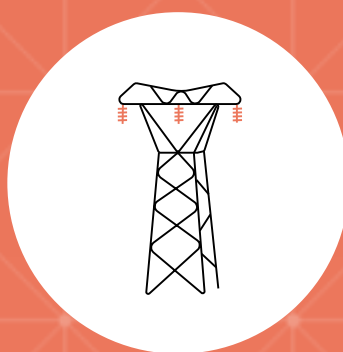




Edition juillet 2021

TURPE 6

TARIFICATION DES RÉSEAUX
COMPRENDRE LE TARIF



Distributeurs

Sommaire

1

Découvrir le TURPE 6

03

L'éditorial de Khalid ABDALLAOUI, Directeur Commercial de RTE 03

Les grands principes 04

Les nouveautés 05

2

Les éléments du tarif, les formules et barèmes

07

Présentation du tarif 07

Composante annuelle de gestion (CG) 08

Composante annuelle de comptage (CC) 08

Composante annuelle des injections (CI) 08

Composante annuelle des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) 09

Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs) 13

Composante de regroupement des points de connexion (CR) 15

Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) 16

Composante annuelle de l'énergie réactive (CER) 17

Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT) 18

Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension qu'au point de connexion du Réseau Public de Transport (CEL) 19

Les écrêtements grand froid (EGF) 20

3

Les modalités de facturation

21

La facturation du soutirage en HTB 3 non horosaisonnalisé 21

La facturation du soutirage en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 horosaisonnalisés 21

Conditions de paiement 21

4

Annexes

22

Définitions 22

Les plages temporelles en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 24

3 nouvelles versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation 25

Gérer vos puissances souscrites 26

Exemples de calculs de certaines composantes tarifaires 29

Découvrir le TURPE 6



L'éditorial de Khalid ABDALLAOUI,
Directeur Commercial de RTE

Entrée en vigueur du TURPE 6 HTB : RTE vous informe et vous accompagne

Un modèle stable pour agir dans la durée

Le transport d'électricité est une activité régulée, conformément aux textes sectoriels européens adoptés depuis la fin des années 1990.

Leur transposition en droit français (notamment au sein du Code de l'Énergie) précise les conditions d'exercice de nos missions. Elle souligne notamment notre indépendance de gestion vis-à-vis de nos actionnaires et notre neutralité vis-à-vis de l'ensemble des acteurs du système électrique.

Comment sont fixées les recettes de RTE ?

Les recettes de RTE ne résultent pas d'un prix de marché mais d'un tarif, le **Tarif d'Utilisation du Réseau Public de Transport d'Électricité** (TURPE). Conformément au Code de l'Énergie, ce tarif est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Il est établi **de manière transparente et non discriminatoire** pour :

- couvrir tous les coûts de RTE, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace,
- assurer une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement.

Le TURPE constitue notre principale ressource financière et la principale relation contractuelle que nous avons avec vous. Il représente près de 90 % des recettes de RTE et couvre nos investissements et l'ensemble des activités de gestion et de maintenance du réseau public de transport d'électricité.

Le TURPE 6 HTB

Le TURPE 6, tarif en vigueur à compter du **1er août 2021**, s'applique pour une période d'environ quatre ans. Il tient compte des enjeux portés par RTE au travers du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) pour les prochaines années. Il s'agit en particulier de l'insertion des énergies renouvelables, dont les parcs éoliens offshore, et du renouvellement du réseau nécessaire au maintien d'un haut niveau de qualité d'alimentation électrique dans la durée. Le cadre de régulation défini par la CRE garantit une bonne maîtrise des dépenses de RTE et in fine des coûts pour les utilisateurs du réseau. C'est par ce biais que la CRE approuve les volumes d'investissement de RTE et lui fixe des objectifs de rentabilité.

La variation tarifaire du TURPE 6, qui sera de +1,57% en moyenne par an sur toute la période tarifaire (basé sur l'inflation prévisionnelle) s'inscrit dans ce contexte.

Au 1er août 2021, **cette augmentation est en moyenne de 1,09%** sur l'ensemble des clients.

Aux côtés de nos clients

Cette plaquette vous donne des éléments de compréhension sur la construction du tarif, et vous informe sur les nouveautés du TURPE 6 et ses modalités de facturation.

Pour vous accompagner dans cette transition, nous enrichissons notre offre avec de nouveaux services digitaux disponibles sur le [Portail Services](#) de RTE et les équipes de la Direction Commerciale sont mobilisées pour vous conseiller.

Découvrir le TURPE 6

Les grands principes

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité est construit de manière à vous facturer en fonction des coûts engendrés par votre utilisation du réseau.

Le tarif s'appuie sur quatre grands principes

1. Principe du timbre-poste :

La tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité entre le site où elle a été produite et le site où elle est consommée.

2. Principe de la péréquation tarifaire :

Dans une logique de solidarité entre les territoires, le TURPE s'applique de manière identique sur l'ensemble du territoire national métropolitain continental.

3. Principe d'une double composante du tarif (tarif dit binomial) :

Hors HTB 3 et hors injection, le tarif comporte une part puissance et une part énergie déclinées en plusieurs catégories, pour tenir compte de modes d'usages différents de nos clients.

4. Principe de l'horosaisonnalité :

Le coût de la part puissance et de la part énergie varie en fonction des saisons, des jours et des heures d'utilisation du Réseau Public de Transport.

L'indexation de la grille tarifaire

La grille tarifaire est mise à jour annuellement au 1er août, en fonction des paramètres :

- L'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac,
- La correction a posteriori des écarts de recettes et de dépenses par rapport au revenu autorisé, dont l'effet sur l'évolution du tarif est compris entre - 2 % et + 2 %.

En TURPE 6, la CRE introduit par ailleurs une évolution progressive des coefficients de la composante de soutirage pour lesquels les coefficients évolueront tous les ans par rapport à des grilles de référence.

La régulation incitative nous encourage à améliorer sans cesse notre performance

En même temps que le tarif, la CRE fixe un cadre de régulation qui vise à encourager RTE à améliorer sa performance grâce à la mise en place de mécanismes incitatifs. Ces mécanismes financiers se traduisent pour RTE par des bonus ou des malus, en fonction de l'atteinte ou non des objectifs.



Revenu autorisé :

En ce qui concerne l'utilisation du Réseau Public de Transport d'Electricité, RTE est en situation de monopole régulé. Ainsi, vos factures ne découlent pas d'un prix de marché mais d'un tarif fixé par le régulateur : la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Ce tarif vise à couvrir les charges de RTE, dont la CRE définit un niveau de référence appelé « revenu autorisé ». Afin de garantir cette couverture, si ce revenu n'est pas atteint, le tarif est revu à la hausse l'année suivante. Dans le cas contraire, il est revu à la baisse, afin de restituer à l'ensemble des clients de RTE le trop perçu. Afin de limiter les fluctuations durant la période tarifaire, la correction sur les écarts entre le prévisionnel et le réalisé se fait annuellement dans une fourchette de - 2 % + IPC à + 2 % + IPC.

IPC : Indice des Prix à la Consommation hors tabac

Découvrir le TURPE 6

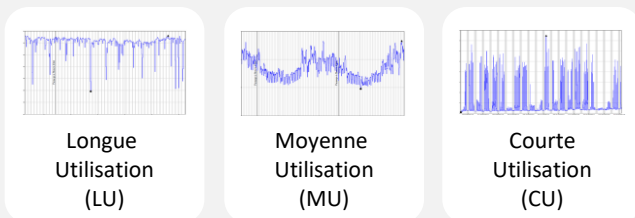
Les principales différences par rapport aux tarifs précédents

Lissage de l'évolution annuelle du niveau tarifaire

Pour TURPE 6, la CRE introduit une évolution du niveau de façon lissée sur toute la période du tarif. L'objectif recherché est d'atténuer l'augmentation tarifaire de la première année de la période. Annuellement, cela représente une augmentation de 0,49%, introduite dans les formules de la réévaluation annuelle du tarif.

3 versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation

Pour les tarifs HTB 1 et HTB 2, les trois « Versions Tarifaires » dites Courte Utilisation (CU), Moyenne Utilisation (MU) et Longue Utilisation (LU) s'appliquent toujours. Les poids respectifs des parts puissance et énergie selon les domaines de tension et les versions tarifaires sont modifiés.



Pour le tarif HTA, les tarifs à pointe fixe et à pointe mobile se déclinent en deux versions tarifaires dites Courte Utilisation (CU) et Longue Utilisation (LU).

Evolution progressive des coefficients de la composante de soutirage

La CRE introduit progressivement en cours de période TURPE 6 des modifications des coefficients à la puissance et à l'énergie de la composante de soutirage.

Cette évolution se fera à chaque 1er août par le biais de grilles de référence d'ores et déjà disponibles dans la délibération pour les années 2022 à 2024. Elles permettent d'identifier les modifications de la structure tarifaire (poids pondéré de la part puissance par rapport à la part énergie selon le domaine de tension et la Version Tarifaire) mais ne sont pas les grilles définitives.

En effet, elles n'intègrent pas les effets de l'indexation annuelle appliquée au 1er août.

Deux dispositions particulières de changement de version tarifaire :

Vous pouvez procéder à un changement de Version Tarifaire sans respecter le délai de 12 mois par rapport au précédent changement dans les 2 cas suivants :

- Une fois à partir de l'entrée en vigueur du TURPE 6
- Une seule fois en cours de tarif entre le 1er août et le 30 novembre d'une des années du TURPE 6.

Pour vos autres changements de Version Tarifaire, les règles en vigueur depuis TURPE 5 s'appliquent : vous pouvez procéder à un changement en cours de mois, applicable dès le lendemain, dès lors que votre précédent changement date de plus de 12 mois.

Coefficient pondérateur de la composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) en HTA :

En TURPE 6, la CRE révisé le coefficient pondérateur de la CMDPS pour le tarif HTA et l'aligne à la valeur du coefficient pondérateur du tarif HTB.

Découvrir le TURPE 6

La règle de facturation des dépassements en énergie réactive reste inchangée à l'interface RPT/RPD

Le ciblage de la zone de facturation en tensions basses (soutirage d'actif et de réactif) reste inchangé. La tarification en tensions hautes (injection de réactif, soutirage ou injection d'actif) s'applique toujours toute l'année. Le pas de facturation est à la maille horaire.

Cette facturation évolue pour les clients consommateurs et producteurs en TURPE 6.

Éléments du tarif, formules et barèmes

Présentation du tarif

En chaque point de connexion ou point de regroupement, le prix annuel d'utilisation du Réseau Public de Transport d'Electricité est la somme de :

Pour tous les clients

- + CG – Composante annuelle de Gestion
- + CC – Composante annuelle de Comptage
- + CACS – Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours
- + CR – Composante de regroupement tarifaire des points de connexion
- + CS – Composante annuelle de Soutirage
 - CMDPS – Composante Mensuelle des Dépassements de Puissance Souscrite
 - CDPP – Composante mensuelle des Dépassements Ponctuels Programmés
- + CER – Composante annuelle de l'Energie Réactive
- + CI – Composante annuelle des Injections

Compléments spécifiques aux Distributeurs

- + CT – Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de Transformation
- CEL – Compensation pour l'Exploitation de Liaisons à la même tension que le réseau amont du point de connexion du RPT
- EGF – Ecrêtements Grand Froid



Montant de la facture annuelle d'utilisation du Réseau Public de Transport d'Electricité*

* Hors taxes et contributions

L'énergie prise en compte pour calculer les différentes composantes (hors CG, CC, et frais fixes CACS) correspond au flux physique mesuré au point de connexion concerné ou à la somme des flux physiques mesurés dans le cas d'un regroupement.

