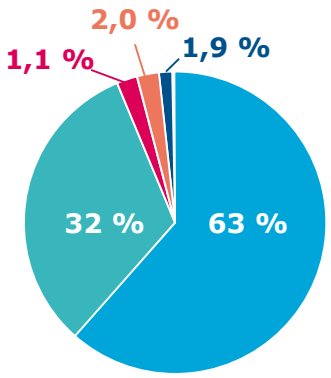
CI – Composante annuelle des Injections

Compléments spécifiques aux Distributeurs

CT
Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de Transformation

CEL
Compensation pour Exploitation de Liaisons à la même tension qu'au point de connexion du RPT

EGF – Ecrêtements Grand Froid



Répartition des recettes tarifaires 2019

Evolution progressive de la structure de la composante de soutirage (1/2)

A l'effet « niveau global » du TURPE qui s'applique de la même façon à tous les utilisateurs s'ajoute **un effet « structure »** qui est différent pour chacun

La CRE a fait évoluer sa méthodologie de répartition des charges entre les utilisateurs entre TURPE 5 et TURPE 6, ce qui conduit, pour un niveau moyen de TURPE donné, à des réallocations de charges de certaines catégories d'utilisateurs vers certaines autres

Pour refléter ces réallocations, certains paramètres sont modifiés :

- **Légère augmentation, en moyenne, de la part Puissance du TURPE** par rapport à la part Energie (différent selon les niveaux de tension et les versions tarifaires)
- **Réduction globale de la différenciation tarifaire** entre les plages temporelles les plus chères et les plages les moins chères
- **Modification de la zone d'optimalité de chaque version tarifaire** (à courbe de charge inchangée, la meilleure version tarifaire pour un client peut être différente pour TURPE 5 et pour TURPE 6)

Evolution progressive de la structure de la composante de soutirage (2/2)

Pour lisser les évolutions de facture que ces évolutions de méthode occasionnent pour certains clients, la CRE a décidé que **l'évolution de la structure entre TURPE 5 et TURPE 6 serait progressive entre 2021 et 2024** (évolution de structure de 25% chaque année)

→ Les grilles tarifaires évolueront chaque année, non seulement en niveau mais aussi en structure, par rapport à des grilles de référence présentées dans la délibération : **le poids pondéré des parts puissance et énergie évoluera à chaque 1er aout pour chaque version tarifaire**

→ Certains clients auront intérêt à changer de version tarifaire au 1er août 2021 (passage de TURPE 5 à TURPE 6) et potentiellement aussi en cours de période TURPE 6, même sans modification structurelle de leur courbe de charge

→ Les clients pourront modifier leur version tarifaire à l'entrée en vigueur du TURPE 6 puis avec un délai de 12 mois après le changement précédent. Une seule fois en cours de tarif, ils pourront changer leur VT entre le 1er aout et le 30 nov. de l'année A sans respecter un délai de 12 mois depuis le dernier changement

Tarification de l'injection

Hausse de la composante d'injection en HTB 2 et HTB 3

Comme pour TURPE 5, la composante d'injection a vocation à couvrir les coûts de compensation des pertes électriques qui sont engendrées, en France et dans les pays voisins, par les exports d'énergie de la France

Les prévisions de coûts des pertes, de volumes d'exports et de volumes d'injections retenues par la CRE l'ont conduit à **relever le niveau de cette composante de 0,20 €/MWh (TURPE 5) à 0,23 €/MWh (TURPE 6)**

Poursuite des travaux sur une composante d'injection différenciée en HTA et HTB1

La CRE avait mené une consultation publique en juillet 2020 sur l'intérêt d'un tarif d'injection différencié temporellement et géographiquement qui reflèterait les coûts d'infrastructure engendrés par les injections, notamment en HTA, mais aussi en HTB 1 voire HTB 2

Cette composante n'est pas introduite pour le TURPE 6 mais la CRE envisage de poursuivre les réflexions et les travaux la concernant

Tarification de l'énergie réactive

Composante d'énergie réactive

La facturation de l'énergie réactive **est modifiée** en HTB pour les clients consommateurs

→ La facturation passe à un **pas horaire (et non plus mensuel)**

→ Uniformisation pour tous les niveaux de tension **des plages d'application** de la facturation en tensions basses (6h-22h du lundi au samedi) – du 01/11 au 31/03 (la zone de facturation des tensions basses est inchangée)

→ **Introduction d'une facturation en tensions hautes** du 01/04 au 31/10, en réponse à des contraintes de plus en plus fréquentes

→ Les seuils seront définis dans la DTR et dépendent des valeurs de l'année précédente

→ Les coefficients sont établis de façon à ce que le montant prévisionnel facturé aux consommateurs industriels au titre de l'énergie réactive soit globalement stable entre TURPE 5 et TURPE 6

Pas de changement pour la facturation à l'interface RPT/RPD (gabarit distributeur)

Evolution du cadre de régulation (1/2)

Renforcement des dispositifs d'incitation pour RTE à la maitrise des coûts et à la performance opérationnelle

Incitations à la maitrise des coûts

→ Compensation des pertes électriques (coûts incités à 20%)

→ Constitution des réserves d'équilibrage (coûts incités à 20%)

→ Congestions réseau (coûts incités à 20%)

→ Projets d'investissements réseaux >30 M€ (coûts incités à 20% vs budget cible)

→ Charges de capital SI, immobilier et véhicules (incitées à 100%)

→ Enveloppe « plafond » d'investissement réseau (hors interconnexions et raccordements en mer) de 3 967 M€ sur la période 2021-2024 (pénalité = 20% du dépassement éventuel)

Evolution du cadre de régulation (2/2)

Incitations à la performance opérationnelle

→ Volumes d'actions de gestion des actifs (pénalités si objectifs non atteints)

→ Continuité d'alimentation (possibilité de malus mais plus de bonus, cibles inchangées)

→ Qualité de service : 14 indicateurs suivis portant sur le respect des coûts et délais des raccordements, les délais de dépannage de compteurs, les délais de traitement des réclamations, la durée et la fréquence des dépassements en tension et la qualité de l'électricité (notamment volume d'énergie non évacuée) + certaines actions (notamment mise en place d'une plateforme en ligne indiquant la planification des travaux par RTE)

→ Publication des données (6 indicateurs suivis sur délai et fiabilité de publication)

→ Taux d'utilisation du réseau (4 indicateurs suivis)

→ Délais de mise en œuvre des actions définies comme prioritaires par la CRE: AO réserve secondaire, publication de cartes des congestions, outil SI permettant la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales, cadre de contractualisation pour les flexibilités participant à la résolution des congestions (pénalités en cas de retard par rapport au délai fixé)

→ Recherche et Développement (« sanctuarisation » de l'enveloppe accordée)



4

Impact sur le cadre contractuel

Les Contrats d'Accès au Réseau sont impactés par cette décision tarifaire

