

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

DÉCISION

(BRUGEL-Décision-20191218-122bis)

**Concernant l'approbation de la proposition tarifaire «
électricité » adaptée de SIBELGA portant sur la période
régulatoire 2020-2024**

**Etabli en application de l'Art.9sexies du 19 juillet 2001
relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région
de Bruxelles-Capitale**

18 décembre 2019

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Historique de la procédure	4
2.1	Commentaire relatif à la chronologie de la remise de la proposition tarifaire.....	5
2.2	Procédures connexes	5
3	Contenu de la proposition tarifaire adaptée 2020-2024	6
3.1	Hypothèses retenues	6
3.1.1	Taux d'inflation et d'intérêt	6
3.1.2	Clefs de répartition des coûts mixtes	6
3.1.3	Règles d'évolution des coûts gérables.....	6
3.1.4	Affectations de soldes	6
3.1.5	Tarifs non périodiques	7
3.2	Exhaustivité des pièces reçues.....	7
3.3	Document connexe à la proposition tarifaire : Roadmap IT.....	7
4	Analyse de la proposition tarifaire adaptée 2020-2024	8
4.1	Analyse des Modèles De Rapport (MDR).....	8
4.2	Analyse du revenu total.....	8
4.2.1	Les coûts gérables	11
4.2.2	Les coûts non gérables.....	14
4.2.3	La marge équitable	18
4.2.4	Coûts entrepreneurs.....	22
4.3	Projection des volumes	22
4.4	Analyse des tarifs	24
4.4.1	Structure des tarifs	24
4.4.2	Tarifs non périodiques	24
4.4.3	Tarifs périodiques.....	27
4.4.4	Conditions d'application	32
4.5	Analyse des soldes régulateurs et de leur affectation.....	32
4.5.1	Projets OSP	33
4.6	Evolutions des tarifs 2020-2024	35
5	Conclusion.....	37
6	Réserve générale.....	37
7	RECOURS.....	37
8	Annexes.....	38

I Base légale

L'article 30bis, §3, 8° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « *ordonnance « électricité »* ») confie à BRUGEL la compétence relative à l'approbation des tarifs pour la distribution de gaz et d'électricité

Conformément à l'article 9quater de l'ordonnance « électricité », BRUGEL a adopté une méthodologie tarifaire que doit utiliser le gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire.

L'article 9sexies de l'ordonnance « électricité », précise que le gestionnaire du réseau de distribution établit sa proposition tarifaire dans le respect de la méthodologie tarifaire établie par BRUGEL et introduit celle-ci dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires prescrite.

La méthodologie tarifaire prévoit en son point 6 la procédure de soumission et d'approbation des tarifs.

2 Historique de la procédure

BRUGEL et le gestionnaire de réseau SIBELGA ont conclu un accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaire électricité et gaz portant sur la période régulatoire 2020-2024¹.

La méthodologie tarifaire « électricité » a été approuvée par BRUGEL le 7 mars 2019 après concertation du gestionnaire de réseau, consultation du conseil des usagers et consultation publique².

Les méthodologies tarifaires ont été transmises à SIBELGA par courrier porteur en date du 9 mars 2019.

La procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire électricité pour la période tarifaire 2020-2024 a été décrite dans la méthodologie tarifaire électricité.

BRUGEL a reçu de SIBELGA les hypothèses retenues pour la proposition tarifaire le 3 juin 2019. BRUGEL a répondu point par point à ces hypothèses le 27 juin 2019. Une réunion technique SIBELGA-BRUGEL a ensuite été organisée le 18 juillet 2019 sur ces hypothèses.

BRUGEL a reçu de SIBELGA la proposition tarifaire complète 2020-2024 électricité en date du 18 septembre 2019. Cela constitue un retard de 9 jours par rapport aux délais légaux (voir ci-dessous).

Conformément à la procédure convenue, BRUGEL a transmis au gestionnaire de réseau une demande d'informations complémentaires en date du 2 octobre 2019.

Dans les délais convenus, BRUGEL a reçu le 16 octobre 2019 les réponses exhaustives à l'ensemble des questions posées.

Une réunion de travail a été organisée (le 25 octobre) entre le gestionnaire de réseau SIBELGA et BRUGEL pour débattre de ces éléments de réponses. A la suite de cette réunion, une deuxième série de questions a été envoyée à SIBELGA le 28 octobre 2019.

Les réponses ont été reçues par BRUGEL le 5 novembre 2019.

Le Conseil d'Administration de BRUGEL a rencontré SIBELGA en sa séance du 20 novembre 2019 pour échanger sur le projet de décision en cours de finalisation.

BRUGEL a refusé la proposition tarifaire initiale de SIBELGA en date du 20 novembre 2019. La décision de refus a été transmise à SIBELGA le 22 novembre 2019.

Le 5 décembre 2019, BRUGEL a reçu par courrier porteur la proposition tarifaire adaptée.

¹ <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2017/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-E&G-2020-2024-FR.pdf>

² Les rapports relatifs à ces différentes consultations et concertation sont disponibles sur le site web de Brugel : https://www.brugel.brussels/acces_rapide/tarifs-de-distribution-12/procedure-d-adoption-des-methodologies-52

La présente décision résulte de l'ensemble des documents repris dans la proposition tarifaire adaptée et des éléments transmis par le gestionnaire de réseau à la demande de BRUGEL.

Le Conseil d'Administration de BRUGEL a validé la présente décision en date du 18 décembre 2019.

2.1 Commentaire relatif à la chronologie de la remise de la proposition tarifaire

Les ordonnances³ électricité et gaz prévoient que :

§ 6. Sauf délai plus court convenu entre Brugel et le gestionnaire du réseau de distribution, la méthodologie tarifaire applicable à l'établissement de la proposition tarifaire est communiquée au gestionnaire du réseau de distribution au plus tard six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit être introduite auprès de Brugel. La prise en compte des propositions de modifications doit être motivée.

En outre, les méthodologies tarifaires⁴ prévoient que :

« Au plus tard 6 mois après la publication des méthodologies tarifaires, le GRD transmet à BRUGEL la proposition tarifaire portant sur la période régulatoire 2020-2024 accompagnée du budget (soit vraisemblablement au plus tard le 9 septembre, sauf accord explicite entre les deux parties) »

Bien qu'elles aient été transmises par courrier porteur en date du 9 mars au siège de SIBELGA, les méthodologies tarifaires ont été publiées le 13 mars 2019 sur le site internet de BRUGEL. En outre, la newsletter de BRUGEL a été publiée le 18 mars 2019 en même temps que le communiqué de presse portant sur les méthodologies tarifaires.⁵

BRUGEL est au regret de constater que SIBELGA a retenu la date du 18 mars comme début du délais de 6 mois prévus pour que SIBELGA établisse sa proposition tarifaire initiale, se mettant ainsi en contradiction vis-à-vis des délais légaux, prévus dans les ordonnances et rappelés explicitement dans les méthodologies tarifaires applicables.

Ce délai supplémentaire engendre un risque de retard sur la décision finale impactant le marché bruxellois dans son ensemble.

2.2 Procédures connexes

Dans une procédure séparée, la roadmap IT a été remise à BRUGEL en date du 30 septembre 2019. Conformément à la méthodologie tarifaire applicable et aux lignes directrices en matière

³ Art9^{quater} de l'ordonnance électricité et article 10^{bis} de l'ordonnance gaz.

⁴ Point 6.1.1 2

⁵ <https://www.brugel.brussels/actualites/brugel-publie-les-methodologies-tarifaires-relatives-a-la-distribution-d-electricite-et-de-gaz-pour-la-période-2020-2024-322>

de roadmap IT⁶, l'enveloppe a été déterminée dans le cadre de la présente proposition tarifaire mais la description des projets ne fait pas partie de la présente décision.

Toutefois, dans sa décision de refus de la proposition tarifaire initiale, BRUGEL a demandé à SIBELGA une nouvelle version de la roadmap IT.

De la même manière, la régulation incitative sur les objectifs (KPI) est également traitée dans une procédure séparée, conformément à la méthodologie tarifaire applicable et aux lignes directrices⁷. Cette procédure fera l'objet de décisions séparées.

3 Contenu de la proposition tarifaire adaptée 2020-2024

3.1 Hypothèses retenues

Les hypothèses transmises par SIBELGA le 3 juin 2019 concernent plusieurs sujets. Aborder ces sujets préalablement à la remise de la proposition tarifaire a permis à BRUGEL de formuler des recommandations dont SIBELGA a pu tenir compte dans les propositions tarifaires remises le 18 septembre 2019 et le 5 décembre 2019. Plusieurs données chiffrées ont été validées à ce stade.

3.1.1 Taux d'inflation et d'intérêt

Paramètre	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
IPC (moyenne)	105,08	107,24	109,1	110,78				
Inflation		2,1%	1,7%	1,5%	1,6%	1,8%	1,8%	1,9%
Taux OLO 10 ans	0,7%	0,7%	0,9%	1,1%	1,6%	2,2%	2,8%	3,3%
Taux 3 mois	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,1%	0,5%	1,1%	1,7%	2,3%

Figure 1 : Taux d'inflation et d'intérêt

3.1.2 Clefs de répartition des coûts mixtes

Cette clef est fixée à 65% pour l'électricité et 35% pour le gaz pour la période 2020-2024.

3.1.3 Règles d'évolution des coûts gérables

BRUGEL a pu s'assurer que les paramètres retenus par SIBELGA correspondaient aux prescriptions du point 6.2 des méthodologies tarifaires applicables.

3.1.4 Affectations de soldes

Certaines affectations de soldes ont pu être validées préalablement à la remise des propositions tarifaires.

⁶ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-88-lignes-directrices-roadmapIT.pdf>

⁷ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-90-Lignes-directrices-Canevas-KPI-incitatifs.pdf>

3.1.5 Tarifs non périodiques

Les lignes directrices pour l'établissement des tarifs non périodiques (208 tarifs) ont été présentées par SIBELGA dans les hypothèses ainsi que les tarifs non périodiques envisagés. Cela a servi de base de discussion et a permis de faciliter l'approbation de la proposition tarifaire.

3.2 Exhaustivité des pièces reçues

La proposition tarifaire adaptée 2020-2024 électricité se compose des éléments suivants :

- Une note d'accompagnement à la proposition tarifaire ;
- Le modèle de rapport prévu par la méthodologie tarifaire incluant les tarifs périodiques ;
- Un modèle de rapport portant sur les tarifs non-périodiques ;
- Les tarifs projetés des années 2020 à 2024 ;
- Les fiches tarifaires (tarifs non périodiques) ;
- Les modalités d'application des tarifs.

Par ailleurs, les données qui ont été transmises lors de la proposition tarifaire initiale font également partie du dossier :

- Des informations relatives au marché entrepreneur ;
- Des données relatives à la détermination des volumes.

Font également partie du dossier administratif l'ensemble des réponses et éléments d'informations complémentaires transmises par SIBELGA suite aux demandes d'informations complémentaires demandées par BRUGEL. BRUGEL constate que globalement, l'ensemble des éléments requis ont été transmis par le gestionnaire de réseau.

3.3 Document connexe à la proposition tarifaire : Roadmap IT

Conformément à la méthodologie tarifaire applicable, SIBELGA a transmis, en date du 30 septembre 2019, un document intitulé « *Initial IT Roadmap 2020-2024 – Sibelga.pdf* ». BRUGEL a consulté et analysé ce document.

Suite à la décision de refus de la proposition tarifaire initiale, BRUGEL constate que les modifications demandées ont été apportées à la roadmap IT.

Avant une éventuelle décision spécifique concernant la roadmap IT, plusieurs questions seront adressées sur le sujet à SIBELGA.

4 Analyse de la proposition tarifaire adaptée 2020-2024

4.1 Analyse des Modèles De Rapport (MDR)

BRUGEL constate que les erreurs matérielles qui ont été portées à l'attention de SIBELGA ont été corrigées dans la proposition tarifaire adaptée.

4.2 Analyse du revenu total

La proposition tarifaire adaptée reprend une synthèse de l'enveloppe budgétaire comprenant l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces à l'exercice, par le gestionnaire de réseau au cours de la période 2020-2024, de ses activités et des obligations légales ou réglementaires lui incombant en vertu de l'ordonnance « électricité ».

Les tableaux présentés dans la proposition tarifaire présentent le budget tarifaire suivant trois découpes différentes : découpe analytique, découpe par nature comptable et découpe par groupes de clients. La présente analyse se concentrera sur la distinction des coûts suivant leur caractère gérable ou non gérable, suivant les termes de la méthodologie tarifaire applicable.

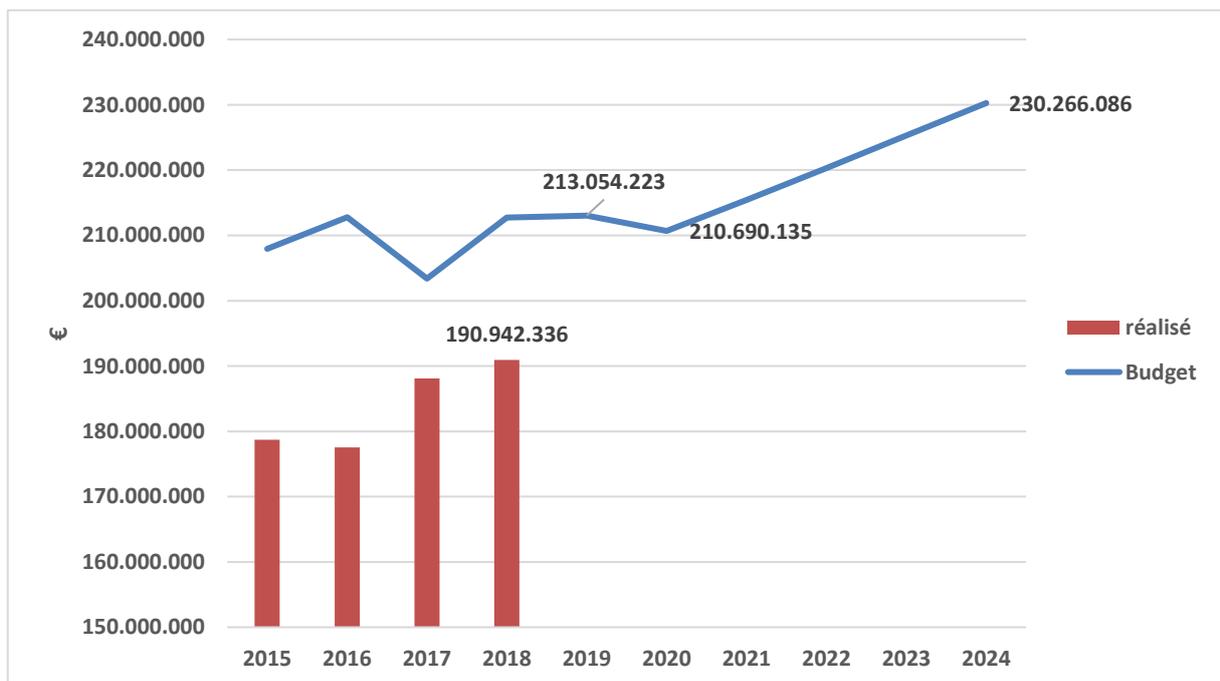


Figure 2 : Evolution du revenu total électricité⁸

On remarque une baisse du budget tarifaire entre 2019 et 2020. Celle-ci s'explique principalement par les utilisations du fonds de régulation. Dans sa décision de refus de la proposition tarifaire initiale, BRUGEL avait demandé à SIBELGA d'affecter 45M€ à la baisse des tarifs électricité, au lieu des 37,5M€ prévus par SIBELGA dans sa proposition initiale.

⁸ Les données 2015-2018 proviennent des contrôles ex post, les données 2019 de la proposition tarifaire 2015-2019 et les données 2020-2024 de la proposition tarifaire. Pour les OSP, le principe suivant lequel le réalisé N détermine le budget N+2 ne s'applique donc que pour 2017 et 2018.

Cette situation est décrite à la figure 3 ci-dessous :

	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Proposition initiale	0	5.376	5.584	12.098	14.430	37.488
Proposition adaptée	3.455	7.920	7.000	12.280	14.390	45.045

Figure 3 : Utilisation de solde pour lissage des tarifs (k€)

Globalement, on constate une hausse constante du budget tarifaire électricité, qui passe de 210,7 M€ en 2020 à 230,3 M€ en 2024, soit une augmentation de 9,3% sur la période⁹.

On remarque que le budget tarifaire 2020 est 10,3% plus élevé que la dernière réalité connue (2018). Pour le budget tarifaire 2024, cet écart s'élève à 20,6% (OSP incluses).

BRUGEL avait souhaité recevoir de SIBELGA la meilleure estimation possible du revenu total 2019. SIBELGA s'est révélé dans l'incapacité de réaliser cet exercice en raison du manque de temps entre la proposition tarifaire initiale et adaptée. Même si cette information aurait permis d'évaluer l'évolution du revenu total et du budget tarifaire à l'aide des données les plus récentes, BRUGEL convient que la méthodologie tarifaire applicable ne prévoit pas spécifiquement cette disposition.

La figure 4 renseigne que les coûts non gérables électricité représentent environ 61% du budget tarifaire en 2020 et 63% en 2024. On relève également un saut des coûts gérables entre le budget 2019 et le budget 2020.

