

CONSULTATION PUBLIQUE N°2024-15 - ANNEXES

Table des matières

Annexe 1 : Bilan du cadre de régulation	3
1. Éléments financiers	3
2. Éléments non financiers.....	9
Annexe 2 : Postes de charges et de produits couverts au CRCP et taux de couverture envisagés.....	12
1. Cadre en vigueur.....	12
2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période TURPE 7.....	13
Annexe 3 : Régulation incitative relative à la maîtrise des coûts	15
1. Régulation incitative relative aux interconnexions.....	15
2. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport.....	16
3. Régulation incitative relative aux prévisions pour l'exploitation du système électrique.....	17
Annexe 4 : Indicateurs de suivi de la qualité de service de RTE concernant les raccordements	18
1. Indicateurs incités.....	18
2. Indicateurs suivis.....	20
Annexe 5 : Régulation incitative de la qualité de service (hors raccordement)23	
1. Indicateurs incités.....	23
2. Indicateurs suivis.....	24
Annexe 6 : Régulation incitative relative à la qualité d'alimentation27	
1. Régulation incitative portant sur les coupures longues.....	27
2. Régulation incitative à la continuité d'alimentation	28
Annexe 7 : Régulation incitative relative à la flexibilité.....	29
1. Volume d'énergie limité dans le cadre des offres de raccordement flexibles29	
2. Volume d'énergie écrêtée via les automates NAZA	29
3. Volume d'énergie activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilités29	
4. Volume d'énergie activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilités29	

Annexe 8 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage31

1. Rappel de la méthode TURPE 631
2. Détail des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les points d'injection.....34

Annexe 9 : Grilles tarifaires envisagées à titre illustratif 38

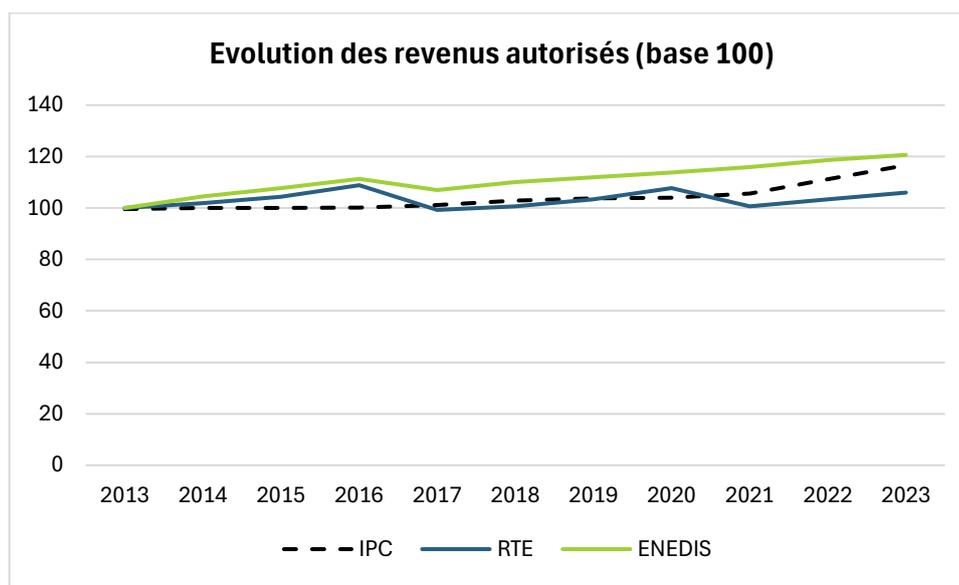
1. Coefficients tarifaires au 1^{er} août 2025.....38

Annexe 1 : Bilan du cadre de régulation

1. Eléments financiers

1.1. Revenus autorisés

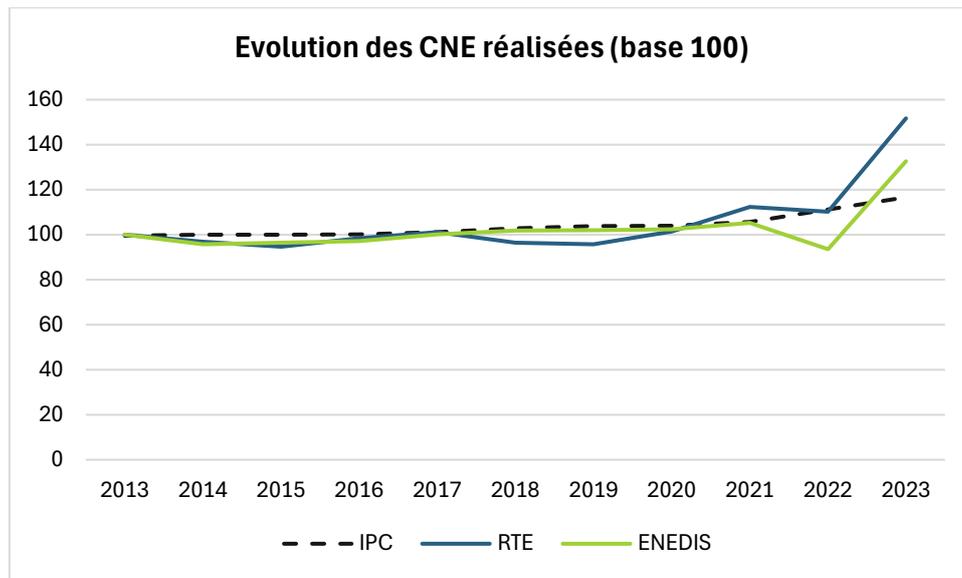
Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire d'infrastructure efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé.



En M€ courants	RTE	Enedis
2013	4 185	12 164
2014	4 266	12 715
2015	4 369	13 105
2016	4 555	13 542
2017	4 153	13 018
2018	4 211	13 382
2019	4 327	13 617
2020	4 505	13 840
2021	4 212	14 099
2022	4 326	14 423
2023	4 435	14 673

1.2. Charges nettes d'exploitation

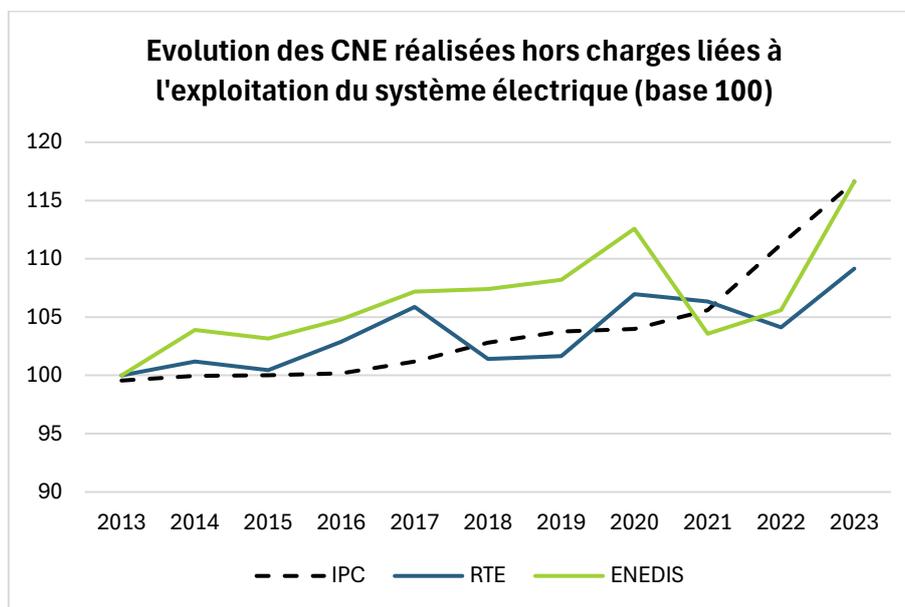
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation de RTE et d'Enedis (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.). L'évolution des charges nettes d'exploitation des gestionnaires d'infrastructures d'électricité a été proche de celle de l'inflation, sauf pour l'année 2023, en raison notamment de la crise des prix de l'énergie qui a très fortement pesé sur les achats des gestionnaires de réseau pour la couverture de leurs pertes.



En M€ courants	RTE	Enedis
2013	2 827	9 237
2014	2 737	8 848
2015	2 676	8 907
2016	2 783	8 971
2017	2 859	9 253
2018	2 727	9 407
2019	2 706	9 424
2020	2 865	9 456
2021	3 177	9 722
2022	3 116	8 642
2023	4 288	12 249

1.3. Charges nettes d'exploitation hors charges liées à l'exploitation du système électrique

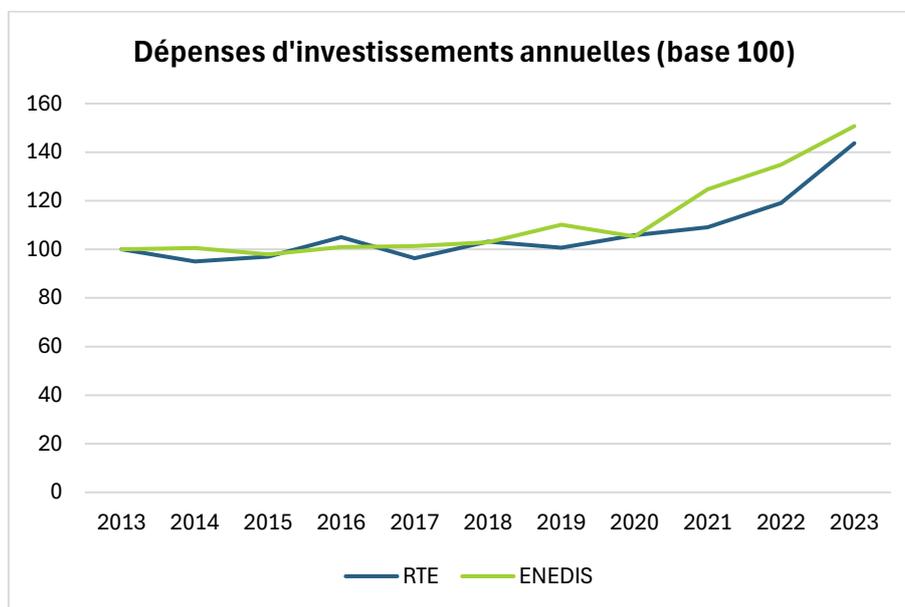
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation de RTE et d'Enedis (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.) en excluant de plus les charges liées à l'exploitation du système électrique (pertes électriques, etc.).