Éléments du tarif, formules et barèmes

Descriptif des composantes du tarif

Les composantes annuelles du tarif d'accès du réseau public de Transport d'Électricité par point de connexion ou par point de regroupement sont décrites ci-dessous.

Les formules et coefficients présentés ci-après sont issus de :

- la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 dans le domaine de tension HTB, parue au Journal Officiel du 23 avril 2021.
- la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1er août 2021 dans les domaines de tension HTA et BT, parue au Journal Officiel du 23 avril 2021.

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 21 janvier 2021 a fixé l'évolution annuelle des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité.

La grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB augmente en moyenne de 1,09 % au 1er août 2021.

La grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT est celle qui est appliquée aux utilisateurs du réseau de distribution d'électricité. Elle augmente en moyenne de 0,91 % au 1er août 2021.

La composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion couvre les coûts de la gestion des dossiers des clients, à savoir l'accueil, la contractualisation, la facturation et le recouvrement. Cette composante est établie par point de connexion d'alimentation principale. Son montant dépend du domaine de tension (HTB ou HTA).

Domaine de tension	a_1 €/an
HTB	9 404,04
HTA	425,64

La composante annuelle des injections (CI)

La composante d'injection couvre les coûts de compensation des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût de compensation des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (Inter TSO Compensation).

Elle est calculée sur la base de l'énergie active injectée sur le réseau.

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	23
HTB 2	23
HTB 1	0
HTA	0

La composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage et, le cas échéant, de location et d'entretien. Elle est établie en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

Dispositif de comptage HTB propriété de RTE

Domaine de tension	Composante annuelle (€/an/dispositif)
HTB	3 095,28

Dispositif de comptage HTB propriété du client

Domaine de tension	Composante annuelle (€/an/dispositif)
HTB	555,72

Dispositif de comptage HTA

Domaine de tension	Composante annuelle (€/an/dispositif)
HTA	312,12

Éléments du tarif, formules et barèmes

La composante annuelle de soutirage (CS) et les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Le tarif en HTB 3 non horosaisonnalisé

Pour le domaine de tension HTB 3, en chacun des points de connexion, la composante de soutirage est calculée en fonction de l'énergie soutirée, à un tarif unique. La notion de dépassement de puissance souscrite n'est pas applicable pour ce domaine de tension.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = c \times E$$

Le facteur applicable c est :

Domaine de tension	c c€/kWh
HTB 3	0,33

Les tarifs en HTB 2, HTB 1 et HTA horosaisonnalisés

L'interclassement des puissances souscrites

Pour chacun de vos points de connexion, vous choisissez une puissance souscrite par plage temporelle et une version tarifaire. Ces souscriptions sont fixées pour 12 mois. Les cinq puissances souscrites doivent être interclassées dans l'ordre ci-contre :

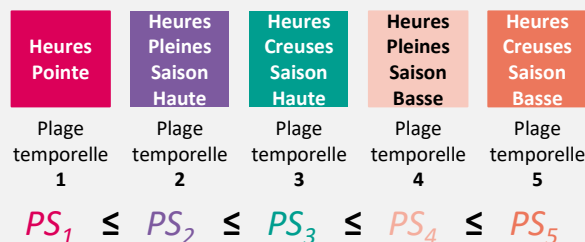
Les versions tarifaires

Pour les domaines HTB 1 et HTB 2, trois versions tarifaires sont proposées en fonction de votre profil d'utilisation du réseau : courte utilisation, moyenne utilisation ou longue utilisation.

Pour le domaine HTA 1, vous disposez de deux options (pointe fixe ou pointe mobile). Pour chaque option, deux versions tarifaires sont proposées en fonction de votre profil d'utilisation du réseau : courte utilisation ou longue utilisation.

Les points de connexion raccordés au domaine de tension HTA 2 sont tarifés au domaine de tension HTB 1.

[Voir le calendrier des plages temporelles](#)



La formule de calcul

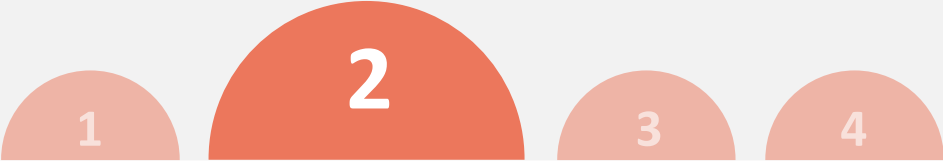
En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie comme suit :

$$CS = \underbrace{b_1 \times PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \times (PS_i - PS_{i-1})}_{\text{Part fixe = Part puissance}} + \underbrace{\sum_{i=1}^5 c_i \times E_i}_{\text{Part Energie}} + \underbrace{\sum_{12 \text{ mois}} \sum_{i=1}^5 0,04 \times b_i \times \sqrt{\sum_j (P_j - PS_i)^2}}_{\text{Dépassements}}$$

Où :

- i désigne la plage temporelle ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée ;
- PS_i est la puissance souscrite de la plage temporelle i ;
- c_i est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée ;

- E_i est l'énergie active soutirée sur l'année pendant la plage temporelle i , exprimée en kWh ;
- P_j est la puissance moyenne 10 minutes en dépassement en kW ;
- j est l'ensemble des points 10 minutes en dépassement pour la plage temporelle i ;
- 0,04 est le coefficient pondérateur de la CMDPS (en HTB et en HTA)



Éléments du tarif, formules et barèmes

La part fixe représente le coût pour le réseau, de la mise à disposition de la puissance souscrite à l'alimentation principale.

La part variable correspond à la somme de la part énergie (l'énergie soutirée sur l'année) et des dépassements de puissance souscrite des 12 mois de l'année (les 12 CMDPS de l'année).

Exemple de calcul de la CS hors dépassements :

Un client HTB 2, en version tarifaire « Longue Utilisation », reçoit sa facture RTE du mois de janvier 2022.

Pour son unique alimentation principale, ce client a souscrit un ensemble de puissances allant de 16 000 à 22 000 kW, dont la distribution respecte le principe d'interclassement.

Le mois de janvier ne faisant pas partie de la saison basse, seules les plages horaires de la saison haute et des heures de pointe sont utilisées pour facturer la part énergie.

Puissances Souscrites

- PS₁ – 16 000 kW
- PS₂ – 16 000 kW
- PS₃ – 18 000 kW
- PS₄ – 22 000 kW
- PS₅ – 22 000 kW

b _i (€/kW/an)	Δ Puissances	
11,92	16 000	= 238 200 €/an
11,44	16 000 - 16 000	
9,40	18 000 - 16 000	= 19 850 €/mois
7,17	22 000 - 18 000	
3,87	22 000 - 22 000	

c _i (c€/kWh)	Energie soutirée	
0,78	1 930 454	= 63 055,40 €
0,61	5 469 132	
0,45	3 252 478	

Total CS_{hors,2022} = 82 905,40 € (Hors dépassements)

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Focus sur la composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

La composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite, ou CMDPS, représente le coût que vous devrez payer si vous sollicitez le réseau au-delà de vos puissances souscrites.

Ces dépassements sont comptabilisés par mois et par plage temporelle.

Pour chaque plage temporelle, le calcul de la facturation des dépassements de puissance souscrite s'effectue par pas de 10 minutes.

En cas de reports de charges, demandés par RTE pour travaux, entre deux alimentations principales ou complémentaires d'un même site de consommation, les dépassements occasionnés pour les clients sont écartés, pendant la période du report de charge.

Ce dispositif ne s'applique pas pour les points de connexion raccordés en HTA.

Sur un même mois, les coefficients bi peuvent être amenés à varier, en raison d'un changement de version tarifaire.

La formule devient alors :

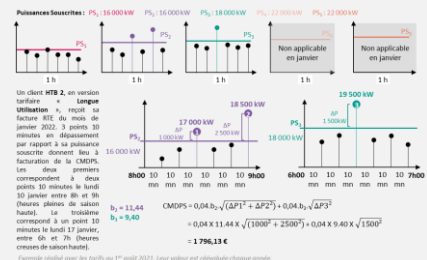
$$CMDPS = \sum_{i=1}^5 0,04 \times \sqrt{b_i^2 \times \sum_j (P_j - PS_i)^2 + b_i'^2 \times \sum_j (P_{j'} - PS_i)^2}$$

Où :

- i désigne la plage temporelle ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée, pour la version tarifaire avant changement ;
- b'_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée, pour la version tarifaire après changement ;
- PS_i est la puissance souscrite de la plage temporelle i ;
- P_j est la puissance moyenne 10 minutes supérieure à la puissance souscrite en kW avant le changement de version tarifaire ;
- j est l'ensemble des points 10 minutes en dépassement constaté pour la plage temporelle i avant le changement de version tarifaire ;

- P_{j'} est la puissance moyenne 10 minutes supérieure à la puissance souscrite en kW après le changement de version tarifaire ;
- j' est l'ensemble des points 10 minutes en dépassement constaté pour la plage temporelle i après le changement de version tarifaire ;

Exemple de calcul de la CMDPS :



Éléments du tarif, formules et barèmes

[Voir le calendrier des plages temporelles](#)

Les coefficients b_i et c_i employés applicables au domaine de tension HTB 2 sont :

Pour la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	1,43	1,37	1,35	1,28	1,05
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	1,29	0,88	0,85	0,67	0,54
Pour la Version Tarifaire Moyenne Utilisation (MU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	4,42	4,24	4,16	3,43	2,42
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	1,09	0,85	0,65	0,51	0,34
Pour la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	11,92	11,44	9,40	7,17	3,87
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	0,78	0,61	0,45	0,31	0,25

Les coefficients b_i et c_i employés applicables au domaine de tension HTB 1 sont :

Pour la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	4,19	3,88	3,77	3,19	2,80
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	2,30	1,88	1,57	1,18	0,85
Pour la Version Tarifaire Moyenne Utilisation (MU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	16,63	16,02	13,59	9,91	5,87
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	1,70	1,39	0,92	0,65	0,44

Éléments du tarif, formules et barèmes

[Voir le calendrier des plages temporelles](#)

HTB 1	Pour la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)					
	Heures de Pointe (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 b_i (€/kW/an)	32,17	30,99	24,86	17,49	9,94	
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	1,24	0,95	0,60	0,41	0,21	

Les coefficients b_i et c_i employés applicables au domaine de tension HTA 1 sont :

HTA 1	Pour le tarif à Pointe Fixe et la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)					
	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 b_i (€/kW/an)	4,88	4,67	4,40	4,26	3,60	
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	3,73	3,20	2,17	1,64	1,01	
HTA 1	Pour le tarif à Pointe Fixe et la Version Tarifaire Longue Utilisation (LU)					
	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 b_i (€/kW/an)	19,36	18,26	13,85	9,71	4,15	
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	2,80	2,11	1,38	0,89	0,77	
HTA 1	Pour le tarif à Pointe Mobile et la Version Tarifaire Courte Utilisation (CU)					
	Heures de Pointe Mobile (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 b_i (€/kW/an)	5,34	4,61	4,40	4,26	3,60	
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	4,78	3,07	2,17	1,64	1,01	
HTA 1	Pour le tarif à Pointe Mobile et la Version Tarifaire Longue Utilisation HTA 1 (LU)					
	Heures de Pointe Mobile (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 b_i (€/kW/an)	21,81	19,93	13,85	9,71	4,15	
Coefficient pondérateur de l'énergie c_i (c€/kWh)	3,21	1,93	1,38	0,89	0,77	

Éléments du tarif, formules et barèmes

La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

Les alimentations complémentaires et les alimentations de secours font l'objet d'une facturation fixe. Celle-ci est établie sur les parties qui vous sont dédiées, en fonction du nombre de cellules ainsi que de la longueur et du type (aérien ou souterrain) des liaisons.