En effet, entre 2019 et 2020, le budget tarifaire des coûts gérables augmente de 15,1 M€ tandis que le budget tarifaire des coûts non gérables diminue de 17,5 M€. Cela s'explique principalement par la mise en œuvre de la nouvelle classification des coûts de projets informatiques. Plusieurs coûts liés à ces projets, et notamment ceux liés au projet Smartrias, étaient considérés comme non-gérables durant la période tarifaire 2015-2019, tandis qu'ils sont considérés comme gérables à partir de 2020.

⁹ Le revenu total inclut donc ici les interventions du fonds de régulation.

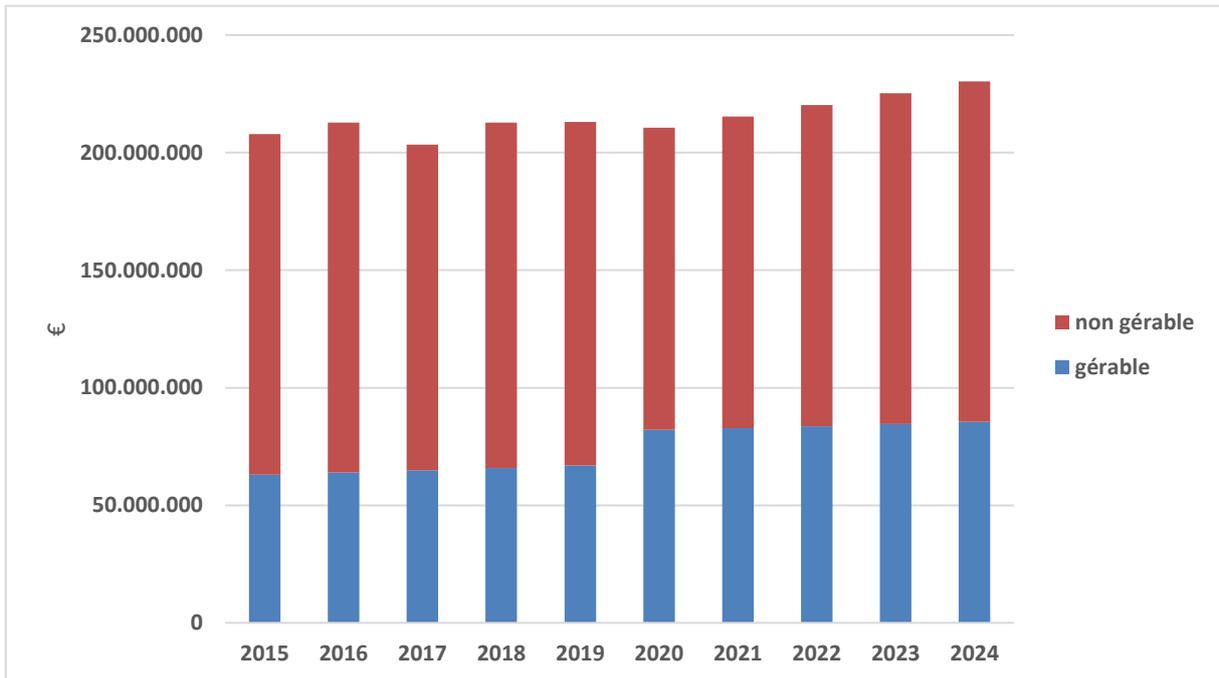


Figure 4 : Découpe du budget tarifaire selon le caractère gérable ou non des coûts Erreur ! Signet non défini.

BRUGEL rappelle également que dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2020-2024, tout coût peut être rejeté, qu'il soit gérable ou non.

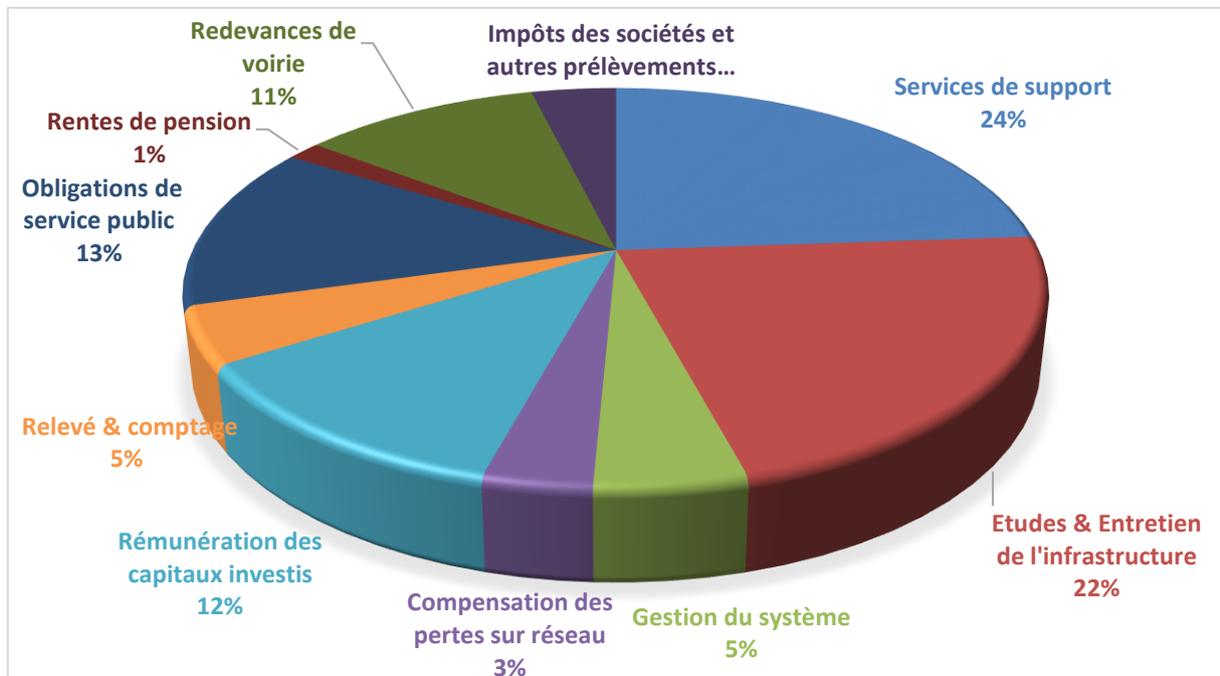


Figure 5 : Décomposition du revenu total (2020)

BRUGEL constate que pour 2020, 22% du revenu total (46M€) revient à l'actionnaire, via la rémunération des capitaux investis et la redevance de voirie (hors Incentive Regulation).

L'ISOC qui résulte de la marge équitable constitue par ailleurs une part non négligeable de la surcharge « Impôts et autres prélèvements ».

4.2.1 Les coûts gérables

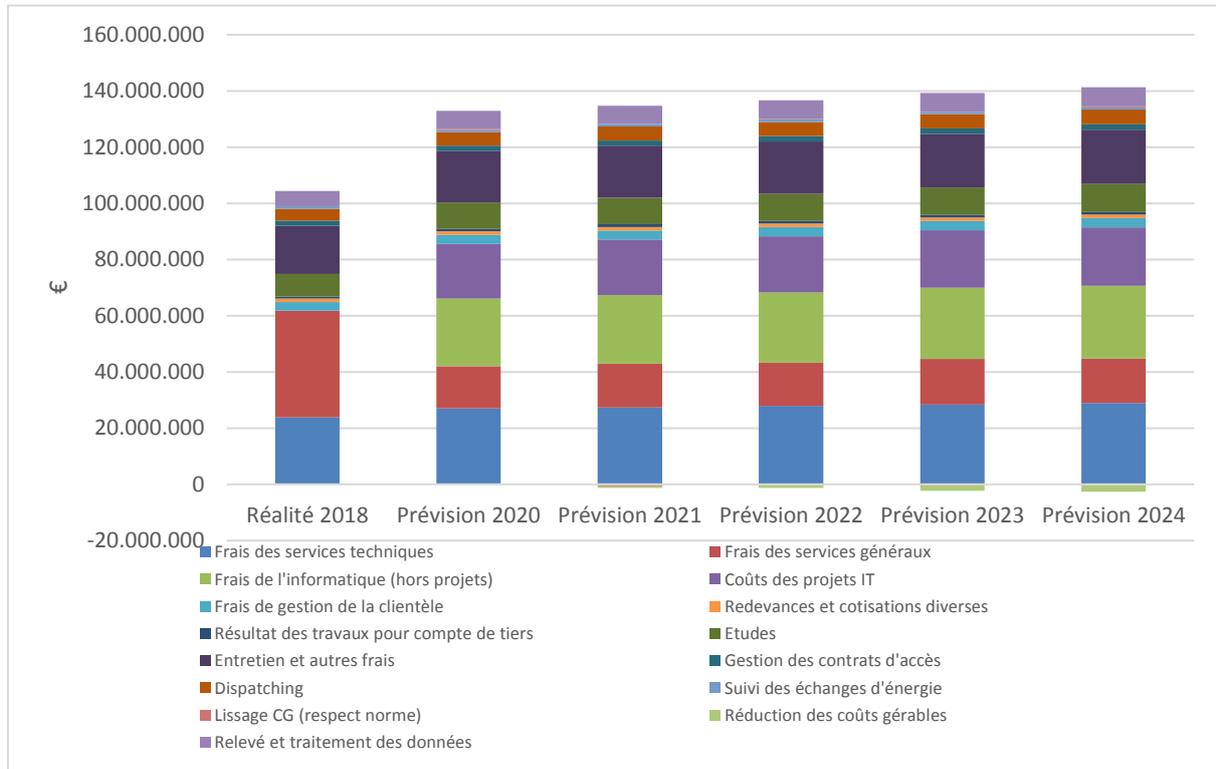


Figure 6 : Décomposition des coûts gérables électricité¹⁰

BRUGEL constate que le plafond des coûts gérables est respecté (82.138.235€ pour 2020). BRUGEL constate également que le facteur d'efficacité prévu par la méthodologie tarifaire a été appliqué par SIBELGA, ce qui donne lieu à une diminution du plafond des coûts gérables équivalant à 6,4M€ sur la période 2020-2024.

¹⁰ Ces chiffres s'entendent hors frais des services de support transférés (-51M€ en 2020).

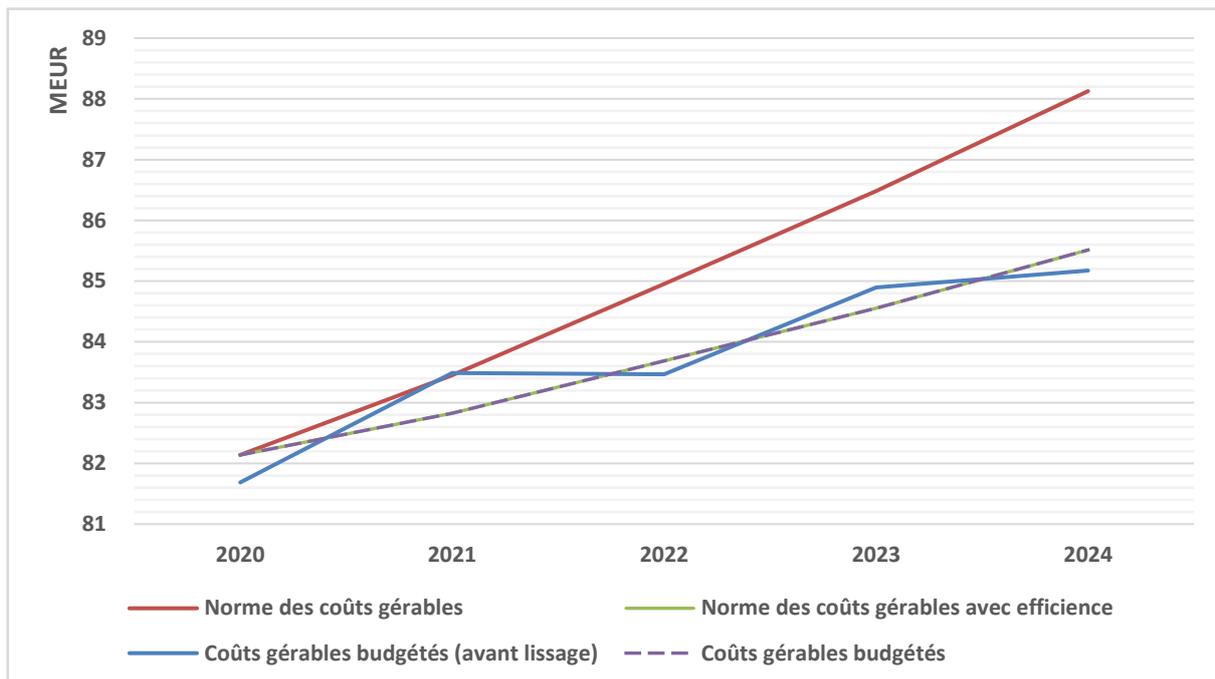


Figure 7 : Norme des coûts gérables

Conformément à la méthodologie tarifaire applicable, deux nouvelles catégories de coûts gérables ont été ajoutées : « Frais de l'informatique (hors projets) » et « Coûts des projets IT ». La catégorie « Frais des services généraux » a donc été réduite à partir de 2020.

Lors de réunions techniques, SIBELGA a présenté à BRUGEL la méthode mise en œuvre pour établir son budget tarifaire pour ses coûts gérables. Il s'agit d'une approche du type « bottom-up » par laquelle les différents départements ont soumis leurs besoins budgétaires, qui ont été consolidés. Des arbitrages ont ensuite été réalisés pour ne pas dépasser le plafond prévu par la méthodologie tarifaire applicable.

BRUGEL ne dispose pas des processus d'arbitrage mis en œuvre. Cela ne permet pas d'avoir la certitude que l'Incentive Regulation pourrait être atteint sans réel gain d'efficacité. Toutefois, un budget des coûts gérables situé en dessous du plafond fixé par la méthodologie tarifaire sera accepté. BRUGEL ne peut que regretter que SIBELGA atteigne le maximum autorisé. BRUGEL s'attendait à ce que l'écart entre le budget des coûts gérables remis par SIBELGA et le plafond autorisé soit plus grand.

4.2.1.1 Primes patronales pour assurances extra-légales

Dans la partie de sa décision relative au contrôle ex post 2018¹⁵ consacrée aux primes jubilaires, BRUGEL a réalisé une analyse détaillée du contexte comptable créé par les fluctuations des primes patronales extra-légales. Cette analyse, tout comme la partie de la décision consacrée aux primes jubilaires, n'a suscité aucune remarque de fond de la part de SIBELGA.

Sur base des données de la proposition tarifaire 2020-2024, BRUGEL peut compléter l'aperçu des montants budgétés par SIBELGA pour les primes patronales pour assurances extra-légales.

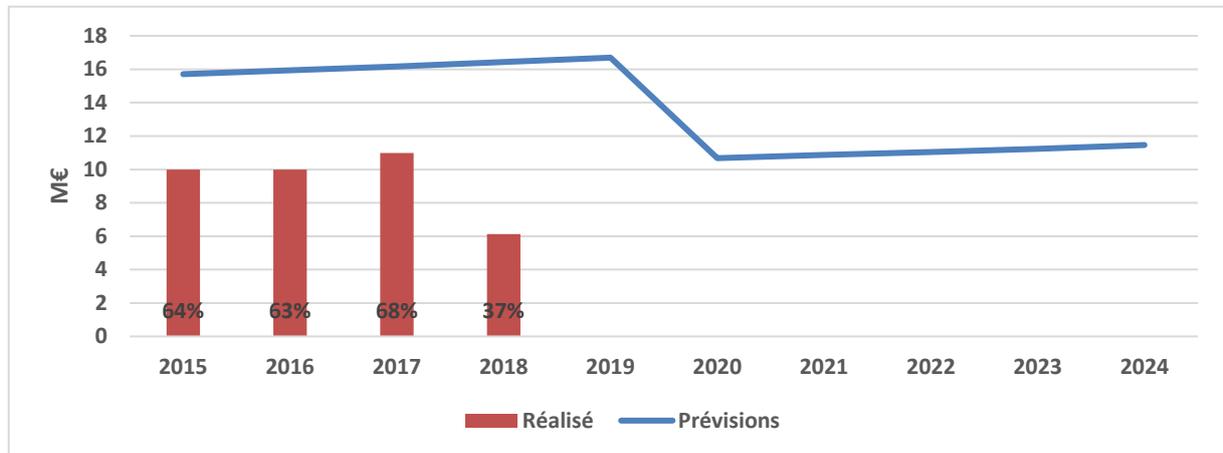


Figure 8 : Primes patronales pour assurances extra-légales : réalisé, prévisions et utilisation du budget (personnel d'encadrement et barémisé)¹¹

On peut constater que SIBELGA a baissé le budget de ce poste pour la période 2020-2024 par rapport à la période 2015-2019. Ce budget reste toutefois largement supérieur au réalisé 2018.

De plus amples informations à ce sujet sont disponibles dans la décision de refus de la proposition tarifaire initiale.

Une réflexion sera menée ex post sur ces coûts et sur le traitement de l'éventuel solde matériel de ce poste.

4.2.1.2 Provision jubilaire

Dans sa décision¹⁵ relative au contrôle ex post 2018, BRUGEL s'est interrogé sur l'opportunité de rejeter une nouvelle provision créée par SIBELGA pour faire face à certains de ses engagements prévus par les conventions paritaires.

De plus amples informations à ce sujet sont disponibles dans la décision de refus de la proposition tarifaire initiale.

Une réflexion sera menée ex post sur ces coûts.

¹¹ Les données « prévision » proviennent des propositions tarifaires, les données « réalisé » proviennent des contrôle ex post.