En M€ courants	RTE	Enedis
2013	1 848	4 319
2014	1 869	4 488
2015	1 856	4 456
2016	1 901	4 527
2017	1 956	4 629
2018	1 874	4 639
2019	1 878	4 673
2020	1 976	4 863
2021	1 964	4 474
2022	1 924	4 561
2023	2 017	5 037

1.4. Investissements

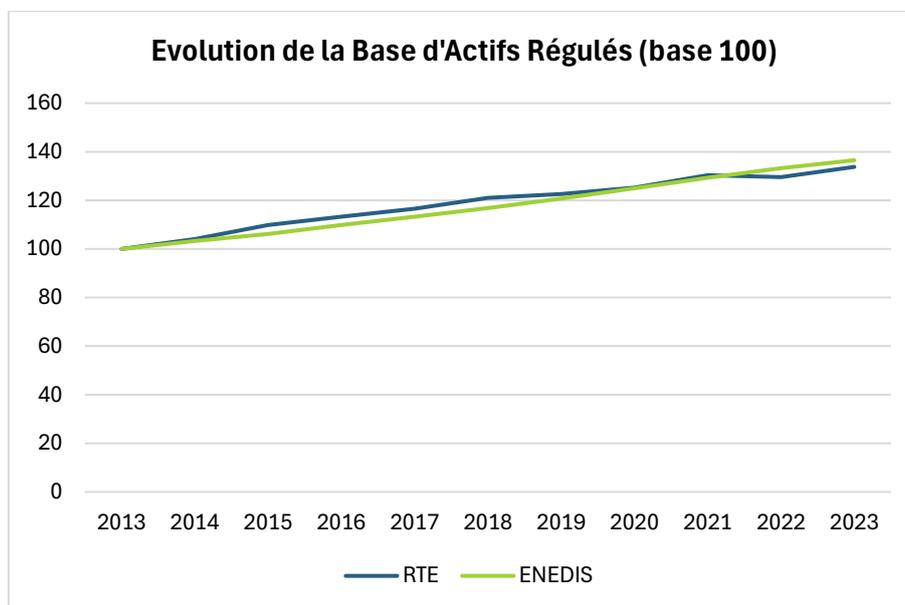
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements réalisés par RTE et Enedis dans les infrastructures hors projets de compteurs évolués Linky. Les dépenses d'investissement des réseaux électriques sont croissantes en lien avec le développement des énergies renouvelables (EnR) et l'électrification des usages.



En M€ courants	RTE	Enedis (hors Linky)
2013	1 446	3 115
2014	1 374	3 132
2015	1 402	3 051
2016	1 519	3 144
2017	1 393	3 155
2018	1 492	3 206
2019	1 456	3 432
2020	1 529	3 280
2021	1 578	3 887
2022	1 722	4 199
2023	2 077	4 695

1.5. Bases d'actifs régulés

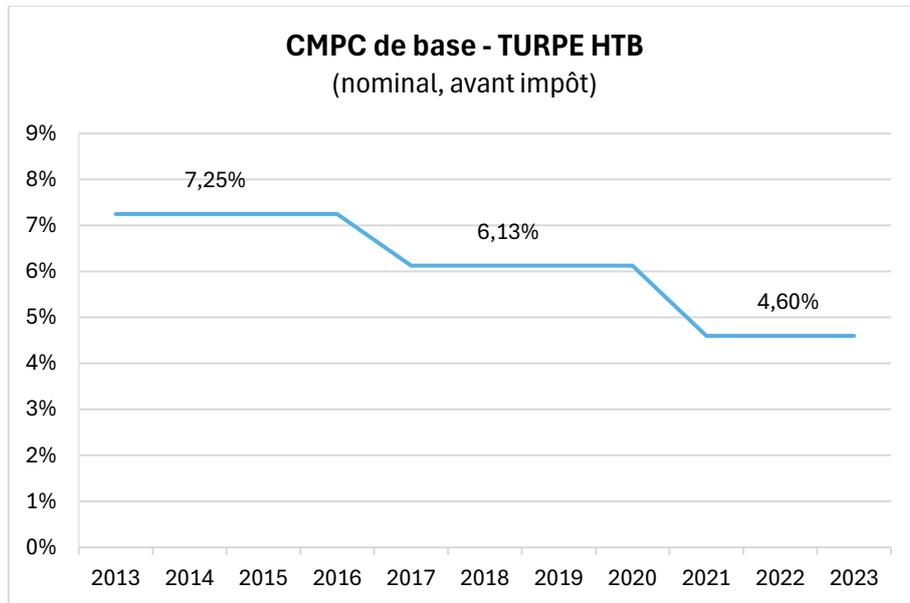
Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. La BAR diminue au rythme de l'amortissement des installations. La BAR des opérateurs d'infrastructures électriques est réévaluée chaque année de l'inflation. La BAR augmente, en euros constants, lorsque les nouveaux investissements sont supérieurs aux amortissements des actifs existants, et réciproquement.



En M€ courants	RTE	Enedis
2013	11 669	43 625
2014	12 141	45 055
2015	12 826	46 299
2016	13 220	47 948
2017	13 598	49 396
2018	14 119	50 971
2019	14 313	52 695
2020	14 610	54 500
2021	15 219	56 410
2022	15 128	58 110
2023	15 612	59 557

1.6. Taux de rémunération

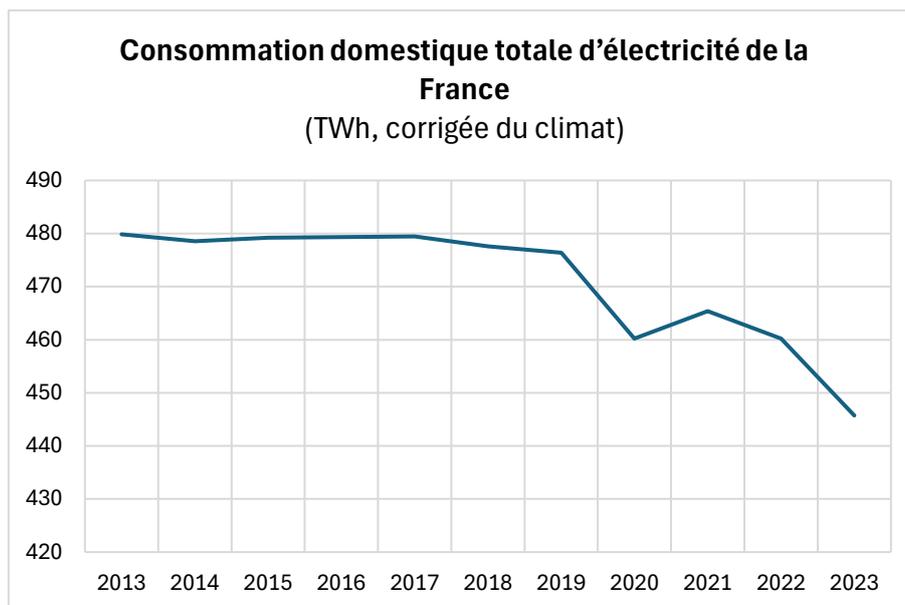
Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMPC), s'appliquait à la BAR agréant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.



2. Éléments non financiers

2.1. Consommation française

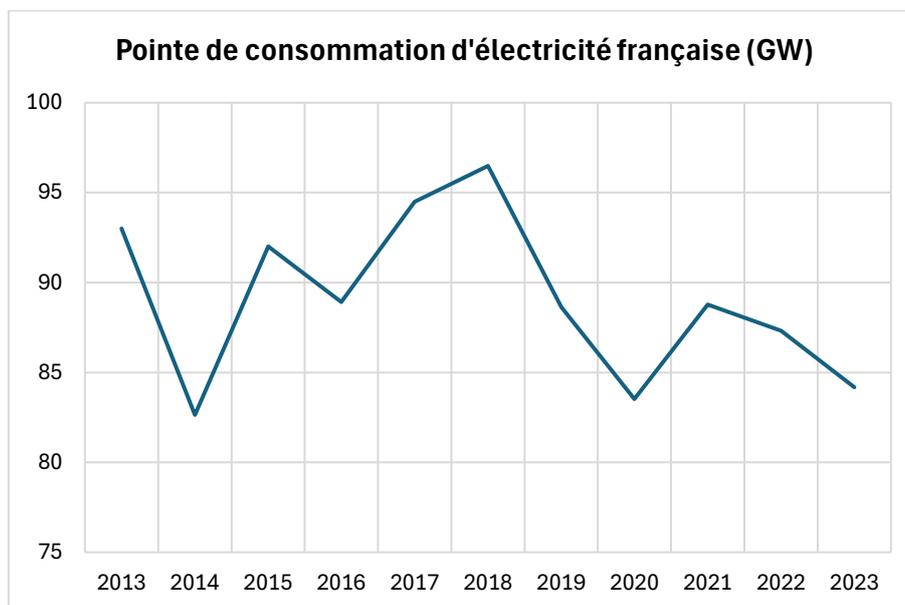
La consommation domestique totale d'électricité de la France en TWh (corrigée du climat) est en constante diminution depuis la période d'avant crise sanitaire. Celle-ci s'élevait à 445,7 TWh en 2023, soit à un niveau inférieur de 30,7 TWh (-6,4 %) par rapport à l'année 2019. Au-delà des effets de long terme provoqués par la pandémie de Covid-19, la décroissance de la consommation depuis 2022 peut être attribuée à divers facteurs, parmi lesquels des incitations à la sobriété énergétique et aux économies d'énergie, des prix de l'énergie élevés et une inflation forte, affectant non seulement l'approvisionnement et la production des industriels mais également la consommation des ménages.