Si l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que celui de l'alimentation principale, et qu'à votre demande, elle est raccordée à un transformateur du réseau public différent de celui utilisé pour l'alimentation principale, elle fait l'objet d'un complément de frais fixes pour réservation de puissance.

Les soutirages réalisés sur un secours au même domaine de tension que celui de l'alimentation principale sont facturés dans le cadre de la composante de soutirage (CS) et des composantes mensuelles de dépassement des puissances souscrites (CMDPS) de l'alimentation principale.

Les soutirages et les dépassements de puissance souscrite réalisés sur l'alimentation de secours sont alors facturés suivant une tarification spécifique.

Il est à noter que, si plusieurs clients sont raccordés sur une même ligne de secours qui alimente exclusivement des alimentations de secours, les frais fixes sont facturés au prorata des puissances souscrites de chaque client connecté sur cette liaison.

Frais fixes pour les alimentations complémentaires et de secours

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	106 930,88	10 135,99
HTB 2	64 488,15	Liaisons aériennes : 6 462,01 Liaisons souterraines : 32 308,87
HTB 1	33 496,46	Liaisons aériennes : 3 834,42 Liaisons souterraines : 7 668,84
HTA	3 355,09	Liaisons aériennes : 915,22 Liaisons souterraines : 1 372,83

Exemple de calcul des frais fixes CACS :

Un client réseau dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
- D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié ;
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client.

Alimentation complémentaire :

- 1 cellule HTB 2 : 64 488,15 €
- 5 km de ligne aérienne à 6 462,01 €/km

Frais Fixes complémentaire : 96 798,20 €

Alimentation de secours :

- Pas de cellule dédiée : 0 €
- 2 km de ligne aérienne à 3 834,42 €/km

Frais Fixes secours : 7 668,84 €

TOTAL Frais Fixes CACS : 104 467,04 €

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Autres frais des alimentations de secours pour réservation de puissance

Domaine de tension	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,55
HTB 1	2,98
HTA	6,55

Éléments du tarif, formules et barèmes

Frais spécifiques des alimentations de secours relevant d'un autre domaine de tension que les alimentations principales

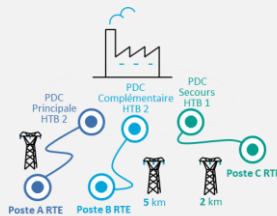
Si les alimentations de secours sont d'un autre domaine de tension que les alimentations principales et sont équipées d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite est calculée selon la formule suivante :

$$CMDPS = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/ kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2 HTB 1	7,41 5,45	0,77 1,31	31,39 23,25
HTB 2	HTB 1 HTA	1,59 8,50	1,31 1,84	6,98 68,21
HTB 1	HTA	2,96	1,84	24,22

Exemple de calcul de soutirage et de dépassement de PS sur une alimentation de secours :

- Un client **HTB 2**, dispose :
- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
 - D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié;
 - D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client et pour laquelle, il souscrit une **PS de 5000 kW**.



Sur le mois de janvier 2022, il **consomme 9 000 kWh** sur son alimentation de secours et **dépasse de 200 kW** sa puissance souscrite sur un point 10 minutes.

Domaine de tension Alimentation Principale	>	Domaine de tension Alimentation de secours
HTB 2		HTB 1
Prime Fixe €/kW/an 1,59		Dépass. PS α c€/kW 6,98
Coût Prime fixe Coût Part Énergie Coût Dépassements de PS TOTAL Soutirages CACS du mois :	Part Énergie c€/kWh 1,31 1,59 x 5 000 = 7 950 €/an = 662,50 €/mois 0,0131 x 9 000 = 117,90 € 0,0698 x 200 = 13,96 € 794,36 €	

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Éléments du tarif, formules et barèmes

La composante de regroupement (CR)

Si, sur votre site, vous disposez de points de connexion au Réseau Public de Transport distincts, à la même tension et équipés de compteurs télérelevables, vous pouvez bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points de connexion.

La composante est calculée annuellement selon la formule suivante :

$$CR = (L_a \times k_a + L_s \times k_s) \times PS_{regroupée}$$

Où :

- $(L_a + L_s)$ est la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du RPT permettant physiquement le regroupement, avec L_a longueur des liaisons aériennes et L_s longueur des liaisons souterraines,
- k_a et k_s les coefficients de regroupement respectivement en aérien et en souterrain,

Excepté en HTB 3, la puissance souscrite regroupée est calculée selon la formule suivante :

$$PS_{regroupée} = PS_1 + \sum_{i=2}^5 \frac{b_i}{b_1} \times (PS_i - PS_{i-1})$$

La composante de regroupement est fonction du jeu de puissances souscrites au point de regroupement, ainsi que de la longueur totale du réseau et du type de liaison (aérienne ou souterraine nécessaires au regroupement des points de connexions. Ce dispositif peut vous permettre d'optimiser votre facture en foisonnant vos différents soutirages.

- $PS_{regroupée}$ est égale à la puissance souscrite regroupée du point de regroupement, sauf dans le cas du domaine HTB 3 où elle est égale à la puissance maximale horaire de soutirage du point de regroupement constatée sur les 12 derniers mois.

Où :

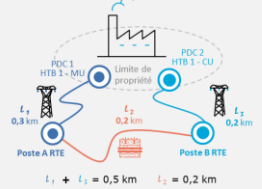
- i désigne la plage temporelle,
- PS_i est la puissance souscrite pour la plage temporelle i ,
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i et par version tarifaire.

Domaine de tension	k (c€/ kW/km/an)
HTB 3	5,81
HTB 2	Liaisons aériennes : 15,12 Liaisons souterraines : 58,12
HTB 1	Liaisons aériennes : 76,73 Liaisons souterraines : 134,86
HTA	Liaisons aériennes : 52 Liaisons souterraines : 76

Éléments du tarif, formules et barèmes

Exemple de calcul de la Composante de Regroupement de 2 points de connexion :

Un client regroupe deux Points de Connexion en HTB 1 : le premier en version tarifaire MU et le second en version tarifaire CU. A partir des points de connexion, la plus petite distance du Réseau Public de Transport pour relier ces deux points vaut 0,7 km, incluant 0,2 km de liaisons souterraines et 0,5 km de liaisons aériennes. Pour le point de regroupement, le cumul des courbes de charge synchrones des PDC 1 et 2 donne une courbe de charge théorique, à partir de laquelle sont déterminés : le jeu de PS optimal et la version tarifaire la plus adéquate.



1. Point de regroupement : HTB 1 Moyenne Utilisation

Jeu de PS optimal (MW) Coefficients β (en %)

HPTE (i=1)	HPSH (i=2)	HCSH (i=3)	HPSB (i=4)	HCSB (i=5)	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
36,5	36,5	36,5	37	37	100	96	82	60	35

Avec $\beta_i = b_i/b_1$

2. Calcul de la PS_{regroupe}

$$PS_{regroupe} = PS_1 + \sum_{i=2}^n \beta_i (PS_i - PS_1)$$

$$= 36\,500 + 0,96 \times 0 + 0,82 \times 0 + 0,60 \times 500 + 0,35 \times 0$$

$$= 36\,800 \text{ kW}$$

3. Composante de regroupement

k HTB 1 L. aériennes L. souterraines

c€/kW/km/an **76,73** **134,86**

CR = 1.k.PS_{regroupe}

$$= [0,2 \times 1.3486] + (0,5 \times 0,7673) \times 36\,800$$

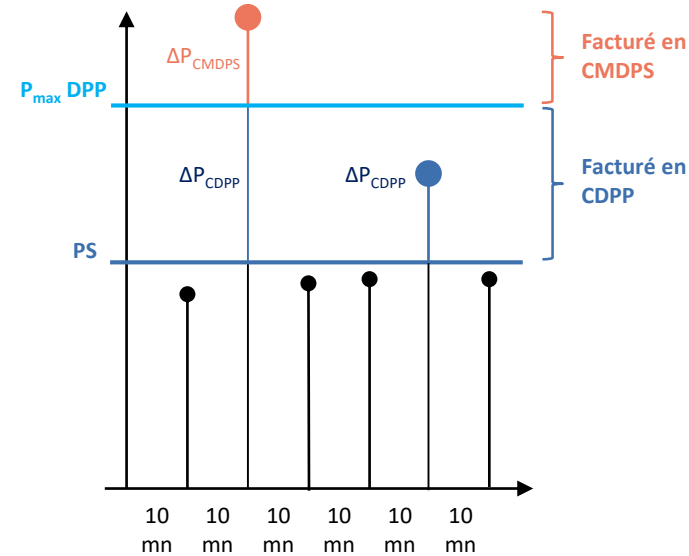
$$= 24\,044,02 \text{ €/an}$$

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Composante des dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour vos points de connexion en HTB 1 et en HTB 2, lorsque vous réalisez des travaux sur vos installations électriques, vous pouvez demander à RTE de bénéficier, dans les formes et délais prévus au Contrat d'Accès au Réseau de Transport, de dépassements ponctuels programmés à n'importe quel moment de l'année. Si la capacité du réseau le permet, votre demande, accompagnée des éléments justifiant les travaux à réaliser sur vos installations électriques, est acceptée par RTE.

Votre demande doit comporter une puissance maximale demandée, applicable pour toutes les plages temporelles de la période souhaitée.



Pendant cette période, les dépassements de puissance souscrite réalisés en deçà de la puissance maximale de dépassements ponctuels programmés accordée sont facturés à un tarif spécifique.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation correspondant à la période des travaux et d'au plus 14 jours non fractionnables. Elle ne s'applique ni à une alimentation de secours, ni aux points de connexion aux domaines HTB 3 et HTA, et n'est pas non plus applicable pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2.