¹⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-118-ex-post-2018-ELEC.pdf>

4.2.1.3 Overheads

BRUGEL valide la méthode utilisée par SIBELGA sous réserve de la transmission d'un document établi par le réviseur de SIBELGA établissant que cette technique répond aux plus hauts standards de bonne gestion financière.

4.2.2 Les coûts non gérables

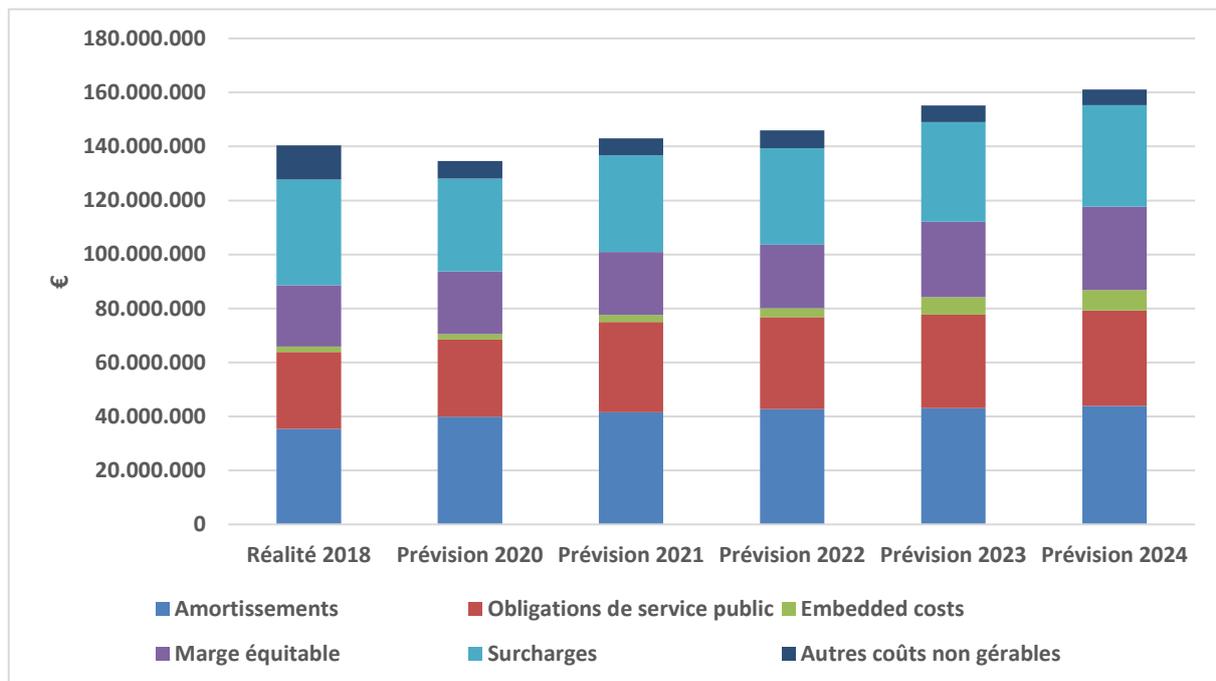


Figure 9 : Décomposition des coûts non gérables

4.2.2.1 Compensation des pertes réseau à l'aide d'énergie verte

BRUGEL prend acte de la réponse de SIBELGA aux remarques formulées dans la décision de refus de la proposition tarifaire initiale, ainsi que des modifications apportées aux coûts non gérables concernés.

4.2.2.2 Embedded costs.

4.2.2.2.1 Contexte

SIBELGA prévoit d'émettre un emprunt obligataire en 2023. SIBELGA indique que « ce nouvel emprunt sera exclusivement à charge de l'électricité, qui remboursera ses dettes CT auprès du gaz [...] ».

Les prévisions de cash-flow et l'activité de SIBELGA démontrent en effet que SIBELGA aura besoin de liquidités supplémentaires en 2023. En effet, les charges d'amortissement prises en compte dans les tarifs pour couvrir les coûts d'investissement sont en réalité moindres que le coût de remplacement des actifs existants, ce qui crée un décalage perpétuel et mène à un déficit de financement, comblé avec de la dette extérieure.

4.2.2.2.2 Évolution des coûts de financement

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges financières (embedded costs). On peut constater que ce poste est responsable d'une importante création de soldes depuis 2013. Ainsi en 2018, 2,75M€ sont venus approvisionner le fonds de régulation électricité suite à la surestimation de ces coûts dans le budget tarifaire. Le même mécanisme se reproduira très vraisemblablement en 2019.

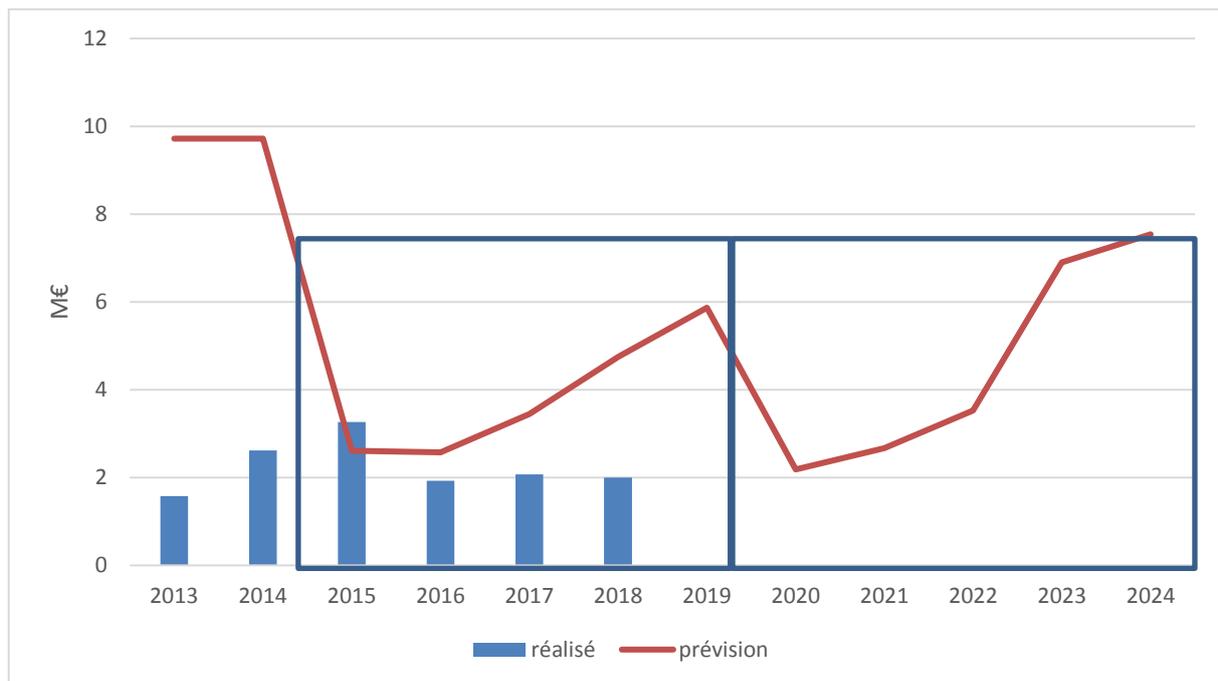


Figure 10 : Evolution des embedded costs pour l'électricité

On assiste entre 2019 et 2020 à une forte diminution du budget tarifaire pour les embedded costs, qui diminue de 63% pour atteindre 2,2M€. En 2020, l'essentiel de cette dépense (2,1M€) est lié à l'obligation émise en 2013. La hausse après 2020 s'explique en partie par des frais de cashpooling (le gaz prêtant à l'électricité) et des coûts de financement externes. A partir de 2023, les 2,1M€ de coûts liés au bond 2013 disparaissent et sont remplacés par 5,4M€ liés au bond 2023. Ce montant est de 7,2M€ en 2024 et BRUGEL s'attend à ce qu'il reste à ce niveau jusqu'à l'échéance du bond.

Cette forte hausse s'explique par les prévisions retenues par SIBELGA : taux d'intérêt, spread et montant. Ces prévisions paraissent raisonnables.

4.2.2.2.3 Déconnexion entre les échéances de financement et les périodes tarifaires

BRUGEL constate que l'émission du bond en 2023, la quatrième année de la période tarifaire, induit l'usage de données projetées à moyen terme, et donc un risque important de mauvais calibrage des tarifs avec la réalité à laquelle SIBELGA sera confronté en 2023. Il est à craindre en effet que l'écart grandissant entre prévision et réalité entre 2016 et 2019 se reproduise

entre 2022 et 2024, ce qui aurait pour conséquence que le consommateur bruxellois finance la création de soldes¹⁷.

Enfin, SIBELGA indique que l'émission d'un bond représente « *une charge de travail considérable (rédaction d'un prospectus complet, examen de la FSMA, ...)* et un coût d'accompagnement par des partenaires extérieurs [...] ». SIBELGA indique essayer de minimiser ces coûts en rassemblant toutes ses opérations de financement en 2023.

4.2.2.2.4 Maîtrise des coûts

La forte hausse des embedded costs en 2023 et 2024 encourage la recherche d'alternatives afin de maîtriser ces coûts de financement. Une émission obligataire génère généralement des coûts de démarrage plus importants (voir ci-dessus) au bénéfice d'un meilleur taux d'intérêt, par rapport à un emprunt bancaire, dont le taux d'intérêt serait moins favorable mais qui n'implique pas de coûts de démarrage aussi importants.

BRUGEL constate que d'autres GRD belges ont procédé à des émissions obligataires et ont obtenu des meilleures conditions du marché (voir décision de refus de la proposition tarifaire initiale).

BRUGEL prend acte de la réponse de SIBELGA aux remarques formulées dans la décision de refus de la proposition tarifaire initiale.

BRUGEL pourra utiliser les balises de cette même décision pour accepter ou rejeter les coûts repris par SIBELGA au titre d'embedded costs. SIBELGA s'engage à présenter à BRUGEL les choix qui ont été posés, ainsi que les motivations lorsque des appels de financement auront lieu.

4.2.2.3 Lien avec le plan d'investissements

BRUGEL a posé de nombreuses questions quant aux montants et quantités prévus pour les années 2020-2024. Les réponses données par SIBELGA ont donné globalement satisfaction, et BRUGEL constate que la hausse prévue des coûts entrepreneurs est la principale cause de l'augmentation des prix unitaires (voir infra).

BRUGEL émet cependant les remarques suivantes :

1. A propos des centrales de cogénération, et en cohérence avec l'avis de BRUGEL sur le plan d'investissement 2020-2024, certains rejets pourront être envisagés ex post en fonction des décisions du gouvernement concernant les plans d'investissement.
2. A propos des coûts échoués liés à la désaffectation des compteurs A+/A- fonctionnels qui viendraient à être remplacés par des compteurs intelligents avant d'être complètement amortis, certains rejets pourront être envisagés ex post, en concordance avec le cadre légal et les conclusions de l'étude de BRUGEL sur l'opportunité économique, sociale et environnementale de déploiement de ces compteurs intelligents

¹⁷ L'inverse est également possible, et les soldes tarifaires pourraient avoir à combler l'écart entre la réalité et le montant financé par les tarifs dans le cas où celui-ci serait insuffisant.

BRUGEL constate également que les projections du plan d'investissements déterminent l'évolution de la RAB sur la période (voir infra).

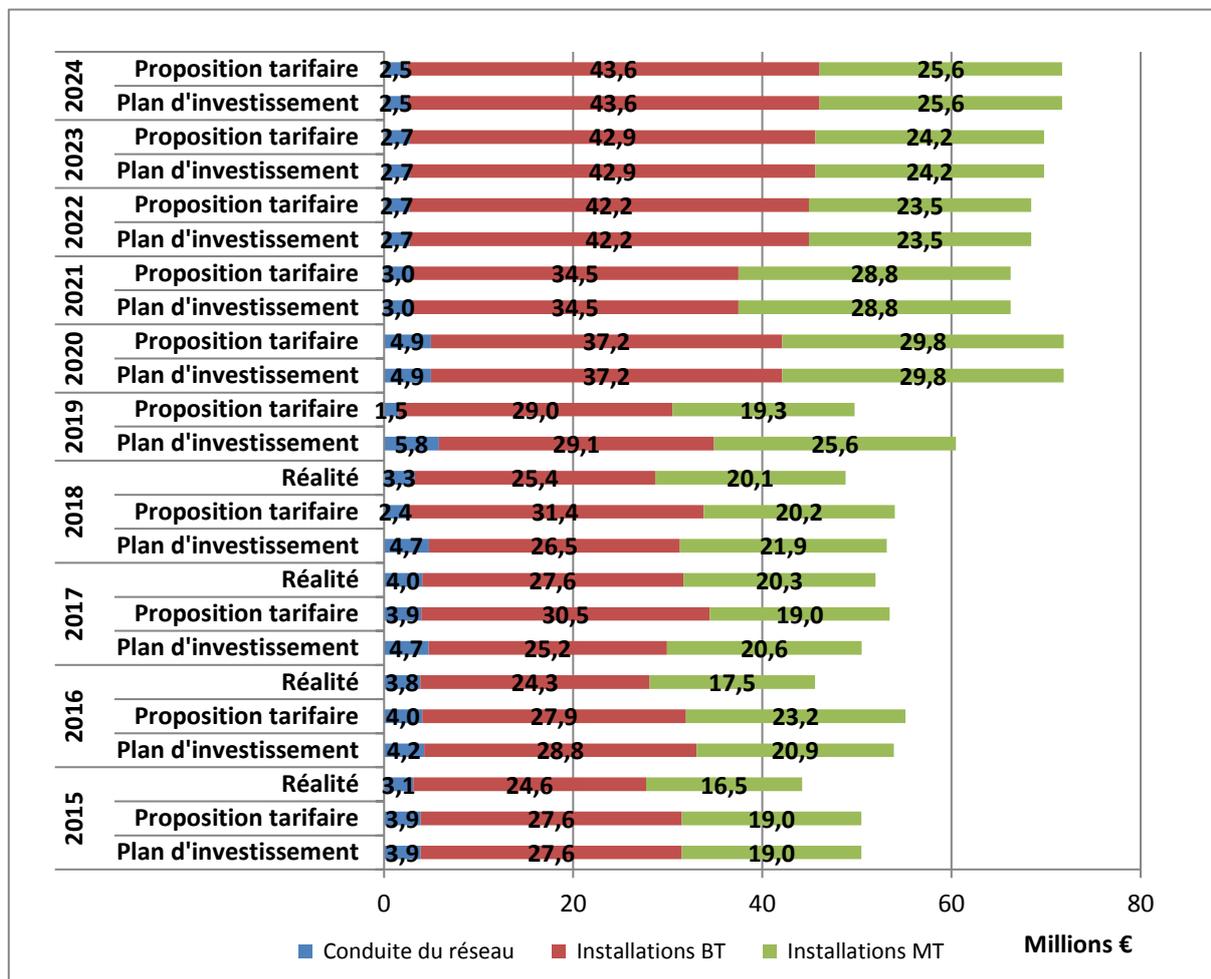


Figure 11 : Aperçu des dépenses d'investissement

Bien que la RAB 2019 ait diminué entre les propositions tarifaires initiale et adaptée, BRUGEL estime que la valorisation du plan d'investissement (validé par le Gouvernement) se réalise d'une manière trop prudente compte tenu de l'écart systématique existant entre les plans d'investissements et les réalisations.

4.2.2.4 Lien avec les Obligations de Service Public (OSP)

En ce qui concerne les montants repris pour la fixation des tarifs en 2020, ceux-ci correspondent aux dépenses réalisées en 2018 auxquelles sont ajoutées les dépenses nouvelles nées de la fin des EOC résidentiels et hivernaux (174k€).

Conformément au programme OSP transmis par SIBELGA pour l'année 2020¹⁸, SIBELGA aurait pu dans sa proposition tarifaire ajouter les coûts liés au placement des bornes de recharge pour véhicules électriques.

Toutefois, en cohérence avec l'avis de BRUGEL sur le programme 2020 relatif aux Obligations de Service Public, et sous réserve d'acceptation du budget proposé pour cette nouvelle OSP par le Gouvernement, BRUGEL propose que l'ensemble des coûts liés à cette nouvelle OSP soit financé par les soldes tarifaires.

BRUGEL ne validera les tarifs que pour 2020. Les tarifs des années postérieures feront l'objet d'une proposition spécifique annuelle, conformément à la méthodologie tarifaire applicable.