Année	Consommation corrigée du climat (TWh)
2013	479,9
2014	478,6
2015	479,2
2016	479,3
2017	479,4
2018	477,6
2019	476,4
2020	460,2
2021	465,4
2022	460,2
2023	445,7

2.2. Pointe électrique France

Pointe de consommation électrique constatée (en GW) :



Année	Pointe de consommation d'électricité (GW)
2013	93,0
2014	82,6
2015	92,0
2016	88,9
2017	94,5
2018	96,5
2019	88,6
2020	83,5
2021	88,8
2022	87,3
2023	84,2

2.3. Nombre de clients

Nombre de clients	RTE	Enedis (millions)
2018	901	36,6
2019	920	37
2020	983	37,2
2021	1065	37,7
2022	1161	38,2
2023	1225	38,5

2.4. Longueur des réseaux

Nombre de km de réseaux	RTE	Enedis
2013	104 983	1 324 045
2014	105 331	1 332 941
2015	105 448	1 340 896
2016	105 660	1 348 876
2017	106 144	1 357 779
2018	106 040	1 365 902
2019	106 125	1 375 148
2020	106 230	1 383 709
2021	106 382	1 391 718
2022	106 391	1 401 424
2023	106 602	1 409 061

Annexe 2 : Postes de charges et de produits couverts au CRCP et taux de couverture envisagés

1. Cadre en vigueur

Clé de lecture : un taux de 100 % correspond à une couverture au réel des charges ou produits via une compensation grâce au CRCP. Un taux à 80 % laisse donc 20 % des écarts constatés avec les prévisions de charges ou produits à la charge ou au crédit des gestionnaires de réseaux selon les cas.

Poste	Taux de couverture au CRCP	
Charges		
Ecart entre l'inflation prévisionnelle et réalisée sur les charges nettes d'exploitation incitées (hors coûts échoués)	100%	
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille et les investissements logistique, hors véhicules légers)	100%	
Charges relatives à la compensation des pertes	100%	
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	100%	
Coûts de congestions nationales et internationales	100%	
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	100%	
Coûts échoués récurrents (Valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	Examen au cas par cas	
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€	100%	
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été par la CRE	100%	
Solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	100%	
Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux	100%	
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	Examen au cas par cas	
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (<i>Guichet Smart Grids</i>)	100%	
Dépenses de recherche & développement (R&D)	Charges non utilisées en fin de période	100%
Régulation incitative sur les volumes de gestion des actifs	Charges correspondant aux opérations non réalisées	100%
Régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements	Dépenses au-delà du plafond d'investissement	80%
Moins-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	Examen au cas par cas	
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour	100%	
Recettes		

Recettes tarifaires	100%
Recettes d'interconnexion (rentes de congestion et recettes issues du mécanisme de capacité)	100%
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT	100%
Abattement et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	100%
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	100%
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80%
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées	100%

2. Evolutions envisagées par la CRE pour la période TURPE 7

Poste	Taux de couverture au CRCP
Postes dont la couverture au CRCP envisagée est inchangée	
Charges	
Ecart entre l'inflation prévisionnelle et réalisée sur les charges nettes d'exploitation incitées (hors coûts échoués)	100%
Charges de capital non incitées (y compris relatives aux projets de Lille et Marseille et les investissements logistique, hors véhicules légers)	100%
Charges relatives à la compensation des pertes	100%
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage	100%
Coûts de congestions nationales et internationales, hors coûts liés aux contrats en amont du J-1	100%
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	100%
Coûts échoués récurrents (Valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite)	Examen au cas par cas
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 9 M€	100%
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées préalablement et explicitement par la CRE	100%
Solde éventuel restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	100%
Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux	100%
Indemnités versées par RTE aux producteurs éoliens en mer	Examen au cas par cas
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (<i>Guichet Smart Grids</i>)	100%
Dépenses de recherche & développement (R&D)	Charges non utilisées en fin de période
	100%

Consultation publique N°2024-15 - Annexes

11 octobre 2024

Régulation incitative sur les volumes de gestion des actifs	Charges correspondant aux opérations non réalisées	100%
Moins-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		Examen au cas par cas
Ecart entre trajectoire prévisionnelle des services système tension et l'éventuelle mise à jour		100%
Recettes		
Recettes tarifaires		100%
Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre GRT		100%
Abattement et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension		100%
Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage		100%
Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		80%
Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées		100%
Evolution envisagée de la couverture au CRCP		
Recettes d'interconnexion supérieures à la trajectoire prévisionnelle		0%, affectation au COFI ¹
Nouveaux postes dont la couverture au CRCP est envisagée		
Compensation inter-GRT (ITC)		80%
Tarif agent	Couverture de l'effet prix et des taxes	Défini dans l'annexe confidentielle
Recettes de transfert des actifs HTA1 de RTE vers les GRD		100%
Charges liées aux opérations de gestion des actifs faisant l'objet d'une incitation sur les coûts unitaires, dans une limite de 120 % de la trajectoire prévisionnelle		100%
Coûts liés à la réparation des avaries sur les ouvrages en mer au-delà d'un plafond de 75 M€ sur la période TURPE 7 HTB		100%
Frais d'élaboration des études de raccordement	Couverture de l'effet volume par rapport à une trajectoire prévisionnelle	100% des écarts en volume
Versements forfaitaires des PTF abandonnés		100%
Moins-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		Examen au cas par cas des moins-values > 500 k€ 100% au CRCP pour les cessions à Enedis encadrées par la convention approuvée par la CRE

¹ Cf. partie 3.2.4.5.

Annexe 3 : Régulation incitative relative à la maîtrise des coûts

La présente annexe décrit les indicateurs envisagés par la CRE en matière de régulation incitative à la maîtrise des coûts.

1. Régulation incitative relative aux interconnexions

1.1. Incitation sur la disponibilité de l'ouvrage

1.1.1. Frontières intra-européennes

Calcul	<i>Pour chaque frontière intra-européenne, capacité mise à disposition observée sur la frontière, calculée pour chaque pas de temps selon les principes de la Smart Compliance utilisée par la CRE dans son rapport annuel sur la mise en œuvre du seuil minimal de 70 % aux frontières françaises.</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> • Frontières concernées : avec la région Core (Allemagne et Belgique), avec l'Espagne et avec l'Italie • Pas de temps de l'année non exclus au titre de la Smart Compliance • Echéance journalière
Objectif	<p>Objectif de référence s'appliquant à chaque frontière :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2025 : 70 % • 2026 : 70 % • 2027 : 70 % • 2028 : 70 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pour chaque frontière, l'incitation est calculée comme une pénalité/un bonus correspondant à 250 k€ par point en dessous/au-dessus de l'objectif de référence, pondéré(e) par le nombre de pas de temps non exclus au titre de la <i>Smart Compliance</i> rapporté au nombre total de pas de temps dans l'année. • Valeur plafond/plancher des incitations : le plafond/plancher s'appliquant sur cette incitation (i.e. à la somme des incitations sur chaque frontière) est commun avec l'indicateur incité « Interconnexions à courant continu », à ±20 M€/an. • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.1.2. Interconnexions à courant continu (HVDC)

Calcul	<i>Pour chaque ouvrage d'interconnexion à courant continu, calcul du taux de disponibilité annuelle.</i>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> • Pour chaque ouvrage d'interconnexion à courant continu en service et exploité par RTE, la capacité technique est précisée ci-après : <ul style="list-style-type: none"> ○ IFA2000 : 2 000 MW ○ IFA2 : 1 014 MW ○ Savoie-Piémont : 1 200 MW ○ Baixas-Santa Llogaia : 2 000 MW ○ Pour les ouvrages dont la date de mise en service est prévue pendant le TURPE 7 (Golfe de Gascogne et Celtic), les capacités techniques seront précisées une fois définitives. • En cas de réduction de la disponibilité attribuable au GRT étranger, sous réserve de justification, RTE ne serait pas pénalisé dans le calcul de l'incitation. L'impact des événements exceptionnels pourra également être retraité.
Objectif	<p>Objectif de référence :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2025 : 97,5 % • 2026 : 97,5 %

	<ul style="list-style-type: none"> • 2027 : 97,5 % • 2028 : 97,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 250 k€ par point en dessous de l'objectif de référence • Bonus : 250 k€ par point au-dessus de l'objectif de référence • Valeur plafond/plancher des incitations : le plafond est commun avec l'indicateur incité « Frontières intra-européennes », à ±20 M€/an. • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.1.3. Suivi non incité de la disponibilité des ouvrages ayant une influence sur la disponibilité des interconnexions

Libellé de l'indicateur	<u>Calcul de l'indicateur</u>
Nombre moyen de jours d'indisponibilité des ouvrages ayant une influence sur la disponibilité des ouvrages d'interconnexion	<u>Moyenne arithmétique du nombre de jours d'indisponibilité dans l'année de l'ensemble des ouvrages ayant une influence sur la disponibilité des ouvrages d'interconnexion à cette frontière (calculée à partir d'une granularité horaire).</u>

2. Régulation incitative relative aux pertes sur le réseau de transport

2.1. Incitation sur les écarts au périmètre d'équilibre des pertes de RTE

Calcul	<u>Somme de la valeur absolue par pas de temps des écarts (demi-heure puis quart d'heure à partir de l'évolution en 2025) du volume des écarts imputables au périmètre d'équilibre de RTE divisé par le volume de pertes constaté de RTE.</u>
Périmètre	Périmètre d'équilibre de RTE
Objectif	Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> • 2025 : 13 % • 2026 : 12 % • 2027 : 11 % • 2028 : 10 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 100 k€ par dixième de point au-dessus de l'objectif de référence • Bonus : 100 k€ par dixième de point en dessous de l'objectif de référence • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

3. Régulation incitative relative aux prévisions pour l'exploitation du système électrique

3.1. Indicateur incité : qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable de RTE en entrée de fenêtre opérationnelle

Calcul	<i>Nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) retenue par RTE en entrée de la fenêtre opérationnelle et le réalisé est inférieure à l'aléa dimensionnant (1663 MW à la hausse et 1280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année.</i>
Périmètre	Prévisions de consommation France, desquelles seront soustraites les prévisions de production éolienne et solaire, tous niveaux de tension confondus.
Objectif	Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> • 2025 : 80 % • 2026 : le maximum entre 80 % et la moyenne du réalisé 2024 et 2025 • 2027 : le maximum entre la cible 2026 et la moyenne du réalisé 2025 et 2026 • 2028 : le maximum entre la cible 2027 et la moyenne du réalisé 2026 et 2027
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 500 k€ par point en dessous de l'objectif de référence • Bonus : 500 k€ par point d'écart au-dessus de l'objectif de référence • Valeur plafond/plancher des incitations : ±5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