La composante est calculée selon la formule :

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

Où :

- i désigne la plage temporelle ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i selon le domaine de tension et la version tarifaire considérée.

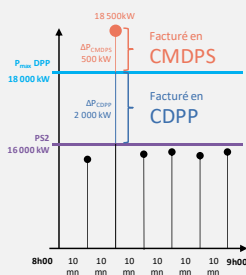
Domaine de tension	α
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

Exemple de calcul de CDPP :

Un client HTB 2, en version tarifaire « Longue Utilisation », bénéficie du tarif spécifique de dépassement ponctuel sur 3 jours de novembre.

En heures pleines de saison haute, pour lesquelles la puissance souscrite du client vaut 16 000 kW, la puissance maximale pour travaux demandée dans le cadre de la DPP est 18 000 kW.

Durant ces 3 jours, il dépasse sa puissance souscrite sur 1 point 10 minutes en soutirant 18 500 kW.



Coefficient pondérateur b_2	Coefficient α HTB 2
11,44	0,000143

Facturation CDDP du dépassement

$$CDPP = 0,000143 \times 11,44 \times 2000 = 3,27 \text{ €}$$

Facturation CMDPS du dépassement

$$CMDPS = 0,04 \cdot b_2 \cdot \sqrt{\Delta P_{CMDPS}^2}$$

$$= 0,04 \times 11,44 \times \sqrt{500^2}$$

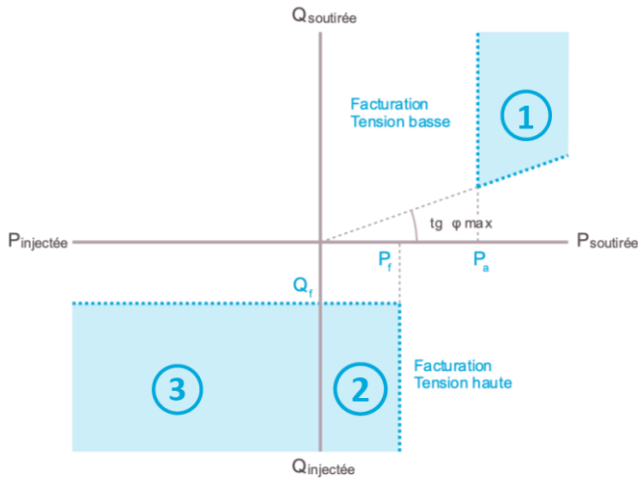
$$= 228,80 \text{ €}$$

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Éléments du tarif, formules et barèmes

La composante annuelle de l'énergie réactive (CER) en HTB

Il existe trois zones de facturation de l'énergie réactive, suivant les flux considérés et les seuils applicables.



En tension basse :

D'avril à octobre inclus, l'énergie réactive soutirée n'est pas facturée.

Zone 1 : Si, de novembre à mars inclus, la quantité d'énergie réactive soutirée de 6h à 22h, du lundi au samedi, est supérieure au rapport $\tan \varphi_{\max}$ contractuel et que la puissance active est supérieure à un seuil P_a , l'excédent d'énergie réactive soutirée vous est facturé et au pas horaire.

En tension haute :

Zone 2 : Si vous soutirez de l'énergie active et que vous injectez de l'énergie réactive, l'énergie réactive est facturée lorsque la puissance réactive injectée est supérieure à un seuil Q_f et que la puissance active est inférieure à un seuil P_f . Cette facturation a lieu toute l'année sans distinction temporelle et au pas horaire.

Zone 3 : Si vous injectez de l'énergie active et de l'énergie réactive, l'énergie réactive est facturée lorsque la puissance réactive injectée est supérieure à un seuil Q_f . Cette facturation a lieu toute l'année sans distinction temporelle et au pas horaire.

Les seuils de facturation (définis dans la Documentation Technique de Référence de RTE) :

- $P_f = 40\% * P_{S_{\max}}$ et $P_a = 70\% * P_{S_{\max}}$

$P_{S_{\max}}$ correspond à la plus grande des puissances souscrites pondérées mensuelles observées pour l'année N-1.

En HTB3, $P_{S_{\max}}$ correspond au maximum de puissance active soutirée en point horaire observé sur l'année N-1.

- $Q_f = -25\% * P_{dim}$

P_{dim} correspond à la plus grande des valeurs entre $P_{S_{\max}}$ et la valeur absolue de la puissance active maximale injectée en point horaire observée l'année N-1.

De novembre à mars inclus			
Tensions basses Soutirage actif et soutirage réactif	Facturation	Du lundi au samedi	6h à 22h
	Hors facturation	Du lundi au samedi	22h à 6h
		Dimanche	0h à 24h
Toute l'année			
Tensions hautes Soutirage actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h
Tensions hautes Injection actif et injection réactif	Facturation	Tous les jours	0h à 24h

Éléments du tarif, formules et barèmes

La composante d'énergie réactive **soutirée** est facturée lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- la tangente φ max contractualisée est dépassée, **et**
- vos flux de soutirage d'énergie active sont supérieurs à un seuil P_a .

La composante d'énergie réactive **injectée** est facturée lorsque :

- vous injectez de l'énergie active et l'énergie réactive injectée est supérieure à un seuil Q_f , **ou**
- vos flux de soutirage d'énergie active sont inférieurs à un seuil P_f et l'énergie réactive injectée est supérieure à un seuil Q_f .

Les dépassements unitaires de chaque zone de facturation sont facturés au pas horaire selon le barème ci-dessous :

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Energie réactive soutirée (Zone 1)	3,05
Energie réactive injectée (Zones 2 et 3)	0,53

Exemples de calcul de la Composante de l'énergie réactive :

Un client soutire de l'énergie active et injecte de l'énergie réactive ou injecte de l'énergie active et soutire de l'énergie réactive.
Pour tous les points horaires, tous les jours, entre 0h et 24h, situés dans la zone de facturation tension haute délimitée par P_f et Q_f , le dépassement unitaire sera calculé ainsi :

Seuils en tension haute :
 $P_{max} = 15000 \text{ kW}$, $Q_f = 25\% P_{max} = 3750 \text{ kVar.h}$
 $P_{min} = 15000 \text{ kW}$, $P_f = 40\% P_{max} = 6000 \text{ kW}$
 $Q_s = 15000 \text{ kW}$, $Q_s = 40\% P_{max} = 6000 \text{ kW}$

Quantité de dépassement :
 Point en dépassement : d_1
 $d_1 = 1 - 15000 / P_f = 1 - 15000 / 6000 = -250\%$
 $d_1 = 15000 \text{ kVar.h}$

Composante de l'énergie réactive en tension haute :
 $CER = (d_1) \times \text{Coût unitaire} = 15000 \times 3,05 = 45750 \text{ €}$

Un client soutire de l'énergie active et de l'énergie active entre novembre et mars.
Pour tous les points horaires du lundi au samedi, entre 0h et 22h, situés dans la zone de facturation tension basse délimitée par P_f et Q_f , le dépassement unitaire sera calculé ainsi :

Seuils en tension basse :
 P_f contractuelle = $d_1,25$
 $Q_s = 15000 \text{ kVar.h}$, $P_f = 16000 \text{ kW}$
 $d_1 = 15000 - 16000 \times 0,25$
 $d_1 = 9500 \text{ kVar.h}$

Quantité de dépassement :
 Premier point en dépassement : d_1
 $d_1 = 15000 \text{ kVar.h}$, $P_f = 16000 \text{ kW}$
 $d_1 = 15000 - 16000 \times 0,25$
 $d_1 = 9500 \text{ kVar.h}$

Second point en dépassement : d_2
 $Q_s = 16000 \text{ kVar.h}$, $P_f = 16750 \text{ kW}$
 $d_2 = 16000 - 16750 \times 0,25$
 $d_2 = 11812,5 \text{ kVar.h}$

Composante de l'énergie réactive en tension basse :
 $CER = (d_1) \times \text{Coût unitaire} = 9500 \times 3,05 = 28975 \text{ €}$
 $CER = (d_2) \times \text{Coût unitaire} = 11812,5 \times 0,53 = 6260,6 \text{ €}$

La composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Si vous exploitez, en aval de votre point de connexion, une liaison au même domaine de tension que celle en aval du transformateur RTE auquel vous êtes relié directement, vous pouvez bénéficier du tarif à la tension amont moyennant le paiement de la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, en fonction du jeu de puissances souscrites.

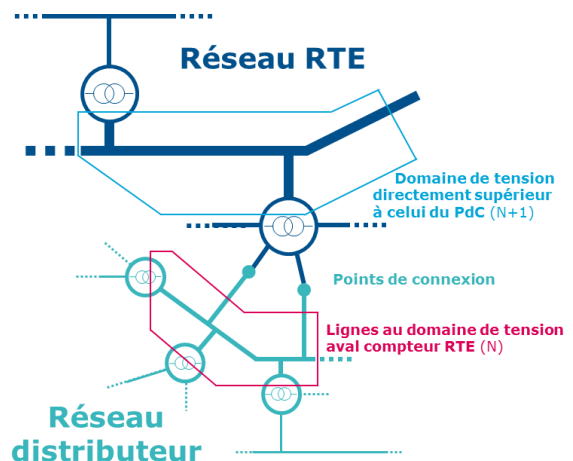
La composante est calculée selon la formule suivante :

$$CT_{N/N+1} = k \times P_{souscrite}$$

$$\text{où : } P_{souscrite} = PS_1 + \sum_{i=2}^5 \frac{b_i}{b_1} \times (PS_i - PS_{i-1})$$

Où :

- i désigne la Plage Temporelle ;
- PS_i est la Puissance Souscrite pour la plage temporelle i ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par plage temporelle i et par Version Tarifaire.



Éléments du tarif, formules et barèmes

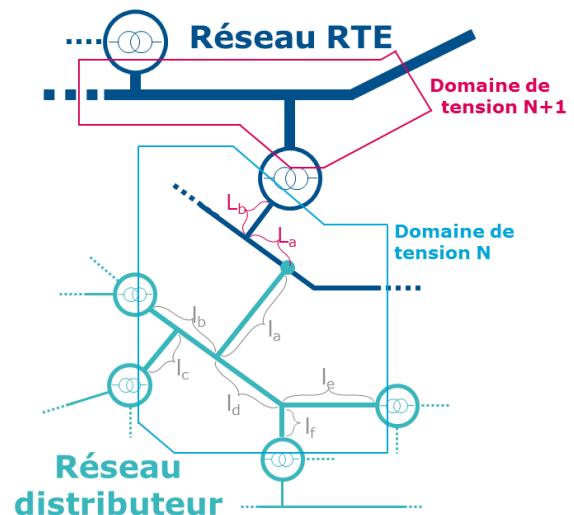
Le coefficient k employé est :

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	1,82
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,91
HTA 1	HTB 1	6,91

La compensation pour exploitation de liaisons à la même tension qu'au point de connexion du Réseau Public de Transport (CEL)

Si vous exploitez des liaisons à la même tension que celle de votre point de connexion au Réseau Public de Transport, vous bénéficiez de cette compensation. Celle-ci prend en compte deux longueurs spécifiques :

- la somme des longueurs des liaisons dont vous êtes le propriétaire sur le domaine de tension N de votre point de connexion,
- la somme des longueurs des liaisons dont RTE est le propriétaire au même domaine de tension N, nécessaires pour relier votre point de connexion au transformateur RTE permettant de garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation.