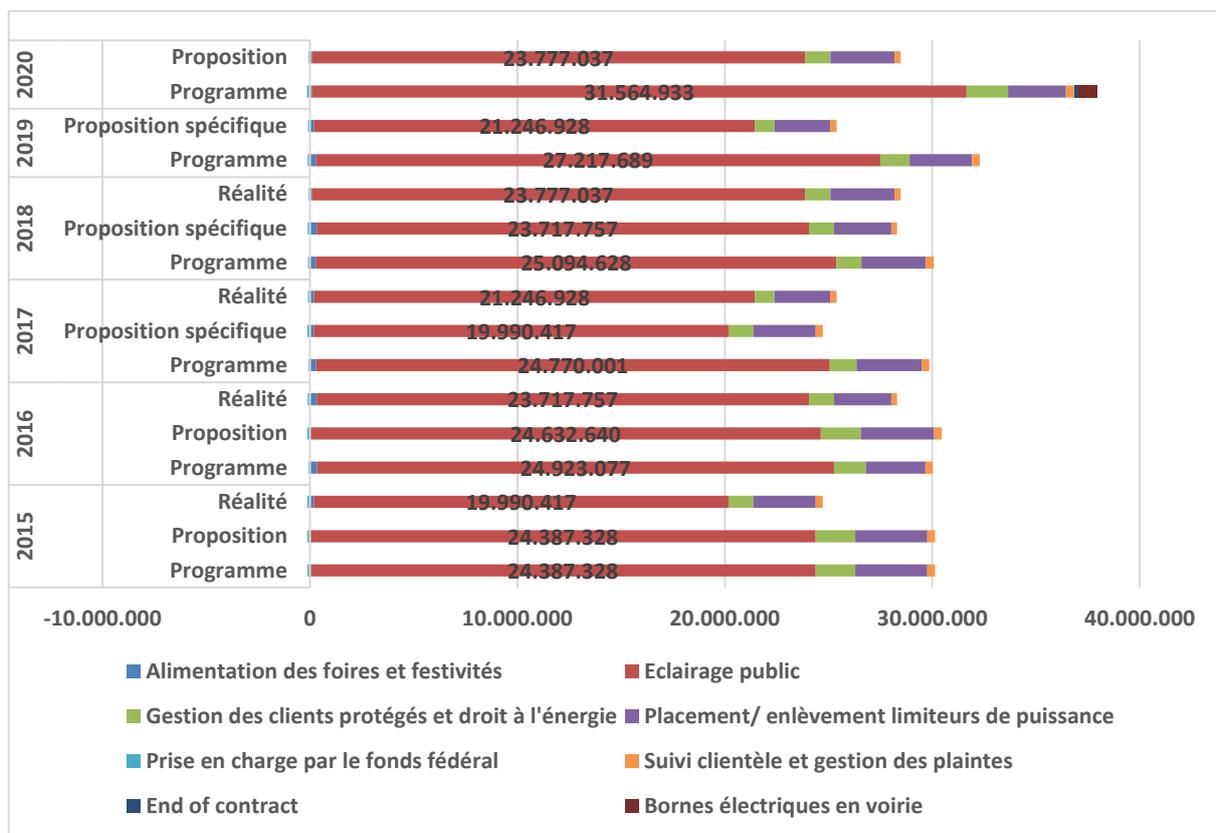


Figure 12 : Aperçu des dépenses OSP jusqu'en 2020

4.2.3 La marge équitable

Conformément à la méthodologie tarifaire applicable, SIBELGA a projeté les valeurs de la marge équitable qui par choix du gestionnaire de réseau sera intégralement versée à l'actionnaire au cours de la période 2020-2024. Ces projections sont présentées à la figure ci-dessous.

¹⁸ Toutes les comparaisons de tarifs reprises dans la présente décision se font hors OSP.

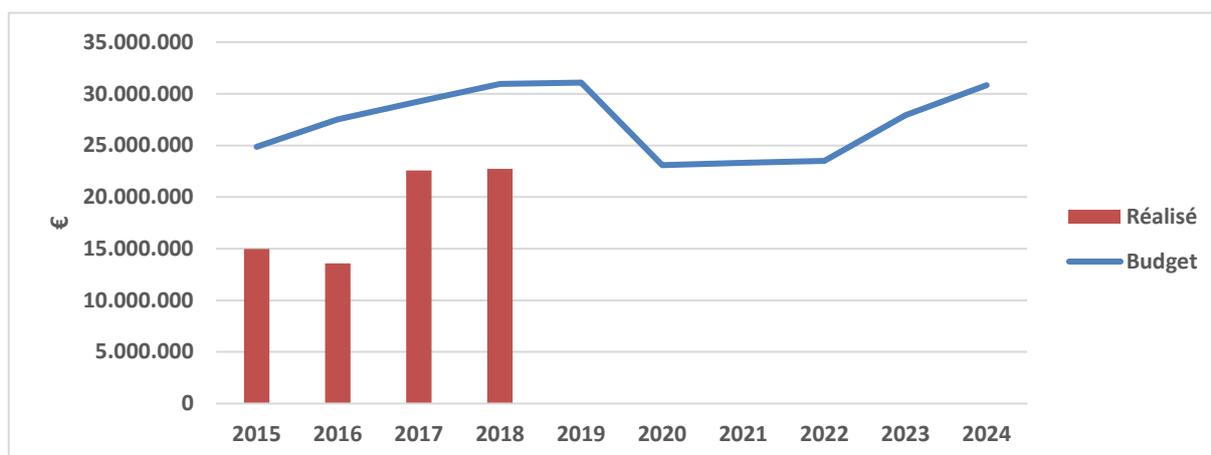


Figure 13 : marge équitable électricité

Conformément à la méthodologie tarifaire applicable, la marge équitable est fortement liée au taux OLO. La différence entre la marge équitable réalisée et budgétée pour les années 2015 et 2016 témoigne des valeurs réalisées du taux OLO beaucoup plus basses que prévu dans le budget tarifaire. A partir de 2017, un tunnel a été instauré qui fixe un taux minimum (2,2%) et maximum (5,2%) au taux OLO.

On constate que les valeurs réalisées en 2017 et 2018 sont quasiment identiques. En effet, pour ces deux années, c'est le taux de 2,2% qui a été utilisé comme référence pour déterminer la marge équitable (le taux réalisé étant inférieur). Les projections du taux OLO préconisées par la méthodologie tarifaire applicable laissent apparaître que ce taux minimum sera encore d'application pour les années 2020 à 2022. A partir de 2023, on s'attend à ce que le taux OLO reparte à la hausse et que la valeur réelle serve à nouveau de référence. Les taux retenus sont présentés ci-dessous :

	Réalité 2018	Prévision 2019	Prévision 2020	Prévision 2021	Prévision 2022	Prévision 2023	Prévision 2024
Taux OLO 10 ans	0,81%	0,90%	1,10%	1,60%	2,20%	2,80%	3,30%

Figure 14 : Taux OLO 10 ans utilisés par SIBELGA

Enfin, afin d'illustrer le principe selon lequel une surestimation de la RAB conduit à une surestimation de la marge équitable et donc des tarifs de distribution, on constate pour 2018 qu'une augmentation de 1% des capitaux investis¹⁹ mène à une augmentation de 0,3% de la marge équitable.

4.2.3.1 L'évolution de la base d'actifs régulés (RAB)

La méthodologie tarifaire applicable détermine précisément les éléments intervenant dans l'évolution de la valeur de la RAB. L'évolution attendue est présentée à la figure ci-dessous :

¹⁹ Moyenne des valeurs de la RAB en début et en fin de période.

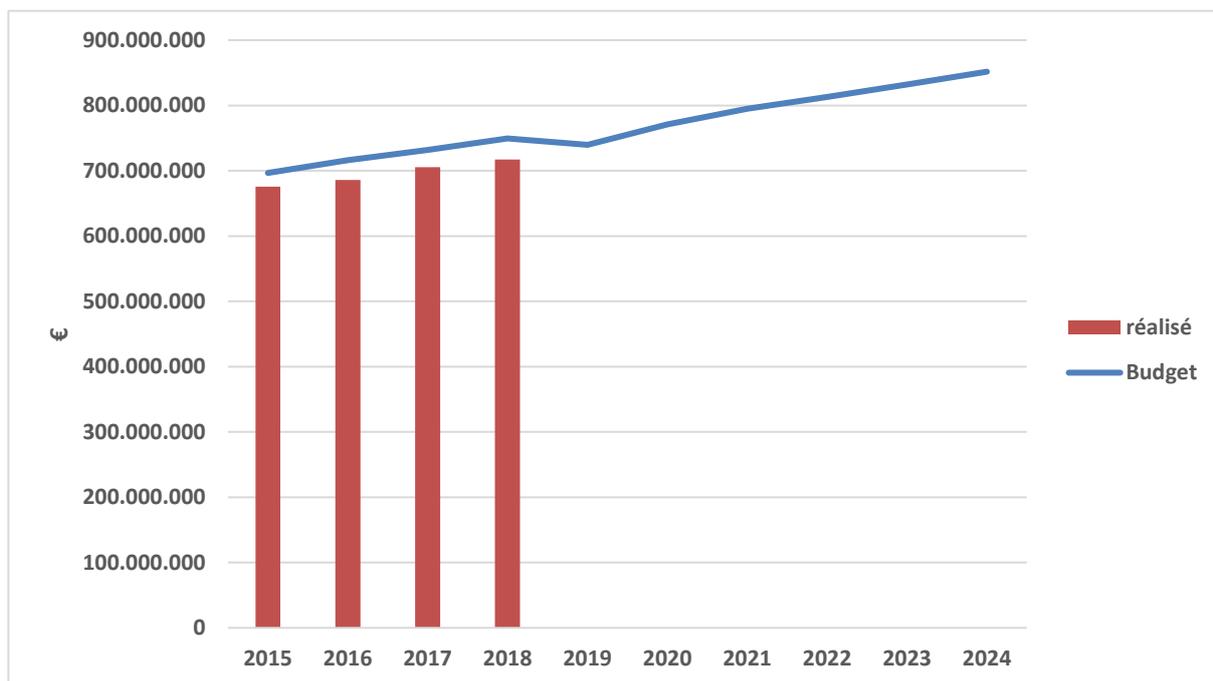


Figure 15 : Evolution de la valeur de la RAB électricité²⁰

De manière générale, on constate que le réalisé n'a jamais atteint le budget depuis le début de la période tarifaire 2015-2019. On constate néanmoins une nette hausse de la valeur réalisée de la RAB sur la période 2015-2018, ce qui tend à crédibiliser la hausse budgétée par SIBELGA pour la période 2020-2024.

Toutefois, compte-tenu de la dernière valeur réalisée de la RAB électricité (717 M€ en 2018) et des évolutions ayant eu lieu depuis le début de la période tarifaire 2015-2019 présentées ci-dessous, le budget 2020 semble irréaliste.

	2016	2017	2018
Évolution RAB (€)	10.522.922	19.315.386	12.041.911
Évolution RAB (%)	1,6%	2,8%	1,7%

Figure 16 : Evolution de la RAB électricité entre 2016 et 2018

Les fluctuations de la valeur de la RAB électricité sont présentées au graphique ci-dessous.

²⁰ Les données « prévision » des années 2015 à 2018 proviennent de la proposition tarifaire 2015-2019 adaptée, Les données « prévision » des années 2019 à 2024 proviennent de la proposition tarifaire 2020-2024 adaptée et les données « réalisé » proviennent des contrôles ex post.

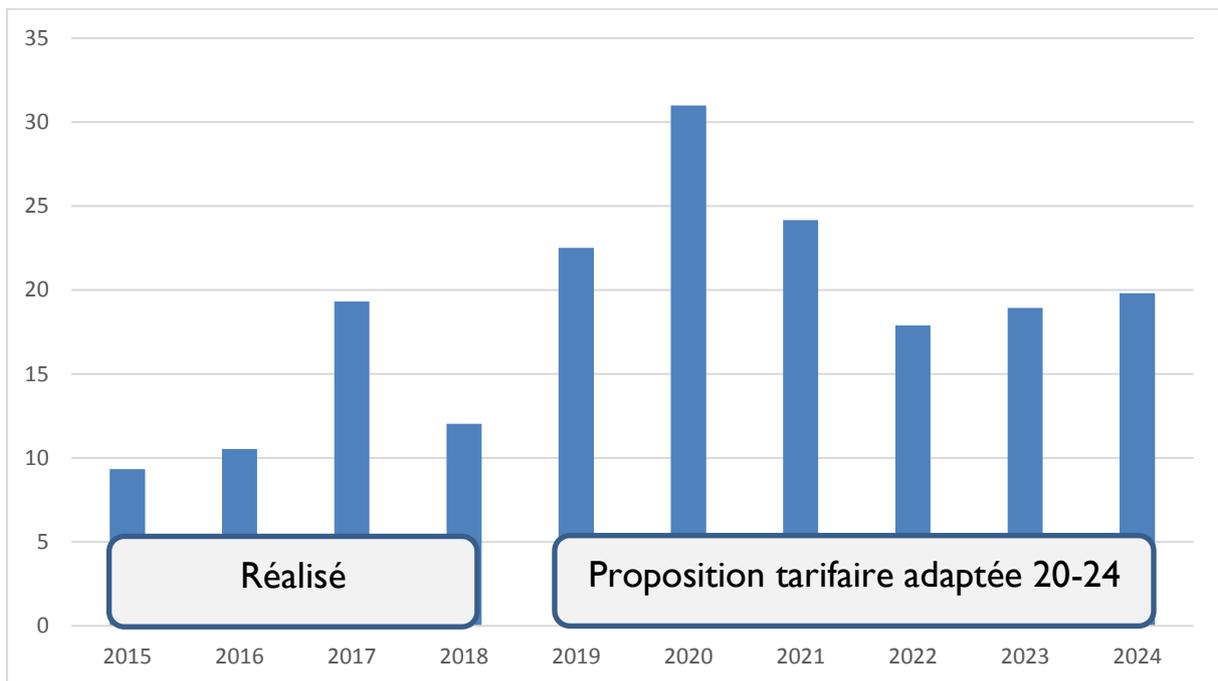


Figure 17 : Augmentations de la RAB électricité entre 2015 et 2024

L'évolution de la valeur de la RAB et sa potentielle surévaluation par SIBELGA ont un impact tarifaire via deux vecteurs :

- La marge équitable, décrite au point suivant, qui constitue un coût non gérable couvert par les tarifs de distribution, et dont le calcul repose largement sur la valeur de la RAB ;
- Les charges des amortissements, qui constituent un coût non gérable couvert par les tarifs de distribution²¹.

La figure 17 montre que les augmentations de valeur de la RAB électricité prévues par SIBELGA en 2019, 2020 et 2021 sont plus élevées que la plus forte augmentation ayant eu lieu au cours de la période tarifaire 2015-2019 (+19M€ en 2017).

BRUGEL avait demandé à SIBELGA de revoir les évolutions prévues de la RAB électricité. BRUGEL constate que cela n'a été fait que pour l'année 2019, l'augmentation de la RAB passant de 27M€ à 22,5M€ pour cette année. Cette modification est illustrée à la figure 15, par la diminution de la valeur prévue de la RAB électricité entre 2018 (proposition tarifaire 2015-2019) et 2019 (proposition tarifaire 2020-2024).

La création de solde²² liée à une surestimation des valeurs futures de la RAB étant relativement limitée, BRUGEL estime que la non réévaluation par SIBELGA du plan d'investissement ne constitue par un motif suffisant pour refuser toute la proposition tarifaire. BRUGEL veillera,

²¹ La valeur de la RAB est principalement déterminée à la hausse par les nouveaux investissements et à la baisse par les amortissements.

²² Non gérable et donc intégralement en faveur des consommateurs.

tant dans l'exercice de ses missions tarifaires que dans ses avis concernant les plans d'investissement à l'usage de projections réalistes par SIBELGA.

4.2.4 Coûts entrepreneurs

Il apparaît que SIBELGA anticipe une hausse de ses coûts entrepreneurs (+30%), dans le cadre de l'organisation du marché public relatif à ces prestations, commençant en 2020. Les différents offres remises par les soumissionnaires ont été transmises par SIBELGA à BRUGEL pour traitement administratif.

BRUGEL déplore cependant que SIBELGA n'ait pas répondu à la question posée par BRUGEL visant à connaître les montants de malus appliqués aux entrepreneurs depuis le début de la période tarifaire en cours. La seule information communiquée par SIBELGA à propos de ce mécanisme de bonus/malus est qu'il représente un coût à charge des tarifs de 582.918€ pour les années 2015 à 2018. BRUGEL conclut donc que plus de bonus ont été payés que de malus prélevés. SIBELGA indique que ce mécanisme sera à nouveau utilisé pour le nouveau marché entrepreneur commençant en 2020. BRUGEL sera particulièrement vigilant au cours de la période tarifaire 2020-2024 quant à l'application des malus lorsque cela s'avère nécessaire. En effet, compte-tenu de la forte augmentation des coûts entrepreneurs à partir de 2020, SIBELGA se doit d'assurer le contrôle des coûts entrepreneurs de manière stricte, voire de les diminuer à l'aide du malus prévu dans le marché public lorsque cela s'avère adéquat.

4.3 Projection des volumes

Plusieurs composantes des tarifs de distribution étant proportionnelles aux volumes d'énergie active prélevés, l'évolution des quantités d'énergie active prélevées sur le réseau ont un impact important sur la grille tarifaire. Le nombre d'EAN connectés au réseau a également un impact important.

Au niveau budgétaire, les volumes distribués n'ont qu'une très faible influence sur les coûts de SIBELGA.

Les projections réalisées par SIBELGA reposent largement sur les quantités du passé (infeed réel 2008-2018). Suite à des discussions entre SIBELGA et BRUGEL, il a finalement été décidé de rajouter des hypothèses relatives aux points suivants :

- Impact de véhicules électriques ;
- Impact de l'autoconsommation des installations photovoltaïques ainsi que des installations de cogénération ;
- Impact de la fin de la compensation pour les installations photovoltaïques résidentielles au 1/1/2020.

SIBELGA apporte la description suivante : « La tendance de base résultant de l'historique de l'infeed (régression linéaire) nous montre une diminution annuelle moyenne de 1,54% sur la période 2008 à 2024.