3.2. Autres indicateurs suivis

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable en J-1	<i>Nombre d'heures où la valeur absolue de l'écart entre la prévision de consommation résiduelle (calculée comme la consommation France nette de la production photovoltaïque et de la production éolienne) publiée par RTE en J-1 est inférieure à l'aléa dimensionnant (1663 MW à la hausse et 1280 MW à la baisse à ce jour), divisé par le nombre d'heures total dans l'année. En cas de réactualisation de la prévision en J-1, la dernière mise à jour sera retenue pour le calcul de l'indicateur.</i>
Volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marge et les activations de réserve tertiaire	<i>Volume en GWh, cumulé sur l'année, des contre-ajustements (i.e. les ajustements effectués par RTE qui vont à l'inverse de la tendance du système électrique) sur les activations pour cause marges et pour cause P=C en considérant le sens du déséquilibre du système à une granularité 5 minutes. Le déséquilibre du système correspond à la somme des énergies activées pour les besoins de RTE (services systèmes fréquence, mécanisme d'ajustement, plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, solde des déséquilibres) et des écarts finaux aux frontières.</i>

Annexe 4 : Indicateurs de suivi de la qualité de service de RTE concernant les raccordements

1. Indicateurs incités

1.1. Taux de transmission des PTF dans les délais

<p>Calcul</p>	<p><u>Nombre de transmissions de PTF dans un délai inférieur à trois mois, tous segments confondus sur l'année calendaire sur le nombre total de PTF envoyées durant l'année calendaire.</u></p> <p><u>Pour le calcul du délai de transmission des PTF, ne sont pas prises en compte :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> la période d'instruction d'une adaptation/révision des S3REnR : l'article D. 342-23 du code de l'énergie prévoit qu'en cas de saturation d'un ou plusieurs ouvrages du schéma, le délai de traitement d'une demande de raccordement sur ces ouvrages est suspendu jusqu'à adaptation ou révision du schéma ; la période d'instruction des ORAM (offres de raccordements mutualisés destinées aux consommateurs/GRD – cf. art L. 342-2 du code de l'énergie) : dans le cas où il apparaît nécessaire d'établir une zone d'anticipation mutualisée, la réglementation prévoit que RTE établisse la solution de raccordement mutualisé et sollicite l'approbation de la CRE pour cette anticipation. RTE pourrait être amené à geler l'instruction des PTF concernées par l'ORAM dans l'attente de cette approbation. Les modalités de ce gel devront être concertées avec les acteurs et intégrées à la procédure de RTE approuvée par la CRE ; la période couvrant l'exercice de modification, par le préfet, de la file d'attente (cf. art. 28 de la loi APER) : en cas de recours à cet exercice, RTE gèle l'instruction des PTF dans les zones concernées à compter de la date de saisine du préfet dans l'attente de la décision du préfet. La réglementation prévoit que RTE transmette, dans un délai de 3 mois à compter de la notification de la décision du préfet, les PTF aux utilisateurs concernés. <p><u>De plus, le délai de 3 mois est remplacé par le délai convenu avec le demandeur lorsque ce délai provient d'une demande explicite du client. RTE tiendra un suivi exhaustif de ces demandes écrites.</u></p> <p><u>Par ailleurs, RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>producteurs EnR terrestres</u> <u>GRD</u> <u>consommateurs</u> <u>stockeurs</u> <p><u>De plus, RTE suivra le délai moyen de remise des PTF au sein des zones de mutualisation.</u></p>
<p>Périmètre</p>	<p>Intégralité des demandes de raccordement reçues par RTE, tous segments confondus, hors CTRP.</p>
<p>Objectif</p>	<p>Objectif de référence :</p> <ul style="list-style-type: none"> 75 % en 2025 80 % en 2026 85 % en 2027 90 % en 2028
<p>Incitations</p>	<ul style="list-style-type: none"> Pénalités : 500 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif Bonus : 500 000 € par point de pourcentage au-dessus de l'objectif Valeur plafond/plancher des incitations : ± 15 M€ Versement au travers du CRCP

Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025
------------------------------	------------------------------

1.2. Nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines

Calcul	<p><i>Nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines.</i></p> <p><i>Le nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines exclut celles dont le délai supérieur à 12 semaines est justifié par un accord écrit du demandeur. Pour que l'exclusion soit effective, l'étude exploratoire doit être remise dans le délai convenu avec le client. Par exemple, si le délai convenu avec le client est de 14 semaines, n'est pas exclue du calcul l'étude exploratoire remise dans un délai de 15 semaines.</i></p> <p><u>Par ailleurs, RTE opérera un suivi du taux d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines, en le déclinant par segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>producteurs EnR terrestres</u> • <u>GRD</u> • <u>consommateurs</u> • <u>stockeurs</u>
Périmètre	Intégralité des demandes d'études exploratoires reçues par RTE, tous segments confondus.
Objectif	Cible : aucune étude exploratoire transmise dans un délai supérieur à 12 semaines
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 8 000 € par étude exploratoire remise dans un délai supérieur à 12 semaines • Valeur plancher des incitations : -5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.3. Taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement

Calcul	<p><i>Nombre de raccordements effectués dans les délais inscrits dans la convention de raccordement, divisé par le nombre total de raccordements réalisés.</i></p> <p><i>En cas d'accord écrit du demandeur (notamment via un avenant à la convention de raccordement), l'éventuel nouveau délai inscrit dans la demande est utilisé pour évaluer le respect du délai. RTE tiendra un suivi exhaustif de ces demandes écrites.</i></p> <p><u>Par ailleurs, RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>producteurs éoliens en mer</u> • <u>producteurs EnR terrestres</u> • <u>GRD</u> • <u>consommateurs</u> • <u>stockeurs</u>
Périmètre	Intégralité des raccordements, tous segments confondus.

Objectif	<p>Objectif de référence :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 90 % en 2025 • 91,7 % en 2026 • 93,3 % en 2027 • 95 % en 2028
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 500 000 € par pourcentage en dessous de l'objectif de base • Bonus : 500 000 € par pourcentage en dessus de l'objectif de base • Valeur plancher/plafond des incitations : ± 15 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.4. Capacité créée dans le cadre des S3REnR

Calcul	<i>Différence entre la capacité de postes sources créée dans le cadre des S3REnR et la trajectoire du « Portefeuille S3REnR ajusté », en MW.</i>
Périmètre	Capacité créée pour le raccordement aux réseaux de transport et distribution de nouveaux producteurs EnR dans le cadre des S3REnR.
Objectif	<p>Portefeuille S3REnR considéré comme prioritaire (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1^{er} janvier 2025 et :</p> <ul style="list-style-type: none"> • et le 31 décembre 2025 : 1 008 • et le 31 décembre 2026 : 2 260 • et le 31 décembre 2027 : 3 938 • et le 31 décembre 2028 : 7 162 <p>Portefeuille S3REnR ajusté (en MW de capacité créée), capacité brute créée sur les réseaux de transport et distribution entre le 1^{er} janvier 2025 et :</p> <ul style="list-style-type: none"> • et le 31 décembre 2025 : 857 • et le 31 décembre 2026 : 1 884 • et le 31 décembre 2027 : 3 209 • et le 31 décembre 2028 : 5 659
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 10 000 € par MW créé en dessous du portefeuille S3REnR ajusté • Bonus : 10 000 € par MW créé au-dessus du portefeuille S3REnR ajusté, mais en dessous du portefeuille considéré comme prioritaire • Aucun bonus si la capacité créée est supérieure au portefeuille S3REnR considéré comme prioritaire • Valeur plafond/plancher des incitations : ± 10 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

2. Indicateurs suivis

2.1. Délais et coûts de raccordement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
-------------------------	------------------------

<p>Taux de respect des délais inscrits dans la proposition technique et financière (PTF)</p>	<p><u>Nombre de raccordements effectués dans les délais inscrits dans la proposition technique et financière, divisé par le nombre total de raccordements réalisés.</u></p> <p><u>RTE opérera un suivi de l'indicateur en le déclinant par segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>producteurs éoliens en mer</u> • <u>producteurs EnR terrestres</u> • <u>GRD</u> • <u>consommateurs</u> <u>stockeurs</u> <p><u>Périmètre : intégralité des raccordements.</u></p>
<p>Taux de respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement</p>	<p><u>Nombre de raccordements ayant été réalisés avec un coût inférieur ou égale au coût inscrit dans la convention de raccordement divisé par le nombre total de raccordements réalisés.</u></p> <p><u>Périmètre : intégralité des raccordements, hors affaires à coût nul.</u></p>
<p>Taux de respect des coûts inscrits dans la PTF (+/-15 %)</p>	<p><u>Nombre de raccordements ayant été réalisés avec un coût se situant à +/-15 % du coût inscrit dans la proposition technique et financière, divisé par le nombre total de raccordements réalisés.</u></p> <p><u>Périmètre : intégralité des raccordements, hors affaires à coût nul.</u></p>
<p>Délais moyens de raccordement</p>	<p><u>Délai moyen de raccordement entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement décliné en 5 segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Producteurs éoliens en mer</u> • <u>Producteurs EnR terrestres</u> • <u>GRD</u> • <u>Consommateurs</u> • <u>Stocheurs</u> <p><u>Périmètre : ensemble des affaires, à l'exclusion des raccordements sans création d'actif.</u></p>

2.2. Délais de transmission des études préalable au raccordement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
<p>Délai moyen de remise des études d'insertion</p>	<p><u>Délai moyen de remise des études d'insertion (entre la date de la demande et la date de la transmission)</u></p> <p><u>Périmètre : intégralité des études d'insertion.</u></p>
<p>Délai moyen de remise de la convention de raccordement</p>	<p><u>Délai moyen de remise de la convention de raccordement (entre la date de signature de la PTF et l'envoi d'un projet convention de raccordement par RTE)</u></p> <p><u>Périmètre : intégralité des conventions de raccordement.</u></p>
<p>Délai moyen de remise des études exploratoires</p>	<p><u>Délai moyen de remise des études exploratoires, décliné en 4 segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Consommateurs</u> • <u>GRD</u> • <u>Producteurs</u> • <u>Stocheurs</u> <p><u>Périmètre : intégralité des études exploratoires.</u></p>