La composante annuelle des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante :

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} \times CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} \times (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

Où :

- l_1 est la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le distributeur ;
- l_2 est la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par RTE, qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) RTE pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence de RTE ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension N+1 et N.

Éléments du tarif, formules et barèmes

Les écrêtements grand froid (EGF)

Lors d'une période de froid rigoureux, vous pouvez bénéficier d'une réduction du coût de vos dépassements de puissance souscrite.

Ces dispositions s'appliquent uniquement pour les heures de froid rigoureux et les 24 heures suivant chacune de ces périodes.

Une période de froid rigoureux correspond à la durée, en heures, où la température minimale constatée au point de connexion est inférieure à la température minimale locale de référence pour ce point de connexion.

En période de froid rigoureux, les dépassements de puissance souscrite survenus sur le poste source concerné sont écrêtés : leur part dans la CMDPS est multipliée par un coefficient k.

Le coefficient k est égal à 1 lorsque la température minimale constatée au point de connexion est supérieure ou égale à la température minimale de référence. En revanche, lorsque la température minimale constatée devient inférieure à la température minimale de référence, k décroît (éventuellement jusqu'à 0).

Les modalités de calcul du coefficient k sont précisées dans le CART Distributeurs.

Un écrêtement des dépassements de puissance souscrite déclenché par une période de froid rigoureux :

L'écrêtement intervient quand :

$T^{\circ} \text{ min constatée} < T^{\circ} \text{ min référence}$

Avec T° min constatée et T° min référence mesurées :

T° min de référence du PdC

Station météorologique locale

Poste source client

T° min constatée au PdC

Ecrêtement Grand Froid = k x Dépassement(s) facturable(s)

$0 \leq k < 1$

T° min constatée < T° min référence

$k = 1$

T° min constatée ≥ T° min référence

Un écrêtement prolongé sur les 24 heures consécutives aux périodes de froid rigoureux :

Jour 1												Jour 2											
10	12	14	16	18	20	22	00	02	04	06	08	10	12	14	16	18	20	22	00				
Heures de froid ▶ 4h												▶ 4h < < 4h											
Période d'écrêtement ▶ 4h												▶ +24h											

Les modalités de facturation

Les modalités de facturation

La facturation du soutirage en HTB 3 non horosaisonnalisé

Sur le domaine HTB 3, cette composante se calcule uniquement à partir de l'énergie E soutirée durant le mois M , suivant la formule :

$$CS = c \times E$$

Son montant mensuel pour le mois M est facturé au début du mois $M + 1$ (terme échu).

La facturation du soutirage en HTB 2, HTB 1 et HTA 1 horosaisonnalisés

Pour les domaines de tension horosaisonnalisés, le montant annuel de la composante de soutirage est construit selon la formule :

$$CS = \text{Part fixe} + \text{Part variable}$$

Avec :

$$\text{Part fixe} = b_1 \times PS_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \times (PS_i - PS_{i-1})$$

Et :

$$\text{Part variable} = \sum_{i=1}^5 c_i \times E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

Où :

- i désigne la Plage Temporelle ;
- b_i est le coefficient pondérateur de la puissance défini par Plage Temporelle i et par Version Tarifaire ;
- PS_i est la Puissance Souscrite pour la Plage Temporelle i ;
- c_i est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la Plage Temporelle i et la Version Tarifaire considérée ;
- E_i est l'énergie active soutirée sur l'année pendant la Plage Temporelle i , exprimée en kWh.

Il convient de noter qu'en cas de changement(s) de puissances souscrites et/ou de version tarifaire durant l'année :

- La part fixe annuelle correspond au prorata temporis au pas journalier des parts fixes annuelles correspondant à chaque configuration unique de jeu de puissances souscrites et de version tarifaire ;
- La CMDPS mensuelle distingue les dépassements associés à chaque version tarifaire en vigueur sur le mois concerné.

Facturation de la part fixe

Le montant mensuel de la part fixe pour le mois M est facturé au début du mois M (terme à échoir). Il correspond au 12ème de la part fixe annuelle.

Facturation de la part variable

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M , hors part fixe, est facturé au début du mois $M+1$ (terme échu).

Conditions de paiement

Vous pouvez régler votre facture par chèque, virement ou prélèvement.

RTE vous propose le service gratuit de facturation par voie électronique.

Annexes

Définitions

Alimentation Principale

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et permettant d'assurer la mise à disposition de la puissance de soutirage que l'Utilisateur a souscrite et/ou de la puissance maximale d'Injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur.

Alimentation Complémentaire

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie, établis au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et non nécessaires à l'alimentation du Site. Les Alimentations d'un Utilisateur qui ne sont ni des Alimentations Principales, ni des Alimentations de Secours sont les Alimentations Complémentaires de cet Utilisateur.

Alimentation de Secours

Ensemble d'ouvrages de raccordement maintenu sous tension, mais n'étant utilisé pour le transfert d'énergie entre le Réseau Public de Transport ou de Distribution et les installations d'un ou plusieurs Utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs Alimentations Principales et Complémentaires.

Domaine de Tension

Les Domaines de Tension des Réseaux Publics de Transport et de Distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous.

Les tarifs applicables aux Utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1.

Tension de connexion (U_n)	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Energie active

Intégrale de la puissance active P pendant une période de temps déterminée.

Energie réactive

Intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée.

Période de Souscription

Durée de validité d'une souscription de Puissance Souscrite. Celle-ci est normalement de 12 mois mais peut être de durée inférieure, notamment en cas de modification de Puissance Souscrite. A chaque modification de Puissance Souscrite la Période de Souscription est reconduite pour 12 mois. A défaut de modification d'une Puissance Souscrite celle-ci est tacitement reconduite pour une nouvelle Période de Souscription.

Plage Temporelle

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

Point de Comptage

Point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage des flux d'énergie.

Annexes

Point de connexion :

Le (ou les) Point(s) de Connexion d'un Utilisateur au réseau public d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'Utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Puissance(s) souscrite(s) :

Puissance(s) que le Client détermine au Point de Connexion, en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT. La puissance appelée en excédent de la Puissance Souscrite correspond à un dépassement. Le terme HTA désigne le domaine de tension HTA1. Le domaine HTA2 est clairement mentionné

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité :

Les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public de Transport et des Réseaux Publics de Distribution d'Electricité (TURPE) applicables aux utilisateurs. Ces tarifs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Version Tarifaire :

Pour les tarifs HTB 2 et HTB 1 horosaisonnalisés, il existe 3 versions tarifaires :

- courte utilisation (CU),
- moyenne utilisation (MU),
- longue utilisation (LU).

Pour le tarif HTA 1 horosaisonné, il existe 2 versions tarifaires :

- courte utilisation (CU),
- longue utilisation (LU).

L'horosaisonnalité des tarifs HTA :

Pour le domaine de tension HTA, l'horosaisonnalité est alignée, depuis TURPE 5, avec l'horosaisonnalité HTB avec des grilles tarifaires composées de cinq plages temporelles.

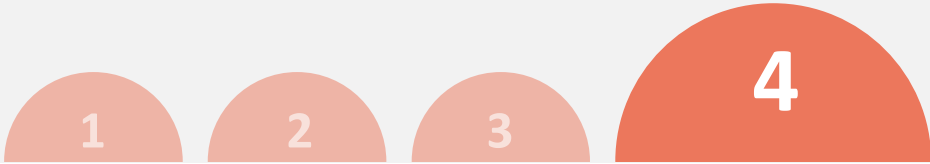
Il comporte deux options tarifaires.

Pour le tarif à pointe fixe, les heures de pointe du calendrier horosaisonné sont alignées avec celles du calendrier du tarif HTB. Pour le tarif à pointe mobile (depuis TURPE 5), les heures de pointe correspondent à celles des jours « PP1 » du mécanisme de capacité.



La période de pointe PP1

La période PP1 constitue la période de référence pour l'établissement de l'obligation de chaque acteur obligé dans le cadre du mécanisme de capacité. Elle est constituée de 10 heures par jour sur les plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[des jours signalés par RTE. Les jours signalés ne sont pas fixés avant l'hiver. Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de novembre à mars diminués de la période correspondant aux vacances scolaires de Noël. Le signalement des jours PP1 est transmis en J-1 à 9h30. Il est fondé sur un critère de consommation. Le nombre de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15 par année de livraison.



Annexes

Les plages temporelles en HTB 2, HTB 1 et HTA 1

La saison haute inclut les mois de novembre à mars, la saison basse inclut les mois d’avril à octobre.

- Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9h et 11h et entre 18h et 20h.
- Les heures pleines sont fixées entre 7h et 23h les jours ouvrés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies.
- Les heures creuses sont fixées entre 23h et 7h les jours ouvrés, ainsi que les samedis, dimanches et jours fériés.

Pour le tarif HTA à pointe mobile, les heures de pointe mobile sont les heures de la période PP1 du mécanisme de capacité (10 à 15 jours par an, de 7h à 15h et de 18h à 20h).

Pour le tarif HTA à pointe fixe, les heures de pointe sont les mêmes que pour les tarifs HTB 1 et HTB 2.

Saison haute						Saison basse				Saison haute			
Janvier		Février		Mars		Avril à Octobre				Novembre		Décembre	
7h	9h	7h	9h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	9h		
9h	11h	9h	11h							9h	11h		
11h	18h	11h	18h							11h	18h		
18h	20h	18h	20h							18h	20h		
20h	23h	20h	23h							20h	23h		
23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h	23h	7h		
Samedis, dimanches et jours fériés													
0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h	0h	24h		

Heures Pointe	Heures Pleines Saison Haute	Heures Creuses Saison Haute	Heures Pleines Saison Basse	Heures Creuses Saison Basse
9h/11h – 18h/20h	7h/9h – 11h/18h – 20h/23h	23h/7h	7h/23h	23h/7h

3 versions tarifaires correspondant à 3 profils de consommation

Il existe trois versions tarifaires dites Courte Utilisation (CU), Moyenne Utilisation (MU) et Longue Utilisation (LU) (CU et LU uniquement en HTA).

Pour les domaines HTB 1, HTB 2, HTA 1 et HTA 2, elles s'appliquent par Point de Connexion ou Point de Regroupement, et sont souscrites pour une période minimum de 12 mois. Au-delà de cette durée, un client peut modifier sa version tarifaire n'importe quel jour du mois et sans délai de prévenance. La nouvelle version entre alors en vigueur dès le lendemain de la date de demande, pour une nouvelle durée de 12 mois minimum. En cas de regroupement tarifaire, une seule version tarifaire s'applique.

En revanche, ces versions tarifaires ne s'appliquent pas :

- Aux points de connexion au domaine de tension HTB 3 ;
- Aux points de connexion dédiés à une alimentation de secours à un domaine de tension inférieur à celui de l'alimentation principale.

Pour le client, la version tarifaire optimale tend à refléter le rapport entre l'Energie consommée sur 1 an et la Puissance maximum appelée sur cette même période :

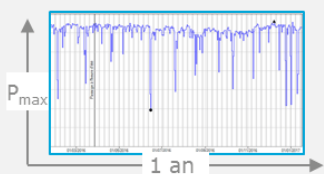
$$\frac{\text{Energie}_{12 \text{ mois}}}{P_{\text{max}}_{\text{soutirée}}}$$

Donné à titre indicatif uniquement, ce ratio permet d'aider le client dans son libre choix de version tarifaire.

Cependant, il n'existe pas de valeur seuil du rapport Energie sur Puissance permettant d'attribuer à coup sûr une version tarifaire à un profil de consommation. La détermination de la meilleure version tarifaire, pour un profil de consommation donné, doit donc se faire au cas par cas.

Elle passe nécessairement par la réalisation de simulations, sur la base de la courbe de charge du client, et l'optimisation simultanée de la version tarifaire et du jeu de puissances souscrites.

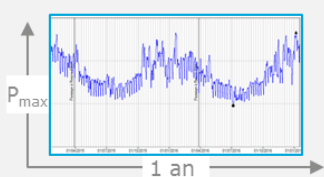
L'évolution de structure progressive en cours de tarif TURPE 6 entraîne, chaque année, une évolution à la baisse des seuils des durées d'utilisation indicatives moyennes par version tarifaire.



Elevé

Longue Utilisation

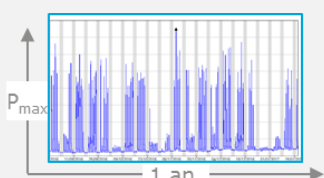
Typique des consommateurs à process continu (profil en bande)



Moyen

Moyenne Utilisation

Typique des distributeurs (sans production EnR)



Faible

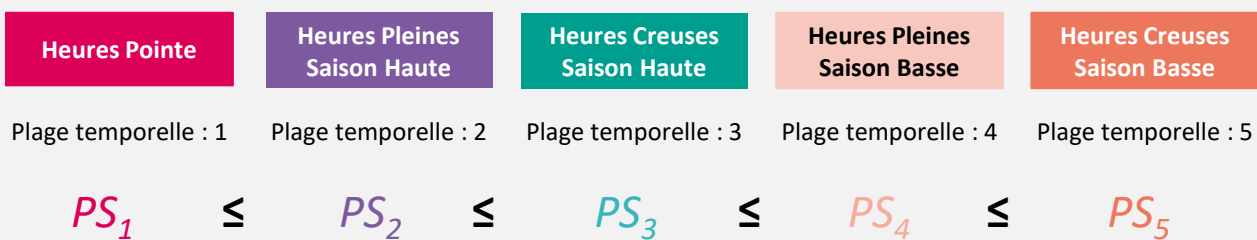
Courte Utilisation

Typique des consommateurs à process discontinus

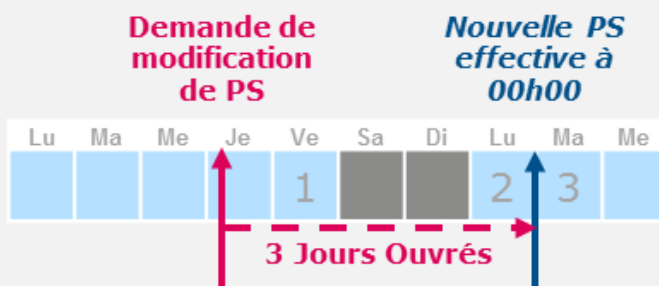
Annexes

Gérer vos puissances souscrites

La puissance souscrite est fixée pour 12 mois. Cependant, durant cette période, une modification à la hausse ou à la baisse peut être effectuée dans les termes prévus par le contrat. En tarif horosaisonnalisé HTB 2, HTB 1 et HTA, chaque puissance souscrite (PS) sur chaque plage temporelle est modifiée indépendamment des autres, dans le respect de la règle suivante :



Vous pouvez modifier votre puissance souscrite plusieurs fois pendant un même mois de facturation, dans la limite d'une fois par jour. La modification prend effet à la date que vous avez indiquée lors de votre demande, qui est obligatoirement au plus tôt 3 jours ouvrés après votre demande.



Lorsqu'un renforcement du réseau est nécessaire, elle s'applique le premier jour du mois suivant la date d'achèvement des travaux de renforcement.

Les principes de modification des puissances souscrites sont les suivants :

- Vous pouvez procéder librement à une suite de réductions successives si vous n'avez pas augmenté votre puissance souscrite au cours des 12 derniers mois glissants ;
- Vous pouvez augmenter à tout moment votre puissance souscrite si la capacité du réseau le permet. Cependant, si vous avez procédé à une réduction de puissance au cours des 12 derniers mois glissants, une régularisation financière vous sera demandée.

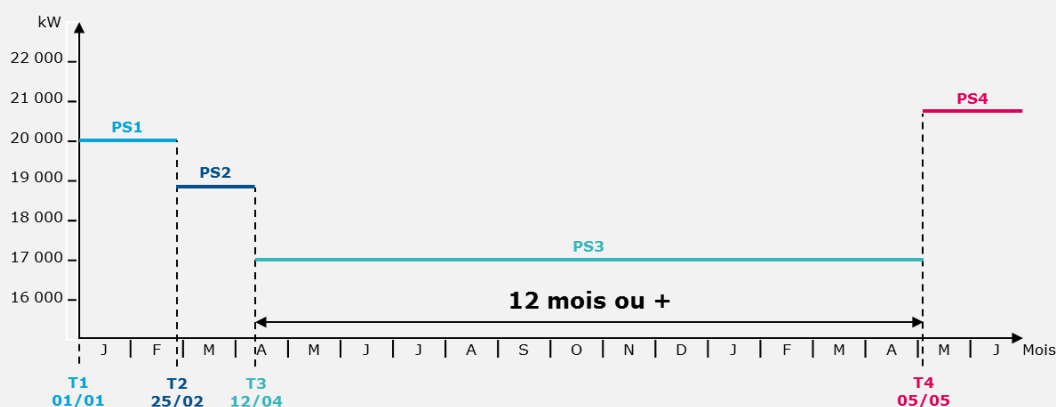
Annexes

Trois cas d'augmentation après une réduction de PS

Pour les tarifs horosaisonnalisés, les cas suivants s'appliquent indépendamment pour chaque plage temporelle.

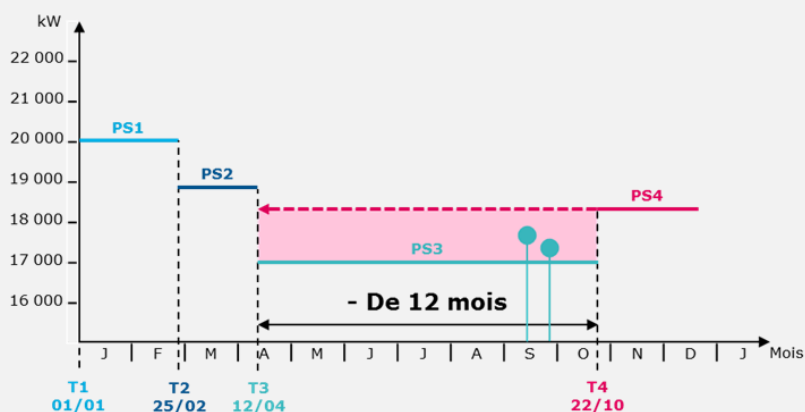
Cas 1 : La nouvelle PS (PS4) est supérieure à la PS (PS3) restée inchangée depuis 12 mois

- Au cours des 12 derniers mois glissants la PS (PS3) est restée inchangée.
- La PS (PS4) s'applique à la date d'effet de la demande T4.



Cas 2 : La nouvelle PS (PS4) est inférieure à la PS avant la dernière baisse (PS2) réalisée moins de 12 mois auparavant

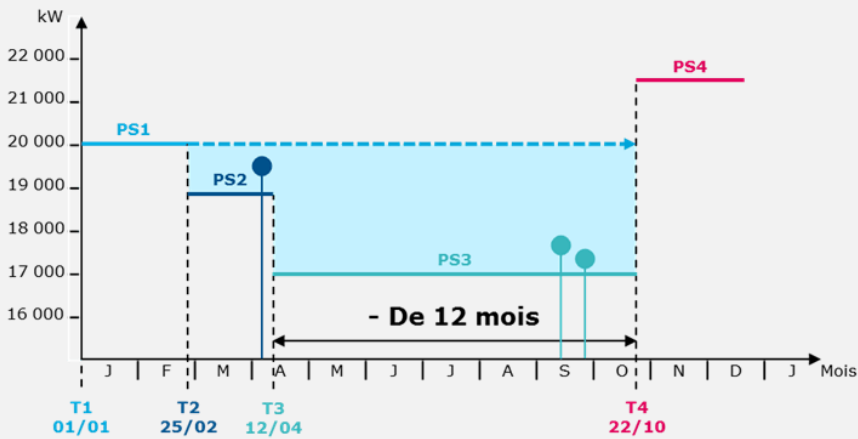
- PS4 s'applique à la date d'effet de la dernière baisse intervenue dans les 12 derniers mois qui a conduit à une puissance inférieure ou égale à la nouvelle puissance souscrite en T3.
- La régularisation de la part fixe de la CS vous est demandée pour le différentiel entre PS3 et PS4, pour toute la période comprise entre T3 et T4.
- Les dépassements de PS (PS3) intervenus entre T3 et T4 restent acquis à RTE.
- La période de souscription de PS4 débute en T4.



Annexes

Cas 3 : La nouvelle PS (PS4) est supérieure à la PS avant la première baisse (PS1) réalisée moins de 12 mois auparavant

- PS4 s'applique à la date d'effet de la demande T4.
- Les réductions de PS (PS2 et PS3) sont annulées.
- La régularisation de la part fixe de la CS vous est demandée pour le différentiel entre PS1 et PS2 puis PS3, pour toute la période comprise entre T2 et T4.
- Les dépassements de PS (PS2 et PS3) intervenus entre T2 et T4 restent acquis à RTE.
- La période de souscription de PS4 débute en T4.



Annexes

Exemples de calculs de certaines composantes tarifaires

Exemple de calcul de la CS hors dépassements

Un client HTB 2, en version tarifaire « Longue Utilisation », reçoit sa facture RTE du mois de janvier 2022.

Pour son unique alimentation principale, ce client a souscrit un ensemble de puissances allant de 16 000 à 22 000 kW, dont la distribution respecte le principe d'interclassement.

Le mois de janvier ne faisant pas partie de la saison basse, seules les plages horaires de la saison haute et des heures de pointe sont utilisées pour facturer la part énergie.

Puissances Souscrites

- PS₁ – 16 000 kW
- PS₂ – 16 000 kW
- PS₃ – 18 000 kW
- PS₄ – 22 000 kW
- PS₅ – 22 000 kW

Part Fixe =

b _i (€/kW/an)
11,92
11,44
9,40
7,17
3,87

Δ Puissances
16 000
16 000 - 16 000
18 000 - 16 000
22 000 - 18 000
22 000 - 22 000

= 238 200 €/an
= 19 850 €/mois

Energie soutirée (janvier 2022)

- E1 – 1 930 454 kWh
- E2 – 5 469 132 kWh
- E3 – 3 252 478 kWh
- E4 – 0 kWh
- E5 – 0 kWh

Part Energie =

c _i (c€/kWh)
0,78
0,61
0,45

Energie soutirée
1 930 454
5 469 132
3 252 478

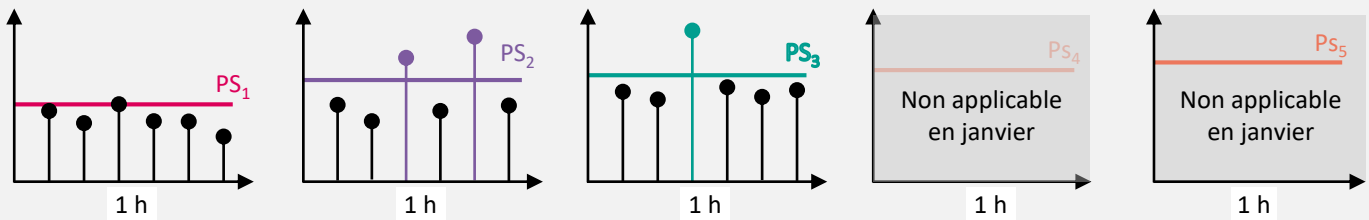
= 63 055,40 €

Total CS_{janv.2022} = 82 905,40 € (Hors dépassements)

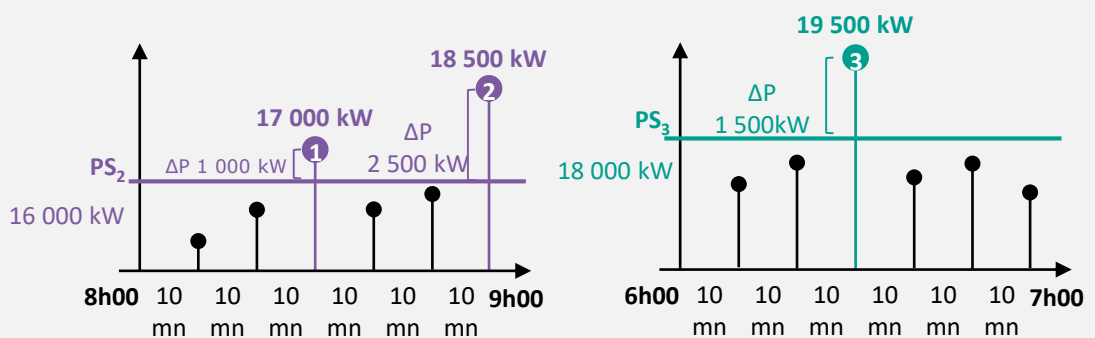
Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Exemple de calcul de la CMDPS

Puissances Souscrites : PS₁ : 16 000 kW PS₂ : 16 000 kW PS₃ : 18 000 kW PS₄ : 22 000 kW PS₅ : 22 000 kW



Un client HTB 2, en version tarifaire « Longue Utilisation », reçoit sa facture RTE du mois de janvier 2022. 3 points 10 minutes en dépassement par rapport à sa puissance souscrite donnent lieu à facturation de la CMDPS. Les deux premiers correspondent à deux points 10 minutes le lundi 10 janvier entre 8h et 9h (heures pleines de saison haute). Le troisième correspond à un point 10 minutes le lundi 17 janvier, entre 6h et 7h (heures creuses de saison haute).



b₂ = 11,44
b₃ = 9,40

$$\begin{aligned}
 \text{CMDPS} &= 0,04 \cdot b_2 \cdot \sqrt{(\Delta P1^2 + \Delta P2^2)} + 0,04 \cdot b_3 \cdot \sqrt{\Delta P3^2} \\
 &= 0,04 \times 11,44 \times \sqrt{(1000^2 + 2500^2)} + 0,04 \times 9,40 \times \sqrt{1500^2} \\
 &= 1\,796,13 \text{ €}
 \end{aligned}$$

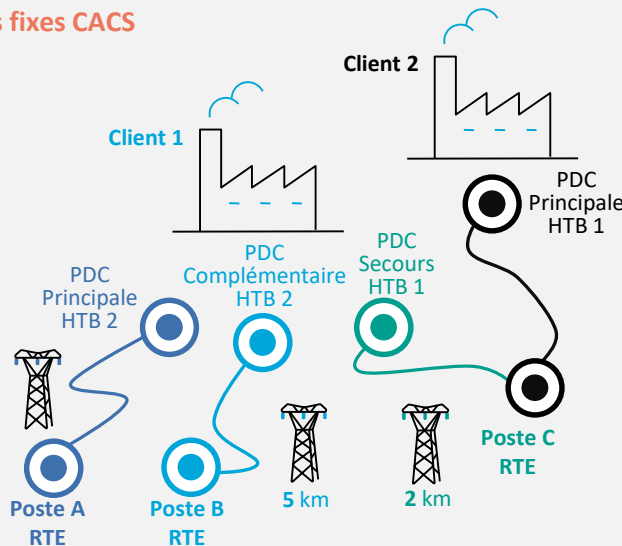
Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Annexes

Exemple de calcul des frais fixes CACS

Un client réseau dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
- D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié;
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client.



Alimentation complémentaire :

1 cellule HTB 2	64 488,15 €
5 km de ligne aérienne	+ 32 310,05 €
à 6 462,01 €/km	

Frais Fixes complémentaire: 96 798,20 €

Alimentation de secours :

Pas de cellule dédiée	0 €
2 km de ligne aérienne	+ 7 668,84 €
à 3 834,42 €/km	

Frais Fixes secours : 7 668,84 €

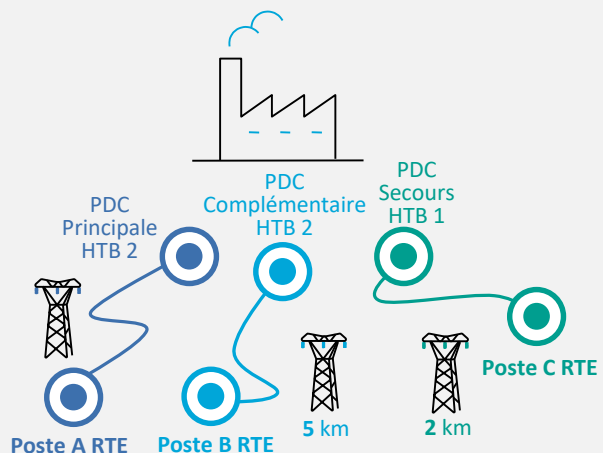
TOTAL Frais Fixes CACS : 104 467,04 €

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Exemple de calcul de soutirage et de dépassement de PS sur une alimentation de secours

Un client HTB 2, dispose :

- D'une alimentation principale en HTB 2, reliée en aérien à un premier poste RTE ;
- D'une alimentation complémentaire en HTB 2, reliée en aérien à un second poste RTE dédié;
- D'une alimentation de secours en HTB 1, reliée à un troisième poste RTE, partagé avec l'alimentation principale d'un autre client et pour laquelle, il souscrit une PS de 5000 kW.



Sur le mois de janvier 2022, il consomme 9 000 kWh sur son alimentation de secours et dépasse de 200 kW sa puissance souscrite sur un point 10 minutes.

Domaine de tension Alimentation Principale

Domaine de tension Alimentation de secours

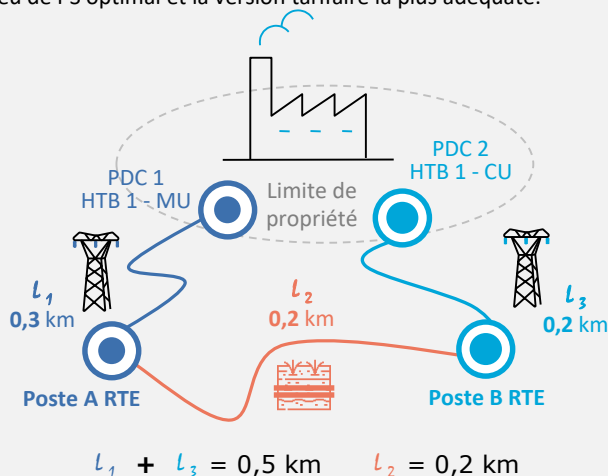
HTB 2	HTB 1
Prime Fixe €/kW/an 1,59	Part Energie c€/kWh 1,31
	Dépass. PS α c€/kW 6,98
Coût Prime fixe	1,59 x 5 000 = 7 950 €/an = 662,50 €/mois
Coût Part Energie	0,0131 x 9 000 = 117,90 €
Coût Dépassements de PS	0,0698 x 200 = 13,96 €
TOTAL Soutirages CACS du mois :	794,36 €

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Annexes

Exemple de calcul de la Composante de Regroupement de 2 points de connexion

Un client regroupe deux Points de Connexion en **HTB 1** : le premier en version tarifaire MU et le second en version tarifaire CU. A partir des points de connexion, la plus petite distance du Réseau Public de Transport pour relier ces deux points vaut **0,7 km**, incluant 0,2 km de liaisons souterraines et 0,5 km de liaisons aériennes. Pour le point de regroupement, le cumul des courbes de charge synchrones des PDC 1 et 2 donne une **courbe de charge théorique**, à partir de laquelle sont déterminés : le jeu de PS optimal et la version tarifaire la plus adéquate.



1. Point de regroupement : HTB 1 Moyenne Utilisation

Jeu de PS optimal (MW)					Coefficients β (en %)				
HPTE (i=1)	HPSH (i=2)	HCSH (i=3)	HPSB (i=4)	HCSB (i=5)	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5
36,5	36,5	36,5	37	37	100	96	82	60	35

Avec $\beta_i = b_i/b_1$

2. Calcul de la PS_{regroupée}

$$PS_{regroupée} = PS_1 + \sum_{i=2}^{n+5} \beta_i \cdot (PS_i - PS_{i-1})$$

$$= 36\,500 + 0,96 \times 0 + 0,82 \times 0 + 0,60 \times 500 + 0,35 \times 0$$

$$= 36\,800 \text{ kW}$$

3. Composante de regroupement

k HTB 1 c€/kW/km/an	L. aériennes	L. souterraines
	76,73	134,86

$$CR = l.k.PS_{regroupée}$$

$$= [(0,2 \times 1,3486) + (0,5 \times 0,7673)] \times 36\,800$$

$$= 24\,044,02 \text{ €/an}$$

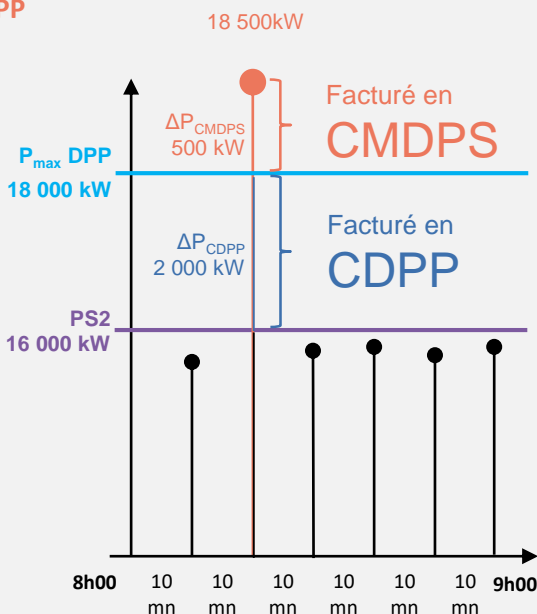
Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Exemple de calcul de CDPP

Un client **HTB 2**, en version tarifaire « Longue Utilisation », bénéficie du tarif spécifique de dépassement ponctuel sur 3 jours de novembre.

En heures pleines de saison haute, pour lesquelles la puissance souscrite du client vaut **16 000 kW**, la puissance maximale pour travaux demandée dans le cadre de la **DPP est 18 000 kW**.

Durant ces 3 jours, il dépasse sa puissance souscrite sur 1 point 10 minutes en soutirant **18 500 kW**.



Coefficient pondérateur b_2	Coefficient α HTB 2
11,44	0,000143

Facturation CDPP du dépassement

$$CDPP = 0,000143 \times 11,44 \times 2000 = 3,27 \text{ €}$$

Facturation CMDPS du dépassement

$$CMDPS = 0,04 \cdot b_2 \cdot \sqrt{\Delta P_{CMDPS}^2}$$

$$= 0,04 \times 11,44 \times \sqrt{500^2}$$

$$= 228,80 \text{ €}$$

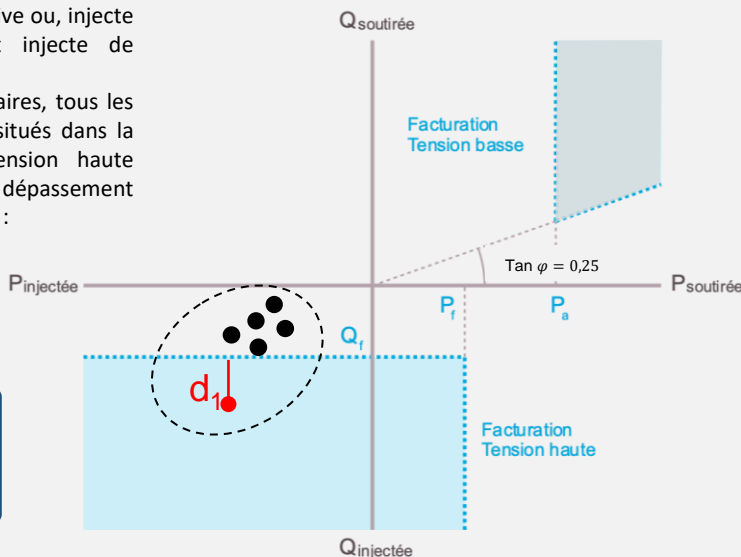
Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

Annexes

Exemple de calcul de la Composante d'Énergie Réactive, en tension haute

Un client soutire de l'énergie active et injecte de l'énergie réactive ou, injecte de l'énergie active et injecte de l'énergie réactive.

Pour tous les points horaires, tous les jours, entre 0h et 24h, situés dans la zone de facturation tension haute délimitée par P_f et Q_f , le dépassement unitaire sera calculé ainsi :



$$\begin{aligned} \text{Dépassement unitaire} &= |Q| - 25\% \cdot P_{\text{dim}} \\ &= |Q| - Q_f \end{aligned}$$

Seuils en tension haute:

$$P_{\text{dim}} = 15000 \text{ kW}; Q_f = -25\% P_{\text{dim}} = -3750 \text{ kVar.h}$$

$$P_{S_{\text{max}}} = 15000 \text{ kW}; P_f = 40\% P_{S_{\text{max}}} = 6000 \text{ kW}$$

Ici, seul un point horaire est en dépassement (d_1).

Quantité de dépassement :

$$\begin{aligned} \text{Point en dépassement : } d_1 \\ Q_1 &= -13500 \text{ kVar.h}; P_1 = -5000 \text{ kW} \\ d_1 &= |-13500| - 25\% \cdot 15000 \\ d_1 &= 9750 \text{ kVar.h} \end{aligned}$$

Composante de l'énergie réactive en tension haute :

$$\begin{aligned} \text{CER} &= (d_1) \times \text{Coût unitaire} \\ &= (9,750) \times 0,53 \\ &= 5,17 \text{ €} \end{aligned}$$

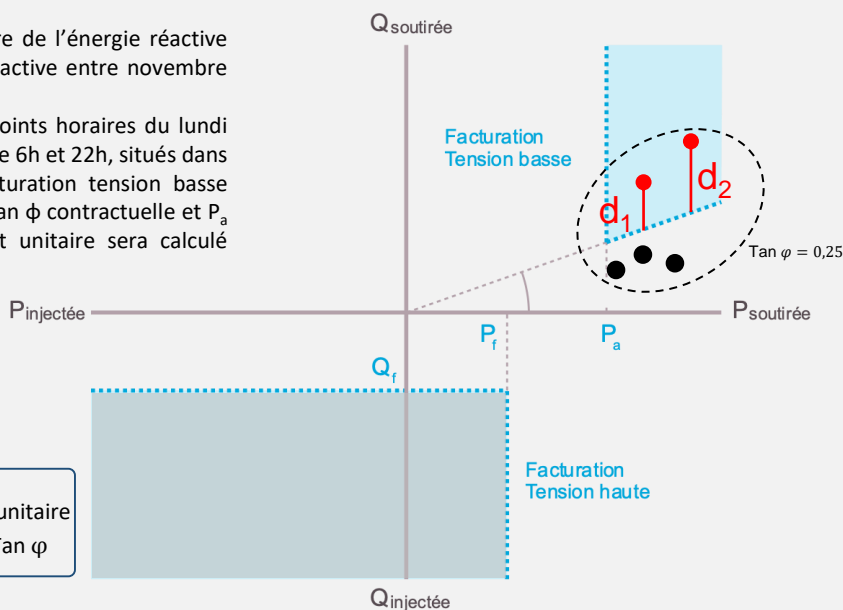
Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

L'exemple ne prend pas en compte l'écrêtement de facturation pour un seuil de dépassement inférieur à 150 MVarh/mois

Exemple de calcul de la Composante d'Énergie Réactive, en tension basse

Un client soutire de l'énergie réactive et de l'énergie active entre novembre et mars.

Pour tous les points horaires du lundi au samedi, entre 6h et 22h, situés dans la zone de facturation tension basse délimitée par $\text{Tan } \phi$ contractuelle et P_a , le dépassement unitaire sera calculé ainsi :



$$\begin{aligned} \text{Dépassement unitaire} &= Q - P \cdot \text{Tan } \phi \end{aligned}$$

Seuils en tension basse :

$$\text{Tan } \phi \text{ contractuelle} = 0,25$$

$$P_{S_{\text{max}}} = 15000 \text{ kW}; P_a = 70\% P_{S_{\text{max}}} = 10500 \text{ kW}$$

Ici, seuls deux points horaires sont en dépassement (d_1 et d_2).

Quantité de dépassement :

$$\begin{aligned} \text{Premier point en dépassement : } d_1 \\ Q_1 &= 13500 \text{ kVar.h}; P_1 = 16000 \text{ kW} \\ d_1 &= 13500 - 16000 \cdot 0,25 \\ d_1 &= 9500 \text{ kVar.h} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Second point en dépassement : } d_2 \\ Q_2 &= 16000 \text{ kVar.h}; P_2 = 16750 \text{ kW} \\ d_2 &= 16000 - 16750 \cdot 0,25 \\ d_2 &= 11\,812,5 \text{ kVar.h} \end{aligned}$$

Composante de l'énergie réactive en tension basse :

$$\begin{aligned} \text{CER} &= (d_1) \times \text{Coût unitaire} \\ &= (9,500 + 11,812) \times 3,05 \\ &= 65,00 \text{ €} \end{aligned}$$

Exemple réalisé avec les tarifs au 1^{er} août 2021. Leur valeur est réévaluée chaque année.

L'exemple ne prend pas en compte l'écrêtement de facturation pour un seuil de dépassement inférieur à 70 MVarh/mois

Vos interlocuteurs

Vos services commerciaux pour toute question concernant les contrats, les accès au réseau, la qualité d'électricité, les travaux de maintenance ou le raccordement :

Service Commercial de St Denis

22 boulevard Finot
93200 SAINT-DENIS
Tél. : +33 1 41 66 70 00
Email : marketservices@rte-france.com

Service Commercial Ile de France Normandie

2 square Franklin
Montigny-le-Bretonneux - BP 443
78055 ST QUENTIN YVELINES CEDEX
Email : commercial-idf-normandie@rte-france.com

Service Commercial de Nantes

ZAC de Gesvrine
6 rue Kepler - BP 4105
44241 LA CHAPELLE SUR ERDRE CEDEX
Tél. : +33 2 40 67 37 21
Email : commercial-nantes@rte-france.com

Service Commercial de Toulouse

6 rue Charles MOULY - BP 13731
31037 TOULOUSE CEDEX 1
Tél. : +33 5 62 14 92 41
Email : commercial-toulouse@rte-france.com

Service Commercial de Lille

913 avenue de Dunkerque - BP 427
59160 LOMME
Tél. : +33 3 20 22 67 63
Email : commercial-lille@rte-france.com

Service Commercial de Nancy

8 rue de Versigny - TSA 50216
54608 VILLERS-LES-NANCY
Tél. : +33 3 83 92 23 23
Email : commercial-nancy@rte-france.com

Service Commercial de Lyon

Immeuble VillaRte
1 rue Crepet
69007 LYON
Tél. : +33 4 27 86 32 01
Email : commercial-lyon@rte-france.com

Service Commercial de Marseille

82 avenue de Haïfa - CS 70319
MARSEILLE CEDEX 08
Tél. : +33 4 91 30 96 61
Email : commercial-marseille@rte-france.com

Vos pôles Accueil Contrat Données Clients
pour toute question concernant les données de comptage,
les factures ou une modification des contrats :

Pôle Accueil Contrat Données Clients

ZAC de Gesvrine
6 rue Kepler - BP 4105 • 44241 LA CHAPELLE SUR ERDRE CEDEX
Tél. : 02 40 67 33 01 • Email : rte-nantes-accueil-client@rte-france.com

Pôle Accueil Contrat Données Clients

Immeuble VillaRte
1 rue Crepet • 69007 LYON
Tél : 04 27 86 33 01 • Email : rte-lyon-accueil-client@rte-france.com

DIRECTION COMMERCIALE

Immeuble WINDOW • 7C, place du Dôme, PUTEAUX • 92073 Paris la Défense cedex



Le réseau
de transport
d'électricité