

DÉLIBÉRATION

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTA-BT » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution en haute tension A (HTA) et en basse tension (BT). Le nouveau TURPE 5 HTA-BT s'appliquera à compter du 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension), pour une durée d'environ 4 ans. Il a été adopté après une large consultation des acteurs concernés et à la suite d'études rendues publiques.

Le TURPE 5 HTA-BT donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et incite Enedis à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

Le TURPE 5 HTA-BT prépare l'avenir en donnant aux gestionnaires de réseaux de distribution tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique

Le TURPE 5 HTA-BT intègre la totalité des programmes d'investissements et de recherche et développement présentés par Enedis. Il prend en compte les effets du déploiement des compteurs évolués « Linky », notamment la réduction des pertes sur les réseaux. Il introduit la possibilité pour Enedis de présenter des projets de *smart grids* en cours de période tarifaire.

Le TURPE 5 HTA-BT présente une hausse significative des charges d'exploitation et des charges de capital par rapport au niveau réalisé en 2015, permettant à Enedis de faire face à l'évolution de ses métiers dans le contexte de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité.

La structure tarifaire du TURPE 5 HTA-BT est fondée sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE et Enedis pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation, ainsi qu'au développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité.

Compte tenu de ces enjeux, le TURPE HTA-BT connaît une hausse maîtrisée et comporte des incitations renforcées à la performance des opérateurs

Le TURPE HTA-BT augmentera en moyenne de 2,71 % au 1^{er} août 2017 et évoluera ensuite, en moyenne, selon l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). Cette évolution modérée résulte de divers facteurs à la hausse (niveau élevé des investissements qui conduit mécaniquement à une hausse de la base d'actifs régulés, hausse des charges d'exploitation liée aux nouveaux projets d'Enedis, hausse du TURPE HTB) et à la baisse (baisse des taux sur les marchés financiers, baisse du coût des pertes, intégration des gains de productivité réalisés pendant la période du TURPE 4).

Les incitations à la performance d'Enedis sont renforcées : introduction d'incitations sur les coûts unitaires des investissements, sur les charges de capital « hors réseaux » et sur les charges liées à la compensation des pertes électriques, renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation et sur la qualité de service.

Enfin, le mécanisme de différé tarifaire prévu pour le projet Linky conduit à imputer sur le compte régulé de lissage les effets anticipés sur les charges d'Enedis de ce projet, qui ne pèse donc pas sur le niveau du TURPE 5 HTA-BT.

ANNEXE 3 : REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION

Les dispositions de la présente annexe ne s'opposent pas à la transmission à la CRE par Enedis, les ELD ou EDF SEI d'autres indicateurs qui ne seraient pas explicitement indiqués ci-après. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes d'indicateurs relatifs à la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité.

En complément, la CRE demande aux différents GRD de lui transmettre des éléments quantitatifs sur la dispersion territoriale des résultats en matière de qualité d'alimentation (prise en compte des différentes zones géographiques¹¹⁸ aussi bien que des densités de population).

1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

2. Mécanisme de pénalités pour les coupures longues

Le mécanisme décrit ci-après est applicable à Enedis, à EDF SEI et à toutes les ELD, y compris les ELD desservant moins de 100 000 clients. Le versement de cette pénalité ou de cet abattement ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité du GRD selon les voies de droit commun.

Calcul	<i>Pénalité forfaitaire déclinée par niveau de tension versée aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - Toute interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par le GRD, y compris lors d'événements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures - En cas de coupure de plus 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité ne sera pas versée aux consommateurs coupés sur le territoire métropolitain continental - En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures due à une défaillance imputable au réseau public situé en amont de ceux géré par le GRD, le montant des pénalités que ce dernier est amené à verser aux consommateurs concernés lui est remboursé par le gestionnaire de réseau amont - Ce mécanisme concerne uniquement les points de soutirage
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, la pénalité est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure

¹¹⁸ Dans le cas des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les zones géographiques correspondent à chacun des territoires.



	<ul style="list-style-type: none"> - Pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, la pénalité est de 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure - Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT par kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure <p>Les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables, par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10% de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel. Chaque GRD devra, le cas échéant, rendre public et transmettre à la CRE le facteur proportionnel de réduction qu'il met en œuvre.</p>
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2017

3. Enedis

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 5 HTA-BT.

3.1. Indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation d'Enedis donnant lieu à incitation financière

3.1.1. Durée moyenne de coupure en BT (critère B)

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en BT (DMC_N^{BT}), également appelée critère B, est définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N.</p> $DMC_N^{BT} = \frac{\sum_{\text{Année N}} \text{Durées de coupures longues}^{119} \text{ des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N}}$
Périmètre	- DMC_N^{BT} est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - Fréquence de calcul : mensuelle - Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - Fréquence de publication : trimestrielle - Fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - Objectif de référence (DMC_{Nref}^{BT}) : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017 : 65 minutes o du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2018 : 64 minutes o du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2019 : 63 minutes o du 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020 : 62 minutes
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = $6,4 \text{ M€}/\text{minute} \times (DMC_{Nref}^{BT} - DMC_N^{BT})$ - Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} août 2009

3.1.2. Durée moyenne de coupure en HTA (critère M)

Calcul	La durée moyenne de coupure de l'année N en HTA (DMC_N^{HTA}), également appelée critère M, est définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients au 31 décembre de l'année N.
--------	---

¹¹⁹ Les coupures longues sont les coupures supérieures à trois minutes.