2.3. Outil de visualisation Caparéseau

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Nombre de réclamations sur la plateforme Caparéseau	<p><u>Nombre de réclamations (déclinées en trois sous catégories) :</u></p> <ul style="list-style-type: none">• <u>Réclamations relatives aux données de localisation</u>• <u>Réclamations relatives aux données de capacité</u>• <u>Autres réclamations</u> <p><u>Périmètre : réclamations réalisées via le système de ticket du site Caparéseau.</u></p>
Taux de traitement des réclamations de la plateforme Caparéseau	<p><u>Nombre de réclamations traitées dans un délai inférieur à 30 jours divisé par le nombre total de réclamations</u></p> <p><u>Périmètre : réclamations réalisées via le système de ticket du site Caparéseau.</u></p>

Annexe 5 : Régulation incitative de la qualité de service (hors raccordement)

1. Indicateurs incités

1.1. Respect annuel des délais d'intervention de dépannage sur compteurs

Calcul	<u>Total du nombre d'intervention de dépannage sur un compteur sur une année calendaire dont le délai est supérieur à trois jours ouvrés.</u> <u>Par exemple : une installation comprenant 1 Point de Comptage (PdC), dépannée en 5 jours ouvrés entraîne l'incrémement de l'indicateur de 2 jours (1 PdC x 2 jours de retard). Une installation comprenant 3 Points de Comptage, dépannée en 4 jours ouvrés entraîne l'incrémement de l'indicateur de 3 jours (3 PdC x 1 jour de retard).</u>
Périmètre	L'indicateur est calculé sur les pannes relevant de la responsabilité de RTE, c'est-à-dire à l'exclusion des pannes des réseaux de télécommunication et des pannes issues des actifs des clients.
Objectif	Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> • 855 jours en 2025 • 804 jours en 2026 • 752 jours en 2027 • 700 jours en 2028
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 20 000 € par jour de retard en dessus de l'objectif • Bonus : 20 000 € par jour de retard en dessous de l'objectif • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.2. Taux annuel de traitement d'une réclamation sous 30 jours

Calcul	<u>Nombre de réclamations, sur une année calendaire, ayant fait l'objet d'une réponse consistante et définitive de RTE envoyée sous 30 jours calendaires à compter de la réception de la réclamation par RTE rapporté au nombre de réclamations reçues par RTE sur cette même année calendaire.</u>
Périmètre	Toutes les réclamations écrites, par courrier ou par courriel, envoyées par les clients réseaux et marchés de RTE.
Objectif	Objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> • 85 % en 2025 • 85 % en 2026 • 85 % en 2027 • 85 % en 2028 <p>Les réclamations sont classées par année en fonction de leur date de clôture.</p>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 250 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif • Bonus : 250 000 € par point de pourcentage en dessus de l'objectif • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP

Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025
------------------------------	------------------------------

1.3. Taux de respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE et sur le réseau public de transport pour les clients industriels

Calcul	<i>Nombre de travaux planifiés dont la date ou la durée n'a pas été respectée du fait de RTE sur une année calendaire divisé par le nombre de travaux planifiés entre RTE et les clients industriels sur la même année calendaire.</i>
Périmètre	Tous les travaux planifiés par RTE sur le RPT impactant les clients industriels.
Objectif	<p>Objectif de référence :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 92,5 % en 2025 • 92,5 % en 2026 • 92,5 % en 2027 • 92,5 % en 2028 <p>Les travaux sont classés par année en fonction de la date de fin des travaux.</p>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 250 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif • Bonus : 250 000 € par point de pourcentage en dessus de l'objectif • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

1.4. Taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE

Calcul	<i>Taux de disponibilité mensuel annuel calculé au regard des 12 taux mensuels du service le plus consulté du chaque mois sur le Portail Services de RTE</i>
Objectif	<p>Objectif de référence :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 99,5 % en 2025 • 99,5 % en 2026 • 99,5 % en 2027 • 99,5 % en 2028
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Pénalités : 1 000 000 € par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base • Bonus : 1 000 000 € par point de pourcentage en dessus de l'objectif de base • Valeur plafond/plancher des incitations : ±2,5 M€ • Versement au travers du CRCP
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

2. Indicateurs suivis

2.1. Qualité de l'onde de tension

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
--------------------------------	-------------------------------

<p>Durée annuelle moyenne de dépassement de la borne supérieure de la plage normale de tension.</p>	<p><u>Pour chaque niveau de tension (HTB1, HTB2 et HTB3) et sur une année calendaire : somme sur l'année calendaire des durées de dépassement (en minutes) de la borne supérieure de la plage normale de tension de l'ensemble des postes de ce niveau de tension divisée par le nombre total des postes de ce niveau de tension (y compris ceux qui n'ont pas été en dépassement sur la période).</u></p> <p><u>Borne supérieure de la plage normale :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>400 kV : 420</u> • <u>225 kV : 245</u> • <u>150 kV : 165</u> • <u>90 kV : 97,2</u> • <u>63 kV : 68</u>
<p>Fréquence annuelle (en %) des séquences de dépassements de tension, au-delà de la borne supérieure de la plage normale de tension.</p>	<p><u>Pour chaque niveau de tension (HTB1, HTB2 et HTB3) et sur une année calendaire : nombre de séquences de dépassements de tension de la borne supérieure de la plage normale de tension de l'ensemble des postes de ce niveau de tension par année divisé par le nombre total de postes du niveau de tension considéré.</u></p> <p><u>Borne supérieure de la plage normale :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>400 kV : 420</u> • <u>225 kV : 245</u> • <u>150 kV : 165</u> • <u>90 kV : 97,2</u> • <u>63 kV : 68</u>

2.2. Continuité d'alimentation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
<p>Respect des seuils d'engagements contractuels relatifs à la qualité de l'électricité (QdE) pris dans le cadre du CART</p>	<p><u>RTE s'engage auprès des clients consommateurs et distributeurs sur un nombre de coupures fortuites d'une durée supérieure à 1 seconde* de leurs alimentations sur une période de 3 ans.</u></p> <p><u>L'indicateur est annualisé, de façon à correspondre au nombre d'engagements respectés pour un segment donné une année, divisé par le nombre total d'engagements de ce même segment pour cette même période, tel que constaté au 31 décembre d'une année pour une période triennale en cours. Les objectifs de la période triennale sont répartis de façon équivalente entre les trois années pour le calcul de l'indicateur annualisé.</u></p> <p><u>L'engagement sur le nombre de coupures à respecter est recalculé en fin de période triennale sur la base de l'historique des 4 années précédentes, en application des formules indiquées dans les conditions générales du CART (qui stipulent notamment que l'engagement ainsi redéfini ne peut être supérieur à l'engagement précédent, à l'exception des cas de demande de modification par le client de son raccordement).</u></p> <p><u>L'indicateur est décliné selon les segments :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Clients industriels</u> • <u>Clients ferroviaires</u> • <u>Distributeurs</u> <p><u>(* en distinguant les coupures inférieures à 3 minutes et celles supérieures ou égales à 3 minutes.)</u></p>
<p>Énergie non évacuée par les producteurs due aux</p>	<p><u>Volume annuel d'énergie non évacuée (ENE) par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport en MWh, distingué par motif</u></p>

activités de RTE sur le réseau public de transport	<u>(réseau complet, travaux programmés, perte d'ouvrage) et par niveau de tension et acteur (HTB, HTA Enedis, HTA ELD).</u>
--	---

2.3. Données de marché

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur
Qualité du niveau de capacité effectif (NCE)	<u>Qualité du niveau de capacité effectif = 100 *(1 - (Taux de l'écart du niveau du NCE))</u> <u>Où Taux de l'écart du niveau du NCE = Valeur de l'écart entre le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en année de livraison (AL) + 1 et le niveau de capacité effectif estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de capacité effectif définitif global France calculé en AL+3.</u>
Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs	<u>Qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs = 100 *(1 - (Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité))</u> <u>Où Taux de l'écart du niveau de l'obligation de capacité = Valeur de l'écart entre le niveau de l'obligation de capacité définitif global France calculé en AL+3 et le niveau de l'obligation de capacité estimé global France calculé en AL+1, divisé par le niveau de l'obligation de capacité définitif global France calculé en AL+3.</u>
Taux annuel de respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des capacités certifiées	<u>Nombre, sur une année calendaire, de publications de la déclaration d'évolution du NCC évolué sur les registres des capacités certifiées dans le délai prévu de 5 jours ouvrés divisé par le nombre total de publications de déclaration d'évolution dans cette même année.</u>
Taux annuel de respect des délais de certification	<u>Nombre, sur une année calendaire, de transmissions par RTE du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC) dans le délai prévu (15 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de certification, 20 jours ouvrés après la date de réception conforme pour les demandes de rééquilibrage), divisé par le nombre total de contrats transmis dans cette même année.</u>
Taux annuel de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement	<u>Le taux de fiabilité des données de la tendance du mécanisme d'ajustement (tendance à la hausse ou à la baisse) est calculé comme étant le nombre de pas de temps sur une année calendaire pour lesquels les données sont disponibles et n'ont pas été corrigées a posteriori de leur publication divisé par le nombre total de pas de temps sur l'année.</u>

Annexe 6 : Régulation incitative relative à la qualité d'alimentation

La présente annexe décrit les orientations de la CRE en matière de régulation incitative relative à la qualité d'alimentation.