A noter que la tendance du passé inclut une augmentation annuelle moyenne du nombre d'EAN de +0,86% sur la période janvier 2008 décembre 2018. Ce paramètre est considéré comme structurel pour le futur. »

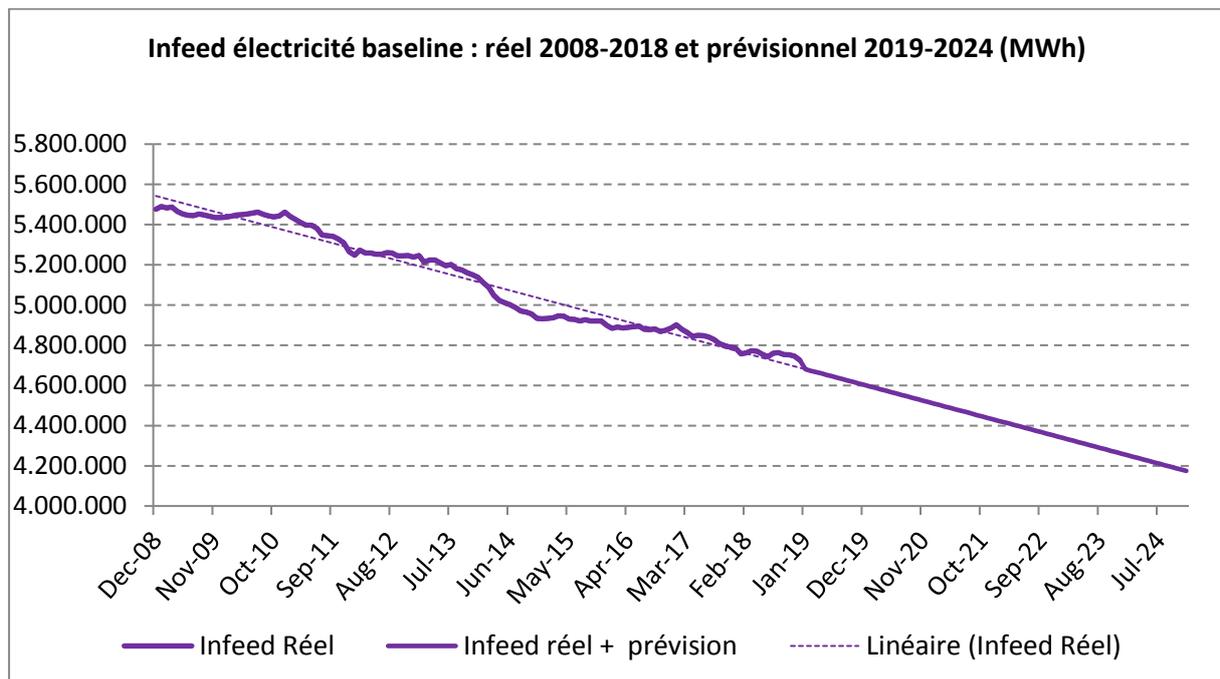


Figure 18 : Evolution des volumes d'infeed – source SIBELGA

Au niveau de l'évolution par niveau de tarif, SIBELGA indique ce qui suit :

1. Les clients TMT : sur base de l'historique des années précédentes (plusieurs EAN sont passés en MT), nous anticipons une baisse annuelle de 1,5% sans perte de clients ;
2. Les clients MT : ce groupe a enregistré une baisse des consommations malgré l'apport de clients TMT. Cependant la baisse est inférieure à la baisse constatée globalement et nous tablons sur une baisse de 1,33% par an ;
3. Les clients TBT : leur nombre a fortement diminué depuis 10 ans et même si le mouvement s'est ralenti ces deux dernières années, nous anticipons encore une baisse annuelle de 3% vu les évolutions tarifaires à venir ;
4. Les clients BT avec mesure de pointe : c'est la seule catégorie en croissance suite aux régularisations réalisées (tarif obligé pour tout raccordement BT de plus de 56 kVA). Ce groupe continuera à augmenter suite aux évolutions tarifaires futures ; nous estimons sa croissance à 0,25% par an ;
5. Les clients sans comptage (« No-device ») : leur nombre continue à croître modérément de même que leurs consommations ; nous pensons que cette croissance se situera à 0,50% par an ;
6. Les autres clients BT résiduels ont été estimés par différence entre la consommation globale obtenue par régression et les consommations de chacun des autres niveaux de tarif ; la baisse résultante est de l'ordre de 2,3% par an.

De même que pour la période tarifaire précédente, BRUGEL soutient l'approche prudente de SIBELGA de ne pas procéder au calcul des tarifs sur base d'un volume constant. Calculer les tarifs proportionnels sur des volumes constants aurait certes comme impact direct une diminution générale des tarifs, mais provoquerait une hausse sensible de ces tarifs en cas de surestimation du volume.

Dès lors, BRUGEL accepte les volumes présentés par SIBELGA dans sa proposition tarifaire.

4.4 Analyse des tarifs

4.4.1 Structure des tarifs

Les différents types de tarifs, les vecteurs tarifaires et les catégories de clients proposés par SIBELGA sont bien conformes à la structure tarifaire définie dans la méthodologie tarifaire « électricité ».

4.4.2 Tarifs non périodiques

SIBELGA présente les objectifs suivants en matière de tarifs non périodiques :

« Les tarifs non-périodiques ayant fait l'objet d'une révision approfondie lors de la proposition tarifaire 2015-2019, Sibelga n'a ici pas procédé à une refonte globale de ces tarifs, mais bien à une mise à jour de ceux-ci et à quelques adaptations, tout en respectant les objectifs déjà fixés lors de la précédente proposition. A savoir :

- Simplification pour le client ;
- Harmonisation ;
- Alignement entre tarifs et coûts ;
- Eviter les mouvements tarifaires erratiques ;
- Eviter les variations trop importantes. »

BRUGEL constate que SIBELGA a procédé (en conformité avec les hypothèses transmises à BRUGEL en juin 2019) à plusieurs aménagements dans la grille des tarifs non périodiques, suppression de tarifs, passage de tarifs à 0, passage de tarifs sur devis, changements dans la philosophie d'application des tarifs, etc... C'est dans ce cadre que les tarifs non périodiques suivants ont fait l'objet d'une discussion entre SIBELGA et BRUGEL :

- Placement d'un compteur exclusif nuit en coffret,
- Vérification périodique de la protection de découplage d'une production locale ≥ 30 kVA,
- Communication des données historiques de consommation,
- Pose/remplacement d'un compteur A+/A- sans pose coffret dans le cadre d'une production locale simple ou double tarif,
- Livraison et placement d'un disjoncteur de 63 à 100A,
- Renouvellement et/ou mise à niveau d'une bouche à clé, en voirie/trottoir, avec/sans terrassement,
- Mise à niveau d'une taque d'accès pour cabine électrique (sans terrassement) + mise hors service

- Enlèvement de compteurs (électricité ou gaz), avec ou sans autre travail – par 4 compteurs,
- Intervention dans le développement du réseau basse tension,
- Déforçement d'un compteur électrique pour motivation tarifaire (passage sous les 13 kVA),
- Foires et festivités,
- Report de rendez-vous ou annulation de travaux,
- Placement d'un compteur électrique de chantier ($P \leq 25$ kVA),
- Placement d'un compteur électrique de chantier $25\text{kVA} < P \leq 56\text{kVA}$ / Placement d'un compteur électrique de chantier $25\text{kVA} < P \leq 56\text{kVA}$ / Placement d'un compteur électrique ≤ 56 kVA sur une installation en décompte,
- Activation physique d'un compteur double tarif,
- Livraison et pose de câbles,
- Armoires de marché,
- Placement de boîtiers d'impulsion,
- Remplacement fusible par disjoncteur,
- Réglage de la protection de découplage d'une production locale ≥ 30 kVA,
- Placement d'une armoire de télécommande à distance (pour interrupteurs motorisés HT),
- Fourniture et placement d'un relais de découplage pour installation de production locale,
- Placement d'un module de télésignalisation pour installation de production locale - 1^{er} module,
- Placement d'un module de télésignalisation pour installation de production locale – module supplémentaire,
- Prestations d'accès,
- Suppression branchement MT, activation administrative d'un compteur double tarif, activation administrative des données d'injection.

De manière générale, BRUGEL a procédé à l'analyse des tarifs non périodiques tels que proposés par SIBELGA et des changements proposés par SIBELGA. De nombreuses questions ont été posées au GRD qui y a répondu de manière satisfaisante.

BRUGEL présente ci-dessous quelques points spécifiques relatifs aux tarifs non périodiques ainsi que ceux faisant l'objet d'un refus.

4.4.2.1 Foires et festivité

Il est apparu, à la lecture des hypothèses retenues pour l'établissement de la proposition tarifaire, que le taux de couverture des tarifs de raccordement « foires et festivités » n'était pas de 100%. Cette situation constituait de fait une subsidiation de cette activité par les autres tarifs de distribution. BRUGEL a demandé à SIBELGA de mettre fin à cette situation, ce qui a été fait.

4.4.2.2 Intervention dans le développement du réseau BT

A l'instar de ce qui se fait déjà pour la haute tension, SIBELGA entendait introduire une intervention forfaitaire par kVA pour la mise à disposition de puissance en basse tension.

De nombreuses questions sur ce nouveau tarif ont été posées à SIBELGA, et plusieurs discussions sur le sujet ont eu lieu entre SIBELGA et BRUGEL.

Dans le principe, BRUGEL ne conteste pas que la création de ce tarif puisse se justifier dans le contexte actuel. Toutefois, BRUGEL considère que ce tarif à lui seul ne peut rencontrer les objectifs présentés par SIBELGA. En effet, les défis induits par la transition énergétique auxquels doit faire face le réseau de distribution de la Région de Bruxelles-Capitale ne seront relevés qu'à l'aide d'un ensemble de mesures techniques, réglementaires et tarifaires, dont peut éventuellement faire partie le tarif proposé par SIBELGA.

À titre illustratif, nous pouvons citer comme mesures additionnelles, le développement de communautés d'énergie, les moyens de la gestion de la demande dont notamment les compteurs intelligents, le développement des solutions de comptage et de lissage de charge.

L'introduction de ce tarif n'apparaît donc pas opportune à ce stade, et BRUGEL réserve sa décision après que :

- Le règlement technique prévoit les dispositions complètes relatives à l'implémentation de ce tarif,
- L'ensemble des informations nécessaires à la bonne évaluation de l'impact de ce tarif ait été communiquée à BRUGEL.

Ce nouveau tarif n'est pas validé. Il devra faire l'objet d'une proposition spécifique conformément au point 6.1.3 de la méthodologie. Brugel considère que ce nouveau tarif est une adaptation de services existants en ce qu'actuellement ce service est mis à disposition des utilisateurs à titre gratuit et qu'à l'avenir Sibelga souhaite une prise en charge par ces derniers et qu'une proposition d'adaptation du règlement technique a été soumise à BRUGEL.

4.4.2.3 Remplacement d'un compteur A+/A- par un compteur Smart

BRUGEL ne valide pas l'introduction d'un tarif à 0 pour le remplacement d'un compteur A+/A- non défectueux par un compteur intelligent avant le lancement effectif d'un déploiement segmenté ou généralisé prévu dans le plan d'investissements du GRD.

Le cas échéant, BRUGEL rejettera les coûts échoués induits par le remplacement d'un compteur A+/A- non défectueux ou non complètement amorti.

4.4.2.4 Certains tarifs en cas de consommation hors contrat, de fraude ou de bris de scellés

4.4.2.4.1 Tarif minoré pour les cas où l'erreur est imputable à un professionnel du secteur

BRUGEL prend acte de la création du tarif EBT 312, en plus du tarif EBT 313 :

Ref Tarif	Description du travail	Tarif
EBT312	Tarif par défaut en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (/kWh). ²³	100% PM ²⁴
EBT313	Tarif minoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (/kWh). ²⁵	125% PM

4.4.2.4.2 Tarif visite du terrain dans le cadre d'une consommation hors contrat (tarif EG311)

BRUGEL prend acte de la baisse de ce tarif entre la proposition tarifaire initiale et adaptée, passant de 330€ à 299€ (tarifs 2020).

4.4.2.4.3 Tarif remplacement du compteur (EG312)

BRUGEL prend acte des explications apportées par SIBELGA à propos de ce tarif.

4.4.2.5 Conditions générales

BRUGEL a constaté l'existence de conditions générales émises par SIBELGA. Ces conditions générales feront l'objet d'une analyse par BRUGEL au cours de la période tarifaire.

4.4.3 Tarifs périodiques

Les tarifs périodiques proposés par SIBELGA sont, conformément à la méthodologie tarifaire applicable, divisés en quatre parties :

1. Les tarifs d'Utilisation du Réseau de Distribution (URD), y compris le tarif pour énergie réactive,
2. Le tarif Mesure et Comptage,
3. Les Obligations de Service Public (OSP),
4. Les Surcharges :

²³ Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 2, 1er tiret, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 2, 1er tiret, du Règlement Technique Gaz.

²⁴ Prix maximum Clientèle résidentielle non protégée dont le contrat de fourniture a été résilié.

²⁵ Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 2, 2è et 3è tirets, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 2, 2è et 3è tirets, du Règlement Technique Gaz.

- a. La surcharge pension,
- b. La surcharge Impôt des sociétés et autres prélèvements,
- c. La redevance de voirie.

4.4.3.1 Description des coûts couverts par les tarifs

1. Le poste Utilisation du Réseau de Distribution reprend principalement :
 - a. Les frais des services de support (services techniques, services généraux, IT, ...),
 - b. Les frais d'étude et d'entretien de l'infrastructure (amortissements),
 - c. Les frais de gestion du système (conduite du réseau, gestion des contrats d'accès),
 - d. La compensation des pertes sur le réseau,
 - e. La rémunération des capitaux investis.
2. Le poste Mesure et Comptage reprend principalement :
 - a. L'amortissement des compteurs,
 - b. La relève et le traitement des données
3. Le poste Obligations de service public reprend principalement :
 - a. L'éclairage public,
 - b. La gestion de la clientèle protégée, des limiteurs de puissance, des coupures, et des plaintes,
 - c. Les foires et festivités.
4. Surcharges : La description des surcharges est disponible dans les méthodologies tarifaires applicables.

4.4.3.2 Tarif d'utilisation du Réseau de Distribution

Trois éléments majeurs sont à mentionner pour la période 2020-2024 :

- Les tarifs TMT et MT convergent pour être identiques en 2024.

- Les tarifs TBT et BT convergent pour être identiques en 2024.

A propos de ces convergences à venir, SIBELGA indique ce qui suit : « Lors de la précédente proposition tarifaire, la part du tarif de pointe dans le tarif d'utilisation était passé progressivement de 75 à 80% pour les clients TMT et MT, elle était de 70% pour les clients TBT et était passée de 50 à 58% pour les clients BT plus de 56 kVA. Pour cette période tarifaire Sibelga propose de maintenir le niveau de 80% pour les clients alimentés en MT et de passer progressivement à 60% pour les clients alimentés en BT avec mesure de pointe. » BRUGEL constate que cette approche correspond à la méthodologie tarifaire applicable.

Par ailleurs, BRUGEL rappelle que conformément à la méthodologie, plus aucun tarif maximum (prix plafond) ne sera d'application à partir de 2020.

- Un terme capacitaire est introduit en BT hors mesure de pointe (dès 2020).

BRUGEL constate que la proposition tarifaire 2020-2024 prévoit l'introduction d'un terme capacitaire pour la basse tension sans mesure de pointe, comme prévu par la méthodologie tarifaire.

Ce tarif est articulé autour d'une valeur pivot, 13kVA, et s'élève, pour 2020 à :

- 27,74€ par an pour une puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA,
- 55,45€ par an pour une puissance mise à disposition supérieure à 13kVA.

BRUGEL valide la création de ce tarif conforme à la méthodologie.

BRUGEL constate par ailleurs que la tension entre les termes proportionnels appliqués à la basse tension en heures creuses par rapport aux heures pleines s'élève à 60%. Ce pourcentage est identique à la période tarifaire précédente.

4.4.3.3 Couverture des coûts par les recettes

BRUGEL a pu s'assurer que les recettes prévues par SIBELGA couvraient les coûts imputés aux différents groupes de clients. Cette situation est illustrée aux figures ci-dessous.