1. Régulation incitative portant sur les coupures longues

	TURPE 6 HTB	Orientations TURPE 7 HTB
Coupures longues sur le RPD issues du RPT		
Calcul	Le dispositif consiste à ce que les indemnités versées par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) à leurs clients en cas de coupures longues (supérieures à 5 heures) sur le réseau public de distribution sont remboursées par RTE aux GRD, lorsque ces coupures longues résultent de défaillances du réseau public de transport (y compris en cas d'événement exceptionnel).	
Niveau couvert par le TURPE HTB	1,8 M€ / an	1,4 M€ / an
Plafond au-delà duquel les indemnités sont compensées par le CRCP	9 M€	9 M€

2. Régulation incitative à la continuité d'alimentation

	TURPE 6 HTB	Orientations TURPE 7 HTB
Temps de coupure équivalent annuel		
Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTB (TCE_N) est définie comme le ratio (i) du total de l'END de l'année N par (ii) puissance moyenne acheminée de l'année N.</p> $TCE_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année N} \times 60}{PMDA \text{ (hors pertes) de l'année N}}$ <p>END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels. Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport et les coupures fortuites (de plus de 3 minutes).</p> <p>PMDA : puissance moyenne acheminée, exprimée en MW. La puissance moyenne acheminée est obtenue en divisant la valeur de l'énergie acheminée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année N est une année bissextile).</p>	
Niveau couvert par le TURPE HTB	Clients industriels (hors ferroviaire et EURODIF) et distributeurs.	
Objectif	2,8 minutes / an (constant sur la période)	2,9 minutes / an (constant sur la période)
Incitation	17,1 M€/min (75 % END)	18,6 M€/min (75 % END)
Fréquence moyenne de coupure annuelle		
Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTB (FMC_N) est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N par (ii) le nombre d'installations au 31 décembre de l'année N.</p> $FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures longues et brèves sur l'année N}}{\text{Nombre d'installations au 31 décembre de l'année N}}$ <p>Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes.</p> <p>Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.</p>	
Périmètre	Clients industriels (hors ferroviaire et EURODIF) et distributeurs.	
Objectif	0,46 coupure / an (constant sur la période)	0,38 coupure / an (constant sur la période)
Incitation	109,5 M€/coupure (75 % END)	119 M€/coupure (75 % END)
Plafond global	-45 M€	-50 M€
Forme de l'incitation	Linéaire asymétrique	Linéaire asymétrique

Annexe 7 : Régulation incitative relative à la flexibilité

La présente annexe décrit les indicateurs de suivi envisagés par la CRE en matière de régulation incitative de la flexibilité.

1. Volume d'énergie limité dans le cadre des offres de raccordement flexibles

Calcul	Somme de l'énergie limitée dans le cadre d'offres de raccordement flexibles (en kWh), par niveau de tension et type d'actif
Périmètre	Distinction entre les niveaux de tension de raccordement : <ul style="list-style-type: none"> • HBT 3 • HTB 2 • HTB 1 Distinction entre les types d'actifs limités : <ul style="list-style-type: none"> • producteur photovoltaïque • producteur éolien • stockage • autre actif
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> • Fréquence de calcul : mensuelle • Fréquence de remontée à la CRE : annuelle • Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

2. Volume d'énergie écrêtée via les automates NAZA

Calcul	Somme de l'énergie écrêtée via les automates NAZA (en kWh)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> • Fréquence de calcul : mensuelle • Fréquence de remontée à la CRE : annuelle • Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

3. Volume d'énergie activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilités

Calcul	Somme de l'énergie activée à la hausse, correspondant à une baisse du niveau de soutirage ou une augmentation du niveau d'injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> • Fréquence de calcul : mensuelle • Fréquence de remontée à la CRE : annuelle • Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

4. Volume d'énergie activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilités

Calcul	Somme de l'énergie activée à la baisse, correspondant à une baisse du niveau de soutirage ou une augmentation du niveau d'injection d'électricité, sur les mécanismes de flexibilité (en kWh)
--------	---

Consultation publique N°2024-15 - Annexes

11 octobre 2024

Suivi	<ul style="list-style-type: none">• Fréquence de calcul : mensuelle• Fréquence de remontée à la CRE : annuelle• Fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	1 ^{er} janvier 2025

Annexe 8 : Méthode utilisée pour calculer la composante de soutirage

1. Rappel de la méthode TURPE 6

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux aux différents utilisateurs, afin que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité de l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux, au bénéfice des consommateurs.

Cette allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension situés en amont (cascade des coûts). Cette allocation est réalisée à partir d'un « découpage » du réseau par poche. Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au poste le plus proche selon la distance électrique². Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches au sein de chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre différents niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

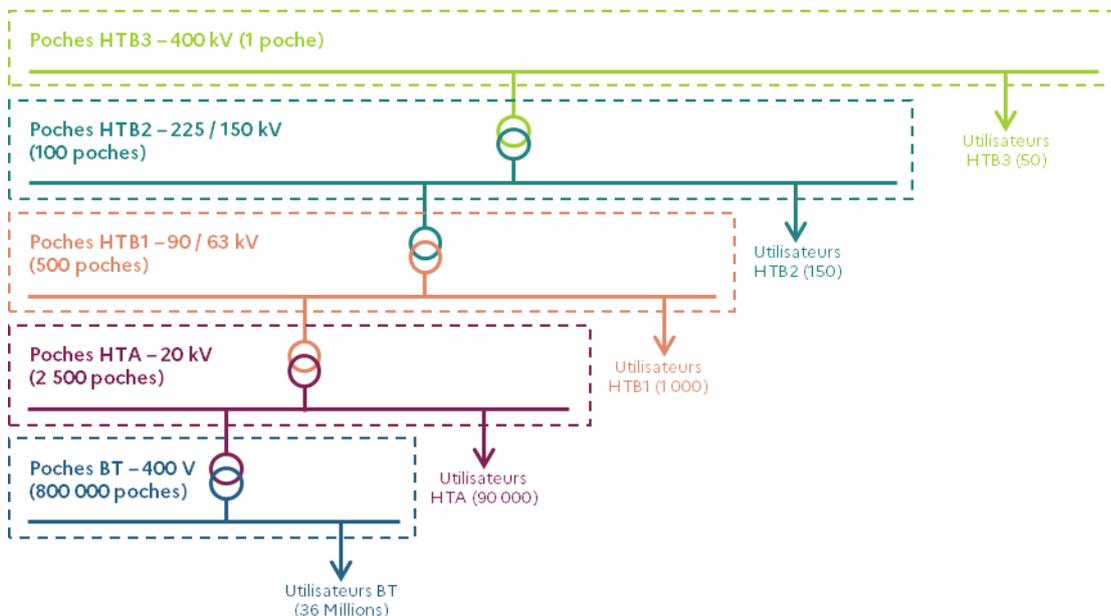


Figure 1. Découpage du réseau en poches (ordres de grandeur, périmètre RTE et Enedis)

Pour rappel, la méthode appliquée dans le TURPE 6 est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1 : étude économétrique des coûts d'infrastructure. Cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données (flux réalisés passés et infrastructures de réseau existantes) de chaque poche de réseau, à :
 - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
 - déterminer les variables étant les plus à même d'expliquer ces coûts ;

² Les poches regroupent les ouvrages de réseau par leur proximité en termes d'impédance.

- en déduire une fonction de coût, permettant d’obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts retenus par la CRE (nombre d’utilisateurs et puissance dimensionnante³ transitant dans chaque poche), l’étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux (i.e. le coût d’un consommateur supplémentaire à puissance dimensionnante constante, et le coût d’un kW de puissance dimensionnante supplémentaire à nombre de consommateurs constant) en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d’utilisateurs représentatifs, dont l’utilisation du réseau heure par heure est connue. Les différentes options tarifaires sont construites sur un principe de versionnage par durée d’utilisation (courte, moyenne et longue utilisation). Le coût marginal d’un nouveau client vient alimenter la part puissance (exprimée en €/kW), tandis que le coût marginal de la puissance foisonnée est réparti entre la part puissance et la part énergie (en €/kWh)
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

La méthodologie TURPE 6 est présentée de manière détaillée en annexe 11 dans la délibération TURPE 6 HTA-BT. Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d’ensemble ci-dessous :

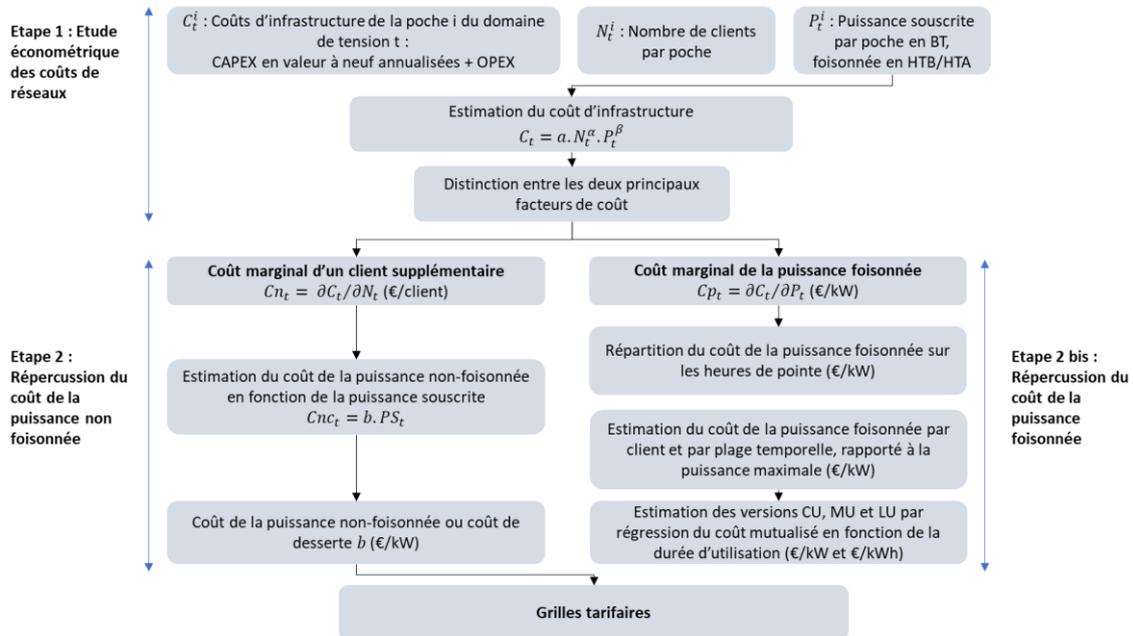


Figure 2. Etapes de la méthode TURPE 6

³ Dans le TURPE 6, la puissance dimensionnante correspond à la puissance « foisonnée ». Il s’agit de la puissance souscrite en BT et de la puissance foisonnée en HTA et HTB (voir 2.2.2.2).

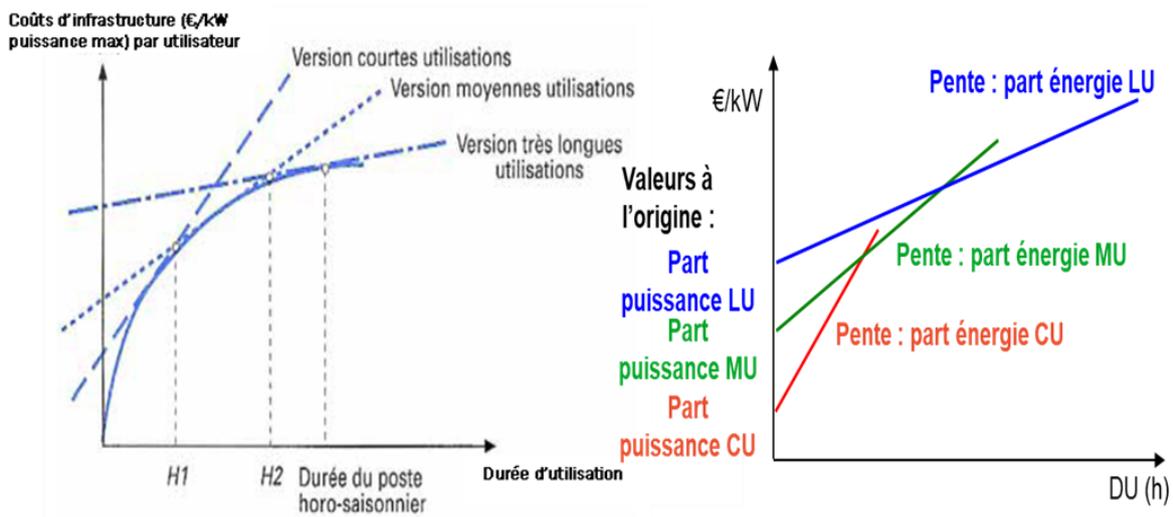


Figure 3. Principe de versionnage basé sur les coûts à la puissance dimensionnante : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

- Principe de la cascade des coûts

L'application de ce principe permet de prendre en compte le fait que soutirer de l'énergie sur les niveaux de tension avals induit des flux et donc des coûts sur les niveaux de tension amonts. Le schéma suivant permet d'illustrer la cascade des flux telle qu'elle est appliquée dans le TURPE 6 afin de cascader les coûts :

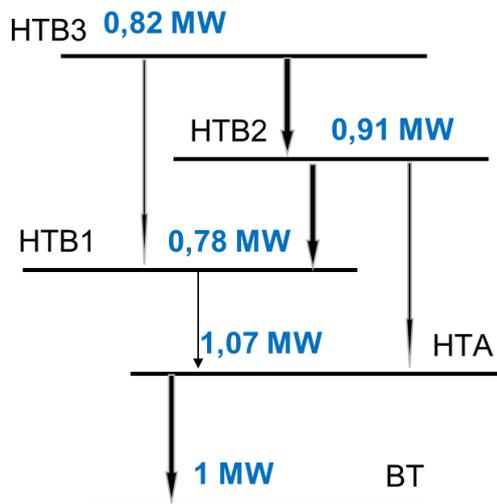


Figure 4. Illustration de la cascade des flux

Par exemple, un soutirage de 1MW d'un consommateur BT engendrera en moyenne un transit de 0,82 MW en HTB3, 0,91 MW en HTB2, 0,78 MW en HTB1 et 1,07MW en HTA.

2. Détail des adaptations à la méthodologie tarifaire pour intégrer les points d'injection

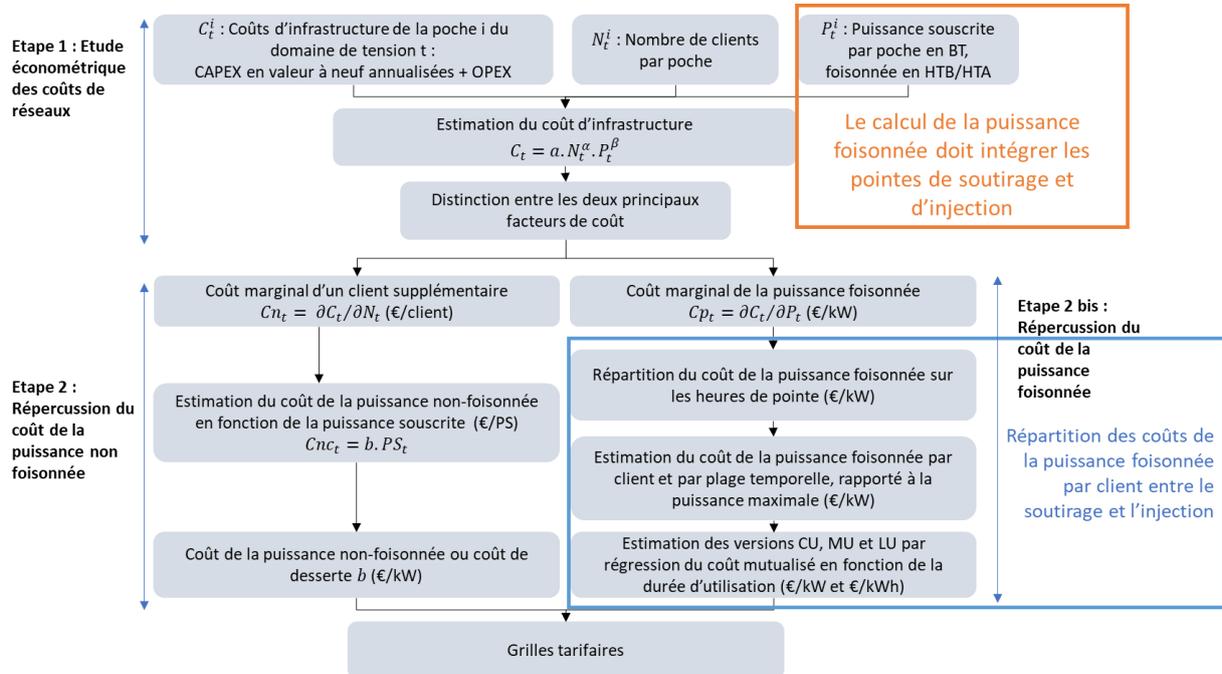


Figure 5. Propositions de modification de la méthodologie TURPE 6 pour intégrer les pointes d'injection

L'étape 1 vise à paramétrer pour chaque niveau de tension (HTB, HTA et BT), grâce à une étude économétrique des coûts d'infrastructure, une fonction estimant le coût des différentes poches de réseau. Les changements proposés sur cette étape pour TURPE 7 concernent l'une des variables explicatives de la fonction de coût en HTB et en HTA : le calcul de la puissance dimensionnante.

Dans le TURPE 6, la puissance « foisonnée »⁴ d'une poche utilisée correspondait en HTA et HTB à la puissance soutirée (nette des injections) du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2500^{ème} heure de l'année la plus chargée **en soutirage, sans prendre en compte les heures où la puissance injectée était importante** (les heures d'injection étaient mises à zéro). Cela revient à considérer que le réseau est dimensionné uniquement par les pointes de consommation.

La CRE propose donc, pour le TURPE 7, d'adapter le calcul de la puissance dimensionnante pour prendre également en compte les pointes d'injection dans ce calcul. Les différences de doctrine de dimensionnement du réseau entre le soutirage et l'injection nécessite de recalibrer en niveau et en durée des pointes d'injection :

- **recalage en niveau : à puissance égale, les pointes de soutirage sont plus dimensionnantes pour le réseau que les pointes d'injection.**

Les échanges avec RTE révèlent que le dimensionnement du réseau en injection se fait en considérant des flux correspondant à 125 % de l'Intensité Transitoire 5 minutes (IT5)⁵, alors que le dimensionnement du réseau en soutirage se fait en considérant des flux correspondant à

⁴ La puissance « foisonnée » en TURPE 6 correspond à la puissance dimensionnante.

⁵ Intensité Transitoire 5 minutes, seuil d'intensité admissible au plus 5 minutes.

l'Intensité de secours temporaire (IST)⁶. Les deux pointes n'ont donc pas la même conséquence sur le dimensionnement du réseau de transport, et un recalage du niveau des pointes d'injection est donc nécessaire afin de les rendre comparables avec les pointes de soutirage. L'analyse des données d'IT5 et d'IST du réseau de transport montre que le rapport entre 125% de l'IT5 et l'IST est de 1,7. Ce coefficient est donc utilisé comme dénominateur pour le recalage en niveau des pointes d'injection.

Concernant le réseau de distribution, un recalage similaire est également nécessaire car le réseau est dimensionné suivant un principe « N-1 » (réseau avec une perte d'ouvrage) en soutirage et en N (réseau complet) pour l'injection. A ce stade, la CRE ne dispose pas des données permettant de préciser un coefficient spécifique au niveau HTA, la CRE envisage d'utiliser le même coefficient en HTA qu'en HTB ;

- **recalage en durée** : la différence entre le coût de l'énergie non distribuée (END), correspondant à une défaillance en soutirage, et les coûts de l'énergie non évacuée ou non injectée (ENE/ENI), correspondant à une défaillance en injection, fait que le nombre d'heures dimensionnantes considéré en soutirage et en injection n'est pas le même. La CRE envisage de déterminer le nombre d'heures dimensionnantes en injection à considérer sur la base d'une égalisation des coûts de renforcement d'infrastructure permettant de résoudre une situation de défaillance en injection et en soutirage. **L'analyse de la CRE mène à $N_{h\text{ injection}} \approx 80$ heures.**

On peut en effet écrire :

$$\text{Coût de l'END} \cdot P_{N-1} \cdot N_{h\text{ soutirage}} = \text{Coût de l'ENE} \cdot N_{h\text{ injection}} = \text{coût déclenchement de l'investissement},$$

Avec :

- $\text{Coût de l'END} = 28\,000 \text{ €/MWh}$,
- $P_{N-1} = \frac{1}{10\,000}$ (probabilité d'occurrence d'une situation de N - 1 réseau⁷),
- $N_{h\text{ soutirage}} = 2500 \text{ heures}$,
- $\text{Coût de l'ENE} = 100 \text{ €/MWh}$

Ainsi, chaque heure de pointe d'injection compterait pour 2500/80 heures, tandis que chaque heure de pointe de soutirage compterait effectivement pour une heure. La puissance dimensionnante retenue n'est alors plus la puissance du poste de transformation en amont de la poche pendant la 2500ème heure la plus chargée en soutirage, mais la puissance de l'heure pour laquelle la somme des poids des heures classées par puissance décroissante (en incluant les pointes d'injection recalées en niveau) atteint 2500. Ainsi, si toutes les heures dimensionnantes d'une poche sont des heures d'injection, la puissance dimensionnante de la poche sera la puissance, recalée en niveau, de la 80ème heure la plus chargée de l'année.

2.1. Adaptation d l'étape 2 bis : répercussion des coûts à chaque utilisateur

L'étape 2 bis, qui permet la répercussion du coût de la puissance dimensionnante à chaque utilisateur, se voit proposer des modifications de méthode par rapport à la méthode utilisée dans le TURPE 6. L'objectif est de répercuter uniquement la part du coût de la puissance dimensionnante liée au soutirage dans la composante de soutirage, et donc d'exclure la part du coût de la puissance dimensionnante liée à l'injection.

Pour cela, la CRE propose :

- pour chaque poche de réseau, de calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement au soutirage, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures de soutirage ;
- d'attribuer ce coût marginal lié au soutirage à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe de soutirage, et non plus sa participation globale à la pointe. Ainsi, un utilisateur injectant pendant l'ensemble des heures de pointe de soutirage de

⁶ Intensité de Secours Temporaire, intensité maximale admissible sans limite de temps.

⁷ Probabilité calculée à partir du critère M (la durée moyenne de coupure en HTA) utilisé dans le cadre de la régulation incitative de la qualité d'alimentation.

la poche se verrait attribuer un coût marginal à la puissance dimensionnante nul avant le versionnage.

Réciproquement, pour définir une composante d'injection, ou prendre en compte l'injection dans certaines options tarifaires, les mêmes étapes seraient appliquées mais en considérant l'injection :

- pour chaque poche de réseau, calculer le coût marginal à la puissance dimensionnante lié uniquement à l'injection, en multipliant le coût marginal à la puissance dimensionnante de la poche par le taux d'heures dimensionnantes de la poche qui sont des heures d'injection ;
- attribuer ce coût marginal lié à l'injection à chaque utilisateur de la poche de réseau en considérant sa participation à la pointe d'injection.

La méthode utilisée pour la suite du versionnage reste la même que celle utilisée dans le TURPE 6, soit la méthode des tangentes appliquée à la distribution des coûts affectés à chaque utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation. La grille de soutirage est obtenue en ne considérant que le coût marginal à la puissance dimensionnante lié au soutirage

2.2. Etape 3 : prise en compte des coûts annexes

La troisième étape de calcul de la composante de soutirage consiste à ajouter aux coûts d'infrastructure les coûts annexes liés aux pertes électriques, aux réserves et au réseau HTB3, la CRE propose de maintenir la prise en compte des coûts annexes de la méthode TURPE 6 :

- **Calcul du coût des pertes :**

Le coût des pertes sur le réseau dépendant directement de l'énergie soutirée, une répercussion de ce coût dans la part énergie de la composante de soutirage (en € par MWh donc) semble être la solution naturelle. La répercussion du coût des pertes par niveau de tension et par plage temporelle se fait en multipliant le prix des pertes par un taux de pertes, tenant compte des flux sur les réseaux amonts, sur la base d'une matrice des flux calculée par les gestionnaires de réseaux et qu'il restera à mettre à jour pour TURPE 7.

Le prix des pertes est quant à lui calculé, par plage temporelle, comme la moyenne des prix spot pondérée par le volume des pertes, recalé pour correspondre au coût réel des pertes constaté pour la période, en distinguant transport et distribution.

Les prix ainsi calculés pour la période 2019-2021 (la CRE propose d'exclure l'année 2022 du fait de son caractère exceptionnel) sont :

€/MWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE	Annuel
Prix HTB	63,3	56,3	41,1	43,4	31,6	44,3
Prix HTA-BT	74,6	66,9	48,7	48,3	35,4	51,2

Tableau 6. Prix des pertes indicatif calculé sur la période 2019-2021

- **Calcul du coût des réserves :**

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence, mécanisme de réserve) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE propose de maintenir la règle définie pour TURPE 6 en attribuant les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau via une inclusion dans la part énergie de la composante de soutirage.

- **Calcul des coûts HTB 3**

L'analyse des données du niveau de tension HTB 3 menée pour le TURPE 6 ne faisait pas ressortir de différence substantielle de coûts entre les différentes plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport. Dans la méthodologie TURPE 6, la cascade des coûts du domaine HTB 3 sur les domaines de tension avals se fait en attribuant les coûts d'infrastructure HTB 3 (charges de capital et charges d'exploitation) aux niveaux de tension avals à travers une composante exprimée en € par MWh constante sur les différentes plages temporelles. Pour chaque niveau de tension aval, cette composante est calculée en faisant le ratio entre les coûts d'infrastructure HTB 3 totaux et les flux HTB 3 induits par les soutirages du niveau de tension aval considéré.

La CRE envisage de maintenir la règle définie pour TURPE 6. La cascade des coûts HTB 3 a été mise à jour avec les dernières estimations de coûts d'infrastructures transmises par RTE

Annexe 9 : Grilles tarifaires envisagées à titre illustratif

1. Coefficients tarifaires au 1^{er} août 2025

1.1. Composante de gestion

Domaine de tension	Contrat d'accès au réseau (€/an)/contrat
HTB	11 583,72

Tableau 1. Composante annuelle de gestion

1.2. Composante de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3 812,64
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	684,60

Tableau 2. Composante annuelle de comptage

1.3. Composante de soutirage

HTB 3

Domaine de tension	c€/kWh
HTB 3	0,41

Tableau 3. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3

HTB 2

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,48$	$b_2 = 3,48$	$b_3 = 3,48$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,20$	$c_2 = 1,08$	$c_3 = 0,88$	$c_4 = 0,66$	$c_5 = 0,53$

Tableau 4. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 4,32$	$b_2 = 4,20$	$b_3 = 3,84$	$b_4 = 3,72$	$b_5 = 3,60$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,00$	$c_2 = 0,93$	$c_3 = 0,8$	$c_4 = 0,62$	$c_5 = 0,52$

Tableau 5. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 11,40$	$b_2 = 10,80$	$b_3 = 8,04$	$b_4 = 5,52$	$b_5 = 4,08$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,68$	$c_2 = 0,65$	$c_3 = 0,59$	$c_4 = 0,53$	$c_5 = 0,48$

Tableau 6. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation

HTB 1

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 12,00$	$b_2 = 12,00$	$b_3 = 12,00$	$b_4 = 12,00$	$b_5 = 12,00$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,58$	$c_2 = 2,21$	$c_3 = 1,69$	$c_4 = 1,03$	$c_5 = 0,68$

Tableau 7. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 13,56$	$b_2 = 13,44$	$b_3 = 12,72$	$b_4 = 12,24$	$b_5 = 12,00$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,04$	$c_2 = 1,81$	$c_3 = 1,46$	$c_4 = 0,94$	$c_5 = 0,65$

Tableau 8. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 42,12$	$b_2 = 39,84$	$b_3 = 29,28$	$b_4 = 19,32$	$b_5 = 14,04$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,74$	$c_2 = 0,71$	$c_3 = 0,64$	$c_4 = 0,57$	$c_5 = 0,53$

Tableau 9. Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation

1.4. Composante d'injection

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	35
HTB 2	35
HTB 1	0

Tableau 10. Composante d'injection

1.5. Composante d'injection-soutirage

HTB 2

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,48$	$b_2 = 3,48$	$b_3 = 3,48$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = -3,30$	$c_2 = 0,60$	$c_3 = 0,56$	$c_4 = 0,17$	$c_5 = 0,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = 3,92$	$d_2 = 0,24$	$d_3 = 0,24$	$d_4 = 0,24$	$d_5 = 0,24$

Tableau 11. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation – zone injection

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 3,48$	$b_2 = 3,48$	$b_3 = 3,48$	$b_4 = 3,48$	$b_5 = 3,48$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 1,20$	$c_2 = 1,08$	$c_3 = 0,88$	$c_4 = 0,66$	$c_5 = 0,53$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = -0,58$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

Tableau 12. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation – zone de soutirage

HTB 1

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 12,00$	$b_2 = 12,00$	$b_3 = 12,00$	$b_4 = 12,00$	$b_5 = 12,00$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = -3,88$	$c_2 = 1,22$	$c_3 = 0,98$	$c_4 = 0,74$	$c_5 = 0,58$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = 4,63$	$d_2 = 0,43$	$d_3 = 0,43$	$d_4 = 0,43$	$d_5 = 0,43$

Tableau 13. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation – zone injection

	Heures de pointe fixe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 12,00$	$b_2 = 12,00$	$b_3 = 12,00$	$b_4 = 12,00$	$b_5 = 12,00$
Coefficient pondérateur de l'énergie soutirée (c€/kWh)	$c_1 = 2,60$	$c_2 = 2,24$	$c_3 = 1,69$	$c_4 = 1,03$	$c_5 = 0,68$
Coefficient pondérateur de l'énergie injectée (c€/kWh)	$d_1 = -1,90$	$d_2 = 0,00$	$d_3 = 0,00$	$d_4 = 0,00$	$d_5 = 0,00$

Tableau 14. Composante annuelle d'injection-soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation – zone de soutirage

1.6. Composante des dépassements ponctuels programmés

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion à condition qu'un de ses points de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, soit équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB 2 ou HTB 1.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie dans la partie 5.2.1.4.4. Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

La formule est la suivante avec b_i le coefficient pondérateur de puissance de la plage temporelle et de la version tarifaire correspondante :

$$CDPP = \alpha \cdot b_i \cdot \sum \Delta P$$

Le facteur α applicable est défini dans le tableau ci-dessous :

Domaine de tension	α
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

Tableau 15. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

1.7. Tarification de l'énergie réactive

Domaine de tension	Coût unitaire du dépassement	Type de client	€/Mvar.h
HTB	Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	Utilisateur	12,69
HTB	Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	Utilisateur	1,11
HTB	Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	Gestionnaire de réseaux publics	3,76
HTB	Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	Gestionnaire de réseaux publics	2,14

Tableau 16. Composante annuelle de l'énergie réactive