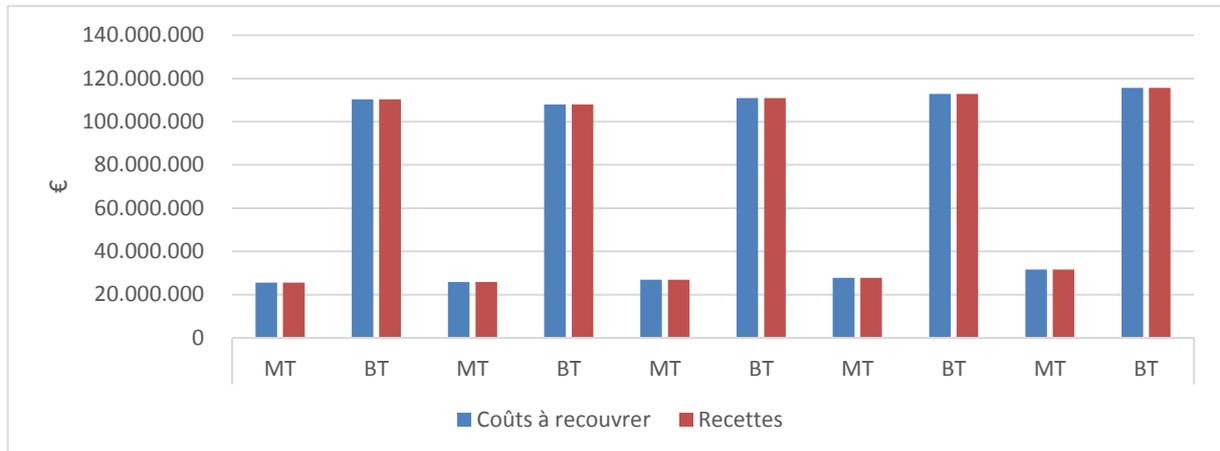


Figure 19 : Couverture des coûts imputés par les recettes pour les groupes de clients MT et BT

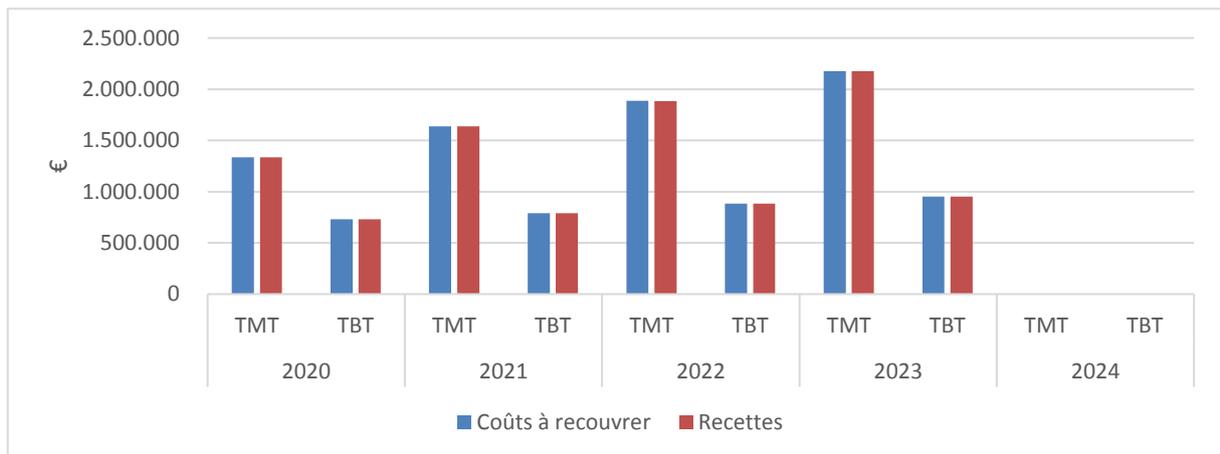


Figure 20 : Couverture des coûts imputés par les recettes pour les groupes de clients TMT et TBT

Les figures 19 et 20 illustrent le fait que les tarifs TMT convergent vers les tarifs MT pour fusionner avec ceux-ci à l'horizon 2024. On assiste donc à une modification progressive du coefficient de dégressivité.

Le même mécanisme se produit pour les tarifs TBT et BT.

4.4.3.4 Origines des recettes du poste Utilisation du Réseau de Distribution (URD)

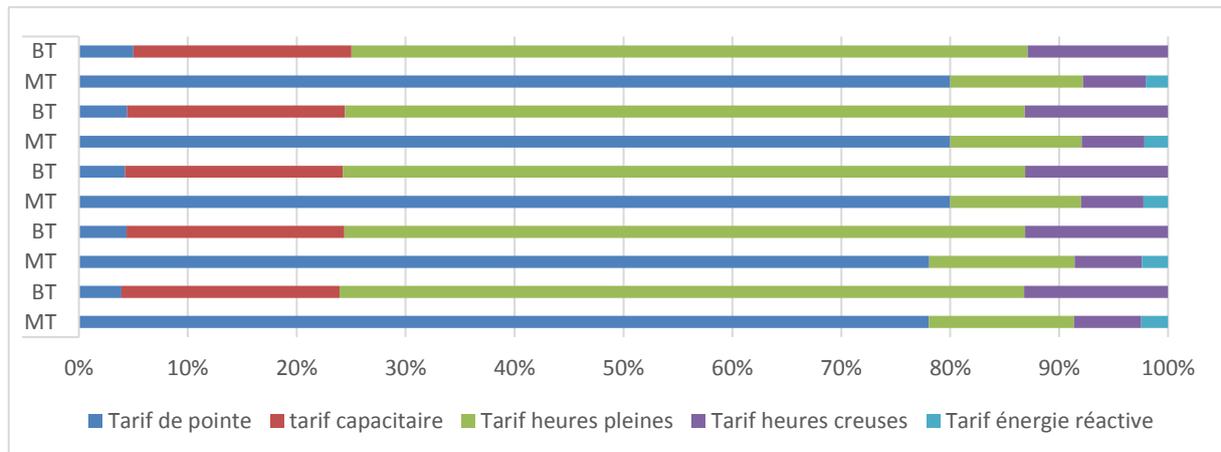


Figure 21 : Recettes du poste URD pour les utilisateurs BT et MT

La figure 21 illustre la couverture de 20% du poste URD par le nouveau tarif capacitaire pour la basse tension.

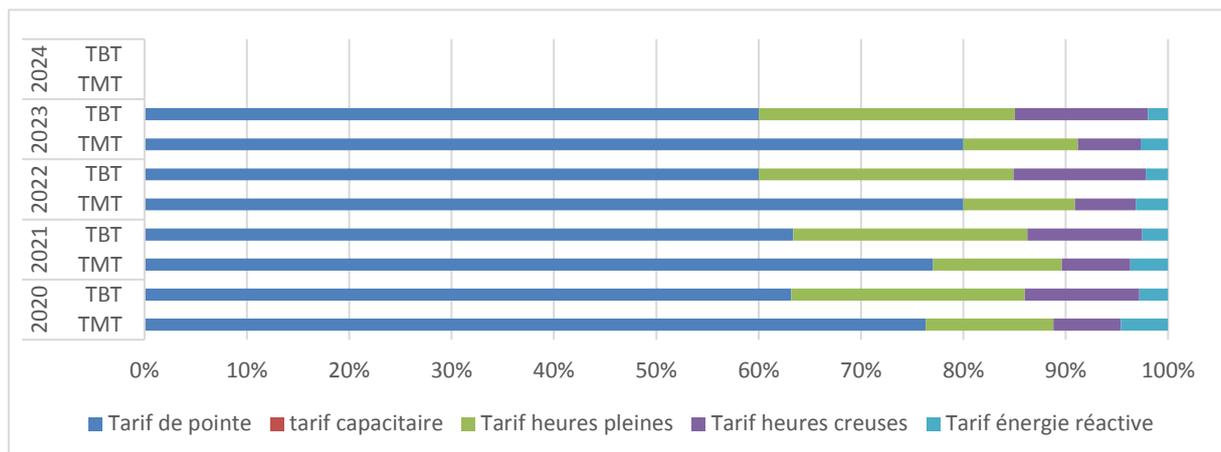


Figure 22 : Recettes du poste URD pour les utilisateurs TMT et TBT

4.4.3.5 Tarif de mesure et comptage

A partir de 2020, le tarif appliqué dépend de l'utilisateur :

- Tous les clients de plus de 56 kVA (TMT, MT, TBT et BT avec mesure de pointe) se voient dorénavant appliquer un même tarif, indépendant de leur mode de comptage.
- Les clients « no device » se voient appliquer la moitié de celui-ci.
- Les clients résidentiels se voient appliquer un seul tarif « RI ».

Bien que cette modification ne soit pas explicitement mentionnée dans la méthodologie tarifaire applicable, BRUGEL ne voit pas d'objection à cette évolution.

Les autres segments des tarifs de distribution (OSP, surcharges et redevance de voirie) n'appellent pas de remarques particulières.

4.4.4 Conditions d'application

Conformément à la méthodologie, les conditions d'application des différents tarifs ont été transmises par SIBELGA en même temps que la proposition tarifaire. Ces conditions pourront faire l'objet d'analyses ultérieures et le cas échéant évoluer en cours de période en fonction des modifications du cadre (règlement technique, ordonnance,...).

L'ensemble des fiches tarifaires (vade-mecum) a été transmis par SIBELGA. BRUGEL demande à recevoir ces fiches mises à jour pour le 31 décembre 2019 au plus tard. Par ailleurs, toutes les modifications apportées dans celles-ci au cours de la période devront être communiquées à BRUGEL dans les meilleurs délais.

4.5 Analyse des soldes régulateurs et de leur affectation

Les affectations et projections des soldes régulateurs sont présentées à la figure ci-dessous.

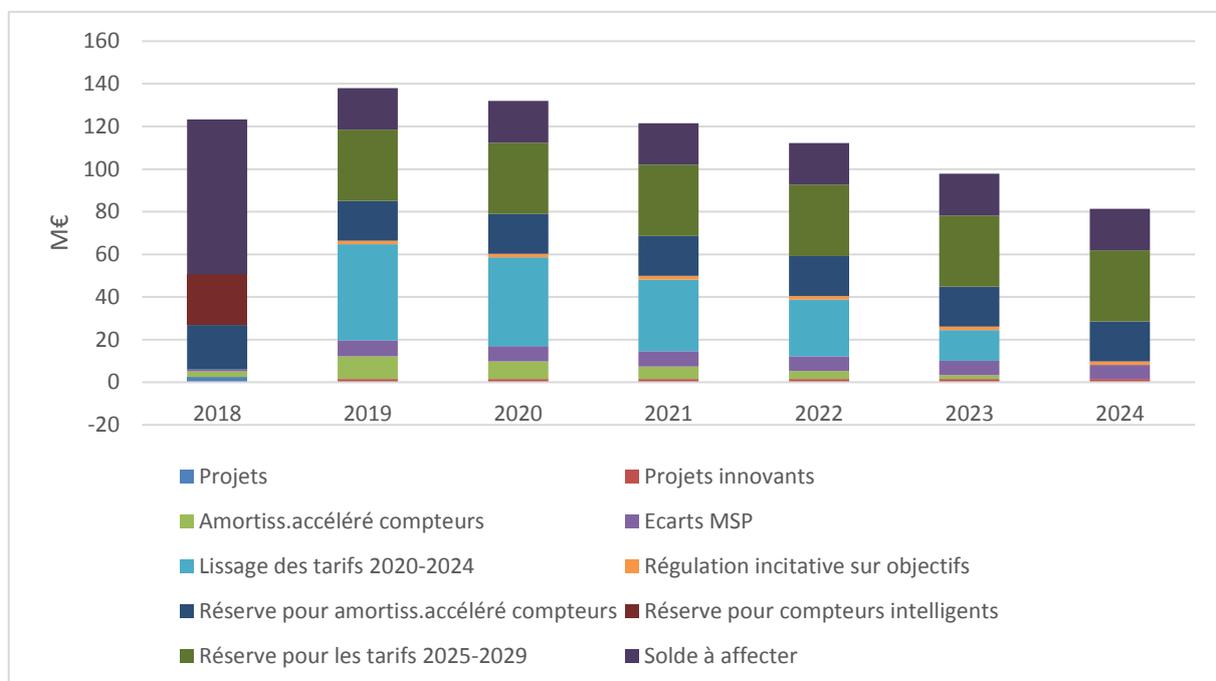


Figure 23 : affectations du fonds de régulation électricité (situations au 31/12)²⁶

Les faits marquants de la proposition tarifaire 2020-2024 de SIBELGA sont les suivants :

- La réserve de 20.840.160 EUR constituée en 2015 pour supporter l'implémentation des compteurs intelligents est reprise car ce projet est devenu gérable ; le montant est versé au solde à affecter.
- Une partie (10.423.808 EUR) de la réserve constituée en 2015 pour supporter l'amortissement accéléré des compteurs après 2019 est utilisée pour doter le fonds «

²⁶ 2018 reprend les données réalisées, 2019 est une estimation tandis que les années 2020 à 2024 sont des estimations faisant partie de la proposition tarifaire.

Amortissement accéléré des compteurs » à hauteur des besoins pour la période tarifaire 2020-2024 (10.711.329 EUR). Dès lors il faut reconstituer la réserve « Amortissement accéléré des compteurs » pour couvrir la valeur restante des compteurs mécaniques non encore amortis en 2024, soit 18.720.723 EUR, la dotation à réaliser est de 8.304.371 EUR²⁷.

- Constitution d'un fonds « Projets innovants » à hauteur de 1,5 MEUR destiné à financer des projets innovants (ex : groupement d'autoconsommation) après approbation par le régulateur.
- Création d'une enveloppe visant à assurer la régulation incitative sur objectifs (1.690.000 EUR).
- Dotation de 45.045.000 EUR pour constituer un fonds « Lissage du revenu » destiné à limiter la hausse du revenu total au niveau de l'inflation pour la période 2020-2024. BRUGEL avait demandé à SIBELGA d'augmenter le montant prévu pour la baisse des tarifs 2020-2024 dans la proposition tarifaire initiale (37,5MEUR).
- Suite à la demande de BRUGEL, une réserve a également été constituée à concurrence de 33.438.799 EUR pour les tarifs 2025-2029. Ce montant correspond à l'ensemble des soldes disponibles et non encore affectés, à l'exception des soldes estimés pour l'année 2019.
- Un solde à affecter de 19,5MEUR est anticipé sur la période 2020-2024.
- Les affectations suivantes n'appellent pas de remarques particulières, et BRUGEL les valide :
 - Amortissement accéléré des compteurs ;
 - Ecart mission de service public ;
 - Réserve pour amortissement accéléré des compteurs ;

BRUGEL rappelle que ces soldes réglementaires constituent une dette vis-à-vis des consommateurs bruxellois. A ce titre, ils doivent retourner aux consommateurs bruxellois.

4.5.1 Projets OSP

BRUGEL relève que SIBELGA demande, en plus des fonds requis pour la couverture des écarts OSP, des affectations de fonds supplémentaires pour financer des projets en rapport avec les OSP. Les montants mentionnés dans la note d'accompagnement de la proposition tarifaire adaptée sont les suivants :

- 507.300€ pour la préparation de l'application clients protégés à MIG 6 ;

²⁷ À noter qu'une erreur avait été commise dans la proposition tarifaire quant au réalisé 2018, les postes « Réserve pour compteurs intelligents » et « Réserve pour amortissement accéléré des compteurs » avaient été intervertis. Cela a été corrigé dans la proposition tarifaire adaptée.

- 232.000€ pour l'intégration des installations d'éclairage public en Atlas (SIG) ;
- 1.432.000€ pour l'implémentation du programme d'Intelligent Street Lightning ;
- 832.000€ pour le projet « exploitation éclairage public ».

Le montant total des projets OSP 2020 s'élève donc à 3.003.000 EUR, auxquels il convient d'ajouter 3.500.000 EUR de couverture des écarts MSP pour arriver à l'affectation de 6.503.000 EUR.

Dans sa décision de refus de la proposition tarifaire initiale, BRUGEL avait demandé à SIBELGA de lui présenter les enveloppes budgétaires pour les projets OSP pour les années 2020-2024. SIBELGA a transmis ses meilleures estimations.

4.6 Evolutions des tarifs 2020-2024

BRUGEL a analysé l'évolution des tarifs, déterminés d'une part par le budget tarifaire et d'autre part par les quantités d'énergie distribuées (voir point 4.3). Il est important de noter que le budget tarifaire tel que proposé par SIBELGA profite d'une utilisation des fonds de régulation de 45M€, ce qui fait baisser les tarifs présentés ici.

Cette analyse repose sur des profils type.

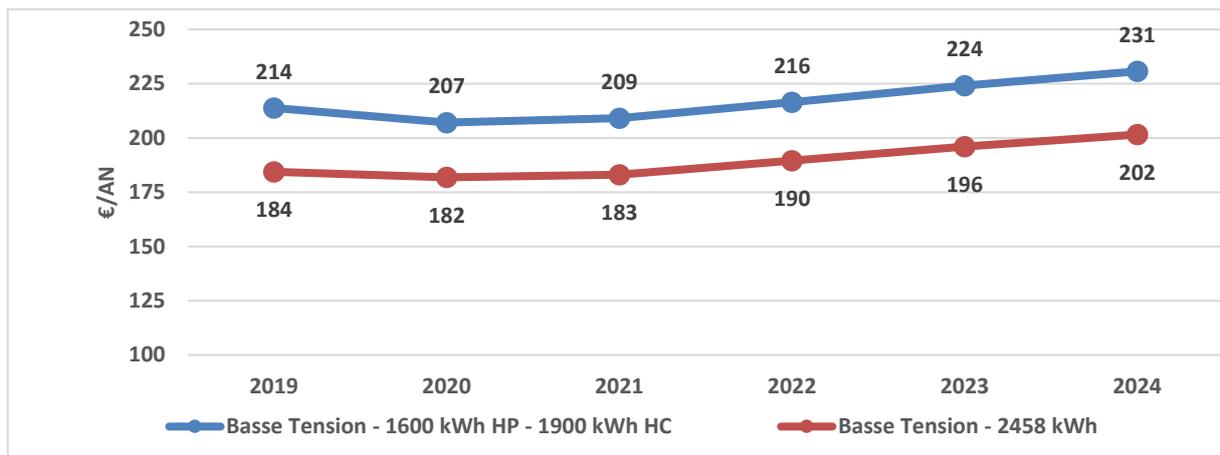


Figure 24 : évolution des factures de deux profils type BT (total distribution hors OSP et HTVA)

A propos des clients BT, on constate une légère baisse des tarifs entre 2019 et 2020. La facture de distribution remonte ensuite entre 2020 et 2024.

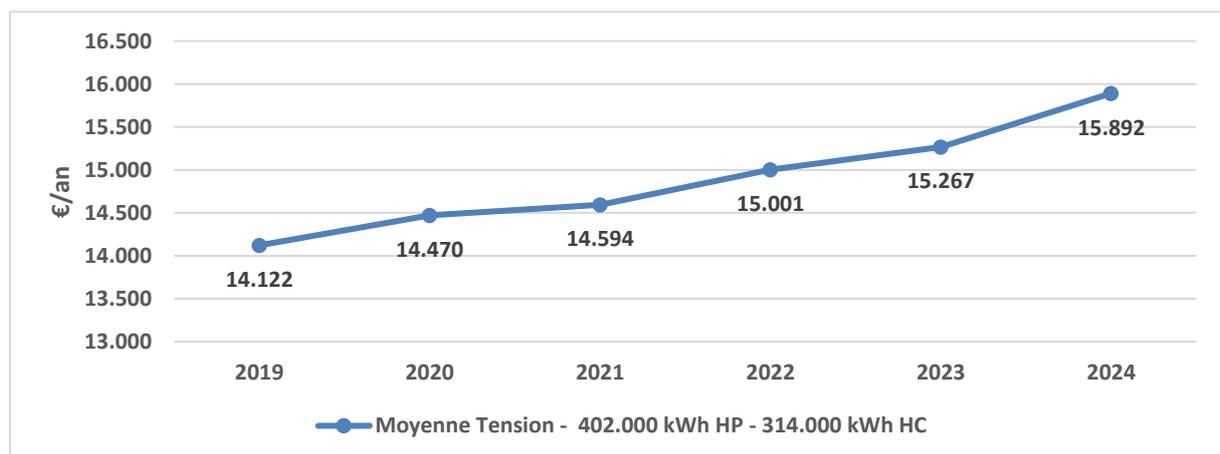


Figure 25 : évolution de la facture de distribution d'un profil type MT (total distribution hors OSP et HTVA)

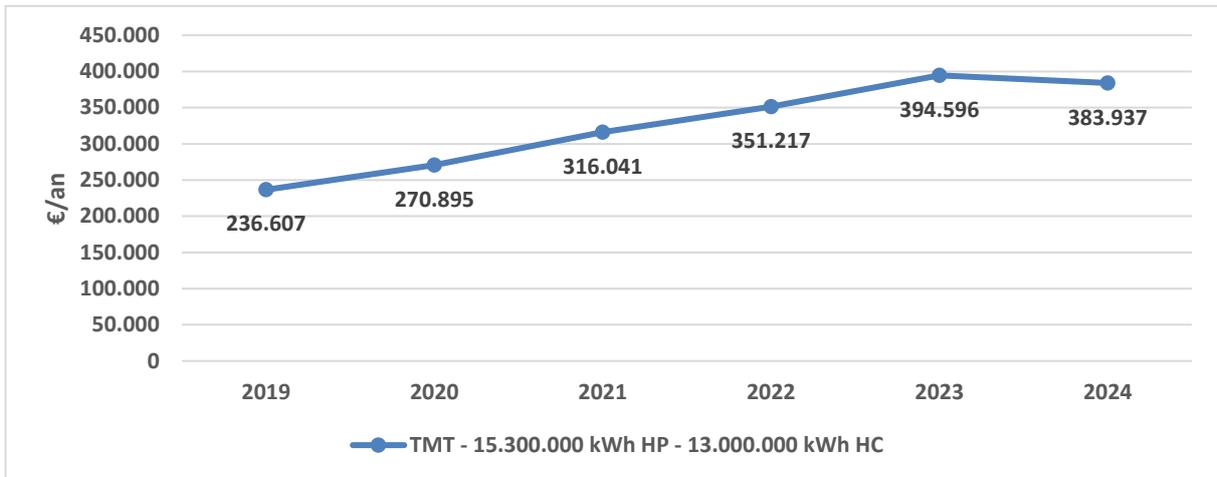


Figure 26 : évolution de la facture de distribution d'un profil type MT (total distribution hors OSP et HTVA)

L'évolution constatée des factures de distribution pour les profils MT et TMT retenus sont conformes à la méthodologie tarifaire applicable. BRUGEL veillera au respect par SIBELGA de l'obligation d'information aux clients concernés par le point 4.3.I.I de la méthodologie tarifaire suite aux modifications tarifaires intervenues.

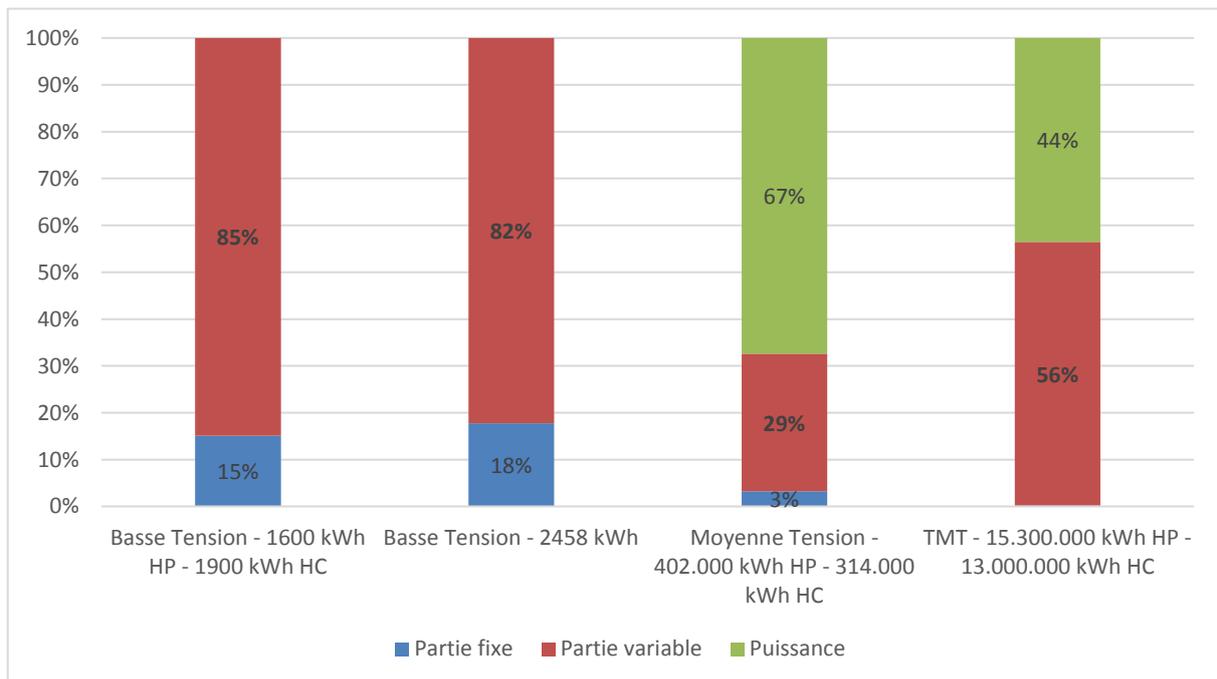


Figure 27 : différentes parties de la facture de distribution de plusieurs profils type (HTVA)

Les tarifs transport ne font pas partie de la présente décision, et feront l'objet d'une décision séparée en janvier de chaque année de la période régulatoire.

5 Conclusion

Compte-tenu de ce qui précède, le conseil d'administration de BRUGEL a décidé, en date du 18 décembre 2019 d'accepter la proposition tarifaire soumise par SIBELGA le 5 décembre 2019.

Ces tarifs seront d'application à partir du 1^{er} janvier 2020, et doivent être transmis dans les plus brefs délais aux fournisseurs par SIBELGA.

L'ensemble des tarifs ainsi que les conditions d'application sont publiés sur le site internet de BRUGEL.

6 Réserve générale

BRUGEL souhaite préciser que la proposition tarifaire se base sur une projection budgétaire portant sur la période tarifaire 2020 à 2024. La réalité des coûts et des quantités estimées présentera inévitablement des écarts par rapport au budget. BRUGEL se réserve le droit d'encore examiner et de demander des éléments justificatifs relatifs au caractère raisonnable de certains éléments constitutifs du revenu total au cours des prochaines années.

Dans le cadre du contrôle ex post, le simple fait de respecter le montant du revenu total estimé dans la proposition tarifaire 2020-2024 ne peut pas constituer une justification du caractère raisonnable des éléments composant le revenu total.

7 RECOURS

La présente décision peut faire l'objet d'un recours devant la Cour des Marchés de Bruxelles conformément à l'article 9^{septies} de l'ordonnance « électricité »,

* *

*

8 Annexes

A la présente décision sont annexés les tarifs 2020-2024 ainsi qu'un aperçu de l'évolution des factures des clients-type électricité (hors OSP).

A propos des tarifs OSP, ceux-ci sont déterminés en concordance avec le point 7.3.2 de la méthodologie tarifaire applicable.

prix hors TVA

		TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
		Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	EUR / kWh T	0,000781	0,000781	0,001988	0,001988	0,004861	0,011375	0,011375	0,011375

Distribution Électricité

Evolution des factures des clients-type Electricité (hors OSP)

	Clients type	Consommation annuelle en kWh			Puissance appelée en kW	2019		2020		2021		2022		2023		2024		Evolution 2019/2020	Evolution 2019/2024
		kWh T	kWh HI	kWh LO		EUR/an	ct/kWh	EUR/an	ct/kWh	EUR/an	ct/kWh	EUR/an	ct/kWh	EUR/an	ct/kWh	EUR/an	ct/kWh		
Réseau MT	la	30.000	30.000	0	30	2.221	7,40	2.173	7,24	2.157	7,19	2.209	7,36	2.205	7,35	2.258	7,53	-2,2%	1,6%
	lb	50.000	50.000	0	50	3.250	6,50	3.233	6,47	3.208	6,42	3.295	6,59	3.296	6,59	3.388	6,78	-0,5%	4,2%
	Médian	252.000	144.000	108.000	95	6.493	2,58	6.571	2,61	6.578	2,61	6.746	2,68	6.809	2,70	7.035	2,79	1,2%	8,4%
	lc	160.000	160.000	0	100	6.117	3,82	6.197	3,87	6.179	3,86	6.355	3,97	6.396	4,00	6.613	4,13	1,3%	8,1%
	Moyen	716.000	402.000	314.000	220	14.122	1,97	14.470	2,02	14.594	2,04	15.001	2,10	15.267	2,13	15.892	2,22	2,5%	12,5%
	ld	1.250.000	1.250.000	0	500	25.888	2,07	26.831	2,15	27.287	2,18	28.286	2,26	29.076	2,33	30.684	2,45	3,6%	18,5%
	le	2.000.000	2.000.000	0	500	31.314	1,57	32.477	1,62	33.152	1,66	34.115	1,71	35.148	1,76	36.955	1,85	3,7%	18,0%
	lf	10.000.000	10.000.000	0	2.500	113.157	1,13	120.511	1,21	126.966	1,27	132.807	1,33	141.070	1,41	152.990	1,53	6,5%	35,2%
	lg1	24.000.000	18.000.000	6.000.000	4.000	218.733	0,91	231.970	0,97	245.519	1,02	255.079	1,06	271.618	1,13	293.475	1,22	6,1%	34,2%
lg2	24.000.000	12.000.000	12.000.000	4.000	212.781	0,89	224.758	0,94	238.127	0,99	247.945	1,03	264.160	1,10	285.693	1,19	5,6%	34,3%	
Transf.MT	lg2	24.000.000	12.000.000	12.000.000	4.000	189.091	0,79	210.692	0,88	239.564	1,00	259.803	1,08	286.402	1,19	285.693	1,19	11,4%	51,1%
	Moyen	28.300.000	15.300.000	13.000.000	7.190	236.607	0,84	270.895	0,96	316.041	1,12	351.217	1,24	394.596	1,39	383.937	1,36	14,5%	62,3%
	lh1	50.000.000	37.500.000	12.500.000	10.000	365.320	0,73	417.567	0,84	487.691	0,98	539.108	1,08	607.866	1,22	621.082	1,24	14,3%	70,0%
	lh2	50.000.000	25.000.000	25.000.000	10.000	360.495	0,72	410.655	0,82	478.979	0,96	530.170	1,06	597.103	1,19	604.869	1,21	13,9%	67,8%
	li1	70.000.000	52.500.000	17.500.000	10.000	461.970	0,66	520.742	0,74	601.766	0,86	656.433	0,94	735.881	1,05	781.837	1,12	12,7%	69,2%
	li2	70.000.000	35.000.000	35.000.000	10.000	455.215	0,65	511.065	0,73	589.569	0,84	643.920	0,92	720.813	1,03	759.139	1,08	12,3%	66,8%
Réseau BT	Da	600	600	0	3,0	54,50	9,08	72,55	12,09	72,25	12,04	74,21	12,37	75,89	12,65	77,54	12,92	33,1%	42,3%
	1er déc.	683	683	0	6,0	60,30	8,83	77,43	11,34	77,20	11,30	79,36	11,62	81,26	11,90	83,08	12,16	28,4%	37,8%
	2è déc.	1.069	1.069	0	6,0	87,30	8,17	100,13	9,37	100,21	9,37	103,33	9,67	106,21	9,94	108,84	10,18	14,7%	24,7%
	Db	1.200	1.200	0	3,5	96,46	8,04	107,84	8,99	108,02	9,00	111,46	9,29	114,67	9,56	117,58	9,80	11,8%	21,9%
	Médian	1.970	1.970	0	6,0	150,30	7,63	153,14	7,77	153,92	7,81	159,26	8,08	164,44	8,35	168,98	8,58	1,9%	12,4%
	Moyen	2.458	2.458	0	6,0	184,43	7,50	181,84	7,40	183,01	7,45	189,56	7,71	195,99	7,97	201,55	8,20	-1,4%	9,3%
	Réf.2014	2.800	2.800	0	6,5	208,35	7,44	201,96	7,21	203,39	7,26	210,79	7,53	218,09	7,79	224,37	8,01	-3,1%	7,7%
	8è déc.	3.295	3.295	0	6,5	242,96	7,37	231,08	7,01	232,90	7,07	241,52	7,33	250,09	7,59	257,41	7,81	-4,9%	5,9%
	Dc	3.500	1.600	1.900	6,5	213,84	6,11	207,09	5,92	209,06	5,97	216,42	6,18	224,12	6,40	230,66	6,59	-3,2%	7,9%
	Dc1	3.500	3.500	0	6,5	257,30	7,35	243,14	6,95	245,12	7,00	254,25	7,26	263,34	7,52	271,09	7,75	-5,5%	5,4%
	Dd	7.500	5.000	2.500	7,5	479,84	6,40	431,01	5,75	436,11	5,81	452,81	6,04	470,28	6,27	484,87	6,46	-10,2%	1,0%
	De	20.000	5.000	15.000	9,0	1.068,08	5,34	929,13	4,65	943,98	4,72	979,97	4,90	1.020,20	5,10	1.053,16	5,27	-13,0%	-1,4%

CONDITIONS D'APPLICATION DES TARIFS ELECTRICITE 2020-2024

CONDITIONS D'APPLICATION DES TARIFS

ELECTRICITE

L'attribution du **groupe de clients** et du tarif est conditionnée par le **type de raccordement** (Type Of Connection) et de comptage de l'utilisateur de réseau ; le tableau ci-dessous en présente la synthèse.

Groupe de clients	TOC	Tarif	Description
Trans MT	DIR	T01	Raccordement direct à un point de fourniture (alimentation principale)
Trans MT	EGY	T02	Raccordement direct à un point de fourniture (alimentation de secours)
MT	ILM	T03	Raccordement sur une boucle MT (alimentation principale)
MT	MVE	T16	Raccordement sur une boucle MT (alimentation de secours)
Trans BT	LVA	T17	Raccordement direct à une cabine de transformation BT
BT	L6P	T15	Raccordement BT de plus de 56 kVA avec mesure de pointe
BT	L6N	T18	Raccordement BT de plus de 56 kVA sans mesure de pointe
BT	LVS	T08	Raccordement BT avec simple tarif (heures pleines uniquement)
BT	LVD	T09	Raccordement BT avec tarif bihoraire (heures pleines et creuses)
BT	LVN	T10	Raccordement BT avec tarif exclusif nuit (uniquement)
BT	LSN	T11	Raccordement BT avec simple tarif + tarif exclusif nuit
BT	LDN	T12	Raccordement BT avec tarif bihoraire + tarif exclusif nuit
BT	PLU	T14	Eclairage public communal sans comptage
BT	LVU	T14	Autres raccordements BT sans comptage

Les conditions de raccordement sont détaillées dans le règlement technique.

Modalités de facturation

TOC	Puissance contractuelle ¹	Facturation puissance	Facturation consommation ²	Facturation énergie réactive excédentaire
DIR	≥ 5 MVA	Oui	HP et HC	progressif ³
ILM MVE		Oui	HP et HC	> 48,4%
LVA		Oui	HP et HC	> 48,4% ⁴
L6P	≥ 56 kVA	Oui	HP et HC	Non
LVS, LVD, LVN, LSN, LDN, L6N	< 56 kVA	Non	HP et HC	Non
LVU & PLU	Aucune	Non	HP et HC	Non

¹ MVA = million de volt-ampère, kVA = millier de volt-ampère ; mesure de puissance

² Ces notions sont définies plus loin dans la note. HP = heures pleines, HC = heures creuses

³ 2020 : 36%, 2021 : 39,1%, 2022 : 42,2%, 2023 : 45,3%, 2024 : 48,4%.

⁴ Sauf en 2024 où l'énergie réactive est supprimée.

CONDITIONS D'APPLICATION DES TARIFS ELECTRICITE 2020-2024

Pour les utilisateurs en mode relevé annuel, la consommation relevée est répartie sur les différentes périodes tarifaires (années calendrier en règle générale) selon le SLP (*Synthetic Load Profile*) de l'utilisateur.

Facturation de la puissance

Pour l'alimentation principale, la puissance active (kW) est facturée mensuellement et déterminée comme la puissance maximale quart-horaire prélevée en heures pleines au cours des 12 derniers mois (y compris le mois de facturation) et exprimée en kilowatts.

Pour l'alimentation de secours, la puissance facturée mensuellement est la puissance contractuelle mise à disposition.

Le tarif de la puissance (facteur X) s'exprime en euro par kW et par an, et le terme de facturation s'exprime dans la formule : $X * kW * E1$ où E1 est un coefficient de dégressivité ;

$E1 = A + [B / (C + kW)]$ pour les groupes de clients Trans MT, MT et Trans BT et

$E1 = 1$ pour les clients BT avec pointe.

Les paramètres A et B changent annuellement et diffèrent entre TMT et MT d'une part, et TBT d'autre part. C est une constante égale à 885 ; le paramètre B est défini comme égal à $C \times (1-A)$.

Redevance annuelle

Les utilisateurs de réseau alimentés en BT sans mesure de pointe sont redevables d'un montant exprimé en euro par an et qui est fonction de la puissance mise à leur disposition. Deux tarifs sont actuellement prévus : jusqu'à 13 kVA et plus de 13 kVA.

Le montant facturé est proratisé, pour chaque facture en fonction du nombre de jours compris dans la période de consommation, entre deux relevés⁵.

Consommation heures pleines / heures creuses

Certains compteurs électriques possèdent deux cadrans qui comptent la consommation en deux plages horaires distinctes ; les heures pleines et les heures creuses.

La plage « heures creuses » s'étale tous les jours du lundi au vendredi de 22 à 7 heures et 24h/24 les samedis, dimanches et jours fériés.

Facturation de l'énergie exclusif nuit

A partir de 2020 les consommations relevées sur les compteurs exclusif nuit sont assimilées à des consommations en heures creuses. En effet, vu l'harmonisation complète des plages horaires « heures creuses » et « exclusif nuit » au 1er avril 2018, les tarifs exclusif nuit et heures creuses sont harmonisés dès 2020.

Facturation de l'énergie réactive

Le droit au prélèvement mensuel forfaitaire d'énergie réactive, en heures pleines et en heures creuses, s'élève au maximum à un pourcentage des quantités mensuelles totales d'énergie active prélevées durant les heures pleines et les heures creuses. Ce pourcentage est fixé pour 2020 à 36% pour les consommateurs Trans MT (progressivement porté à 48,4% en 2024) et à 48,4% pour les consommateurs MT et Trans BT (pour

⁵ Dans le cas d'un index estimé, la date prise en compte est M + 10 jours ouvrables, où M est le mois de la campagne de relève. Ceci vaut pour tous les termes fixes proratisés.

ces derniers, les paramètres de facturation se confondront à l'horizon 2024 avec ceux du L6P et l'énergie réactive ne sera donc plus facturée à cet horizon). Le tarif de 0,015 euro par kVArh est appliqué sur la partie d'énergie réactive, prélevée en heures pleines et en heures creuses, dépassant la limite du pourcentage défini ci-avant des prélèvements totaux d'énergie active consommée.

Facturation de l'activité « Mesure et comptage »

Le tarif pour l'activité de mesure et comptage est exprimé en euro par an et est proratisé, pour chaque facture en fonction du nombre de jours compris dans la période de consommation, entre deux relevés.

Obligations de service public

Ce tarif est exprimé en euro par kWh consommé ; le montant facturé correspond au produit du tarif par le nombre de kWh consommés durant la période de consommation.

Surcharges

Il existe trois surcharges et autant de tarifs en électricité : charges de pension, redevance de voirie et impôts.

Ce tarif est exprimé en euro par kWh consommé ; le montant facturé correspond au produit du tarif par le nombre de kWh consommés durant la période de consommation.

Conditions d'application

Celles-ci figurent dans le règlement technique Electricité en vigueur, dont un extrait est reproduit ci-dessous.

Section 1. 2. Mode de raccordement

Art. 73. § 1^{er}. Sans préjudice du § 7 et du chapitre 7 du titre III, les raccordements des clients finals sont effectués au départ du réseau de distribution.

La demande de raccordement est faite au gestionnaire du réseau de distribution. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution prend les contacts nécessaires avec les autres gestionnaires de réseaux.

Les raccordements sont effectués, en fonction de la capacité de raccordement, au départ du réseau basse tension ou du réseau haute tension.

§ 2. Lorsque la capacité de raccordement est inférieure ou égale à 56 kVA, le raccordement est effectué au départ du réseau basse tension. Pour éviter des problèmes techniques liés notamment à d'éventuelles chutes de tension, le gestionnaire du réseau de distribution peut décider que le raccordement est effectué, soit, au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à une cabine réseau, soit, au départ du réseau haute tension.

§ 3. Pour une capacité de raccordement comprise entre 56 et 250 kVA, le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer, soit, un raccordement au départ du réseau basse tension, soit, un raccordement au moyen d'une liaison basse tension directement raccordée à une cabine réseau, soit, un raccordement au départ du réseau haute tension.

§ 4. Pour une capacité de raccordement supérieure à 250 kVA, le raccordement s'effectue au départ du réseau haute tension. En dessous de 5 MVA, il est d'abord examiné la possibilité de raccordement au départ du réseau haute tension du gestionnaire du réseau de distribution.

§ 5. Dans des bâtiments où plusieurs utilisateurs du réseau de distribution doivent être raccordés, le gestionnaire du réseau distribution peut prévoir un branchement unique au réseau haute tension au départ duquel peuvent être installés :

1° un ou plusieurs points de raccordement haute tension ;

2° une ou plusieurs cabines ainsi que les raccordements destinés à alimenter les utilisateurs du réseau de distribution en basse tension. Ces cabines sont de préférence des cabines réseaux.

§ 6. Lorsque le raccordement s'effectue au départ du réseau haute tension et lorsque les caractéristiques locales du réseau de distribution le nécessitent, le gestionnaire du réseau de distribution peut convenir, avec le demandeur, la mise à disposition d'un local pour l'équipement d'une cabine réseau, alimenté au départ du même point de raccordement. Les modalités de cette mise à disposition sont fixées par le gestionnaire du réseau de distribution sur la base de critères objectifs et non discriminatoires.

§ 7. L'utilisateur du réseau de distribution peut disposer d'un raccordement direct au jeu de barre secondaire d'un poste de transformation pour autant que les deux conditions cumulatives suivantes soient réunies :

1° la puissance de raccordement est supérieure à 5 MVA sans atteindre une puissance justifiant techniquement un niveau de tension supérieur à 15kV ;

2° l'utilisateur du réseau de distribution supporte les frais de ce raccordement direct ;

Le Type Of Connection (TOC) du raccordement direct est, pour une année civile, le TOC DIR (Trans MT) si les deux conditions visées à l'alinéa 1er sont réunies et que la moyenne arithmétique des puissances quart-horaires maximales mensuelles excède 4MW sur cette année civile. Si la moyenne arithmétique des puissances quart-horaires maximales mensuelles n'excède pas 4MW sur une année civile, le Type Of Connection (TOC), pour cette année civile, est le TOC ILM (raccordement haute tension en boucle).

S'il apparaît que la moyenne arithmétique des puissances quart-horaires maximales mensuelles n'excèdera plus 4MW sur une année civile, le gestionnaire du réseau de distribution peut réaffecter, contre rémunération équitable, la liaison directe à la collectivité.

§ 8. Pour une capacité de raccordement supérieure à 5 MVA, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution constate, lors d'un premier examen, qu'il est préférable d'effectuer le raccordement au réseau de transport ou au réseau de transport régional, il se concerte avec le gestionnaire du réseau concerné et, le cas échéant, lui transmet sans délai l'entièreté du dossier, en informe le demandeur et lui restitue les droits éventuellement perçus. Dans cette hypothèse, le raccordement est effectué conformément au règlement technique applicable au réseau de transport ou au réseau de transport régional.

Art. 74. Dans l'examen de la demande de raccordement et dans l'établissement de la proposition de raccordement, le gestionnaire du réseau de distribution veille à l'intérêt technique et économique du demandeur, sans préjudice de l'intérêt des autres utilisateurs du réseau de distribution et sans que cela ne donne le droit au demandeur d'exiger un mode de raccordement plus favorable que celui prévu par l'article 73.

Pour des motifs liés à la sécurité, la fiabilité, l'efficacité ou aux contraintes techniques de gestion du réseau ou si la configuration des lieux le justifie, le gestionnaire du réseau de distribution peut :

- déroger aux modes de raccordements visés à l'article 73 ;
- imposer un autre mode de raccordement que celui sollicité par le demandeur ;
- modifier le raccordement existant.

Le gestionnaire du réseau de distribution notifie à l'utilisateur du réseau de distribution les motifs justifiant sa décision.

Section 1. 3. Raccordements de secours

Art. 75. §1^{er}. Le gestionnaire du réseau de distribution peut, à titre exceptionnel, installer un raccordement de secours à la demande de l'utilisateur du réseau de distribution raccordé au réseau haute tension.

Au sens du présent règlement technique, un raccordement de secours est un raccordement supplémentaire au premier raccordement de l'utilisateur du réseau de distribution. Le raccordement de secours est, par rapport au réseau de distribution, suffisamment indépendant du premier raccordement de l'utilisateur du réseau de distribution.

L'utilisateur du réseau de distribution peut, en cas d'interruption de l'alimentation sur le raccordement normal, basculer sur son raccordement de secours sans intervention technique du gestionnaire du réseau de distribution. Cependant, un basculement en situation normale du réseau ne peut se faire sans l'accord du gestionnaire du réseau.

Au choix du gestionnaire du réseau de distribution, le raccordement de secours est, soit, un raccordement spécifiquement dédié à l'utilisateur du réseau de distribution sur un point d'interconnexion avec le réseau de transport ou de transport régional ou une cabine réseau, soit, installé à partir du réseau de distribution.

Le raccordement de secours est installé selon le même mode de raccordement que le premier raccordement de l'utilisateur du réseau de distribution.

§2. Nonobstant l'indépendance du raccordement de secours par rapport au raccordement normal, la présence d'un raccordement de secours ne peut garantir la continuité absolue de l'alimentation en électricité.

§3. Aucun raccordement de secours ne peut être installé pour un utilisateur du réseau de distribution raccordé au réseau basse tension.

§4. La demande d'installation d'un raccordement de secours est motivée. Elle est adressée par l'utilisateur du réseau de distribution au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut demander des informations complémentaires au demandeur et recueillir son avis sur une proposition de décision.

La décision du gestionnaire du réseau de distribution repose sur des motifs objectifs et non discriminatoires. Ces motifs concernent la configuration du réseau existant, la capacité d'extension des installations existantes et le mode d'exploitation des installations existantes.

Le gestionnaire du réseau de distribution définit les modalités d'exploitation du raccordement de secours.

§5. Les coûts des travaux sont à la charge de l'utilisateur du réseau de distribution. La présence d'un raccordement de secours entraîne l'application, à charge de l'utilisateur du réseau de distribution, d'une redevance pour le raccordement de secours, selon les tarifs applicables.

[...]

Titre V. Code de comptage

Art. 194. §1^{er}. Tout point d'accès lié à un raccordement au réseau de distribution donne lieu à un comptage pour déterminer l'énergie active ou réactive, injectée ou prélevée au réseau de distribution en ce point d'accès et, éventuellement, les puissances maximales correspondantes. Un équipement de comptage est utilisé à cet effet. Un bâtiment qui sert d'habitation à des personnes physiques, doit être équipé d'un équipements de comptage individuel par logement, sauf exceptions prévues par la législation applicable.

[...]

§ 3. Si le compteur n'est pas raccordé à proximité immédiate du point d'accès, le gestionnaire du réseau de distribution calcule la consommation réellement prélevée au point d'accès en considérant la mesure de la consommation brute d'une part et, d'autre part, en appliquant un facteur de correction tenant compte des pertes électriques estimées.

§ 4. Les utilisateurs du réseau de distribution disposant d'un raccordement de secours doivent prévoir, pour le comptage de l'énergie transitant par le point d'accès secours, un équipement de comptage distinct de celui destiné au comptage de l'énergie transitant par le point d'accès normal.

§5. Lorsque la puissance de raccordement est supérieure à 56 kVA, le comptage détermine en tout cas l'énergie active et la puissance maximale mensuelle.

Lorsque la puissance de raccordement est supérieure à 56kVA et que le comptage ne détermine pas mensuellement l'énergie active et la puissance maximale correspondante, l'utilisateur du réseau choisit, sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, soit une diminution de sa puissance de raccordement, soit le remplacement, à ses frais, du comptage existant par un comptage qui détermine l'énergie active et les puissances maximales correspondantes.

Art. 195. En haute tension et en basse tension, un équipement de comptage permettant le comptage séparé des prélèvements et des injections est installé auprès de tout producteur d'électricité et de tout utilisateur du réseau qui peut réinjecter de l'énergie sur le réseau de distribution.

Lorsqu'un compteur intelligent est installé en raison de la présence d'une borne de rechargement d'un véhicule électrique, le compteur intelligent est installé sur un circuit dédié. Par circuit dédié, on entend un circuit qui ne permet d'alimenter que la borne de chargement d'un véhicule électrique, à l'exclusion de toute autre installation.

[...]

Art. 223. Pour les équipements de comptage qui concernent des points d'accès d'un raccordement haute tension ou d'un raccordement basse tension pour lequel la capacité de raccordement est de 56kVA minimum, les courbes de charge prises en compte sont des courbes de charge mesurées.

Pour les nouveaux raccordements haute tension et pour les nouveaux raccordements basse tension pour lesquels la capacité de raccordement est de 56kVA minimum ou en cas de renforcement d'un raccordement existant portant la capacité au-delà du seuil de 56kVA, le gestionnaire du réseau de distribution place un équipement de comptage avec enregistrement de la courbe de charge mesurée.

Le gestionnaire du réseau de distribution place à ses frais, avant le du 1er janvier 2020, un équipement de comptage avec enregistrement de la courbe de charge mesurée pour les raccordements existants, lorsqu'il s'agit de raccordements haute tension ou de raccordements basse tension pour lesquels la capacité de raccordement est de 56kVA minimum.

Art. 224. Pour tous les points d'accès avec une capacité supérieure à 56kVA dont l'équipement de comptage enregistre la courbe de charge mesurée, à l'exception toutefois des points d'accès auxquels un tel dispositif a

CONDITIONS D'APPLICATION DES TARIFS ELECTRICITE 2020-2024

été imposé par le gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre de campagnes de mesure « profil d'utilisation synthétique », la facturation des frais concernant l'accès au réseau de distribution et son utilisation s'établira sur la base de cette courbe de charge mesurée.

À partir du 1er janvier 2020, pour les raccordements haute tension et pour les raccordements basse tension pour lesquels la capacité de raccordement est de 56kVA minimum, les frais concernant les prestations de comptage sont facturés, quel que soit l'équipement de comptage, sur la base des mêmes tarifs que les équipements de comptage avec enregistrement de la courbe de charge mesurée.

[...]

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe								
[X * E1] EUR / kWh HI + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec pointe X = EUR / kWh HI / an	75,795672	37,897836	49,032528	24,516264	60,281436	53,179356	-	-
coefficient de dégressivité E1 =	0,14 + 761,1 / (885 + kW)		0,14 + 761,1 / (885 + kW)		0,26+654,9/(885+kW)	1	-	-
heures pleines Y = EUR / kWh HI	0,001383	0,003004	0,003004	0,003004	0,012251	0,015452	-	-
heures creuses Z = EUR / kWh LO	0,000830	0,001802	0,001802	0,001802	0,007350	0,009270	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
X * EUR + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec redevance X =								
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	27,02	27,02
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	54,06	54,06
heures pleines Y = EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	-	0,047440	0,047440
heures creuses Z = EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	-	0,028464	0,028464
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	36,0%	36,0%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
EUR / an	517,82	517,82	517,82	517,82	517,82	517,82	10,23	258,91
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
EUR / kWh T	0,000124	0,000124	0,000306	0,000306	0,000501	0,001226	0,001226	0,001226
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003515	0,003515	0,003515	0,003515	0,007030	0,007030	0,007030	0,007030
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,000275	0,000275	0,000702	0,000702	0,001319	0,003130	0,003130	0,003130

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT			
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage	
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	EUR / kWh T	0,000781	0,000781	0,001988	0,001988	0,004861	0,011375	0,011375	0,011375

kWh T = kWh HI + kWh LO

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe								
[X * E1] EUR / kWh HI + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec pointe X = EUR / kW HI / an	78,944136	39,472068	48,023544	24,011772	64,182780	58,169160	-	-
coefficient de dégressivité E1 =	0,19 + 716,85 / (885 + kW)		0,19 + 716,85 / (885 + kW)		0,44+495,6/(885+kW)	1	-	-
heures pleines Y = EUR / kWh HI	0,001742	0,003081	0,003081	0,003081	0,013665	0,013617	-	-
heures creuses Z = EUR / kWh LO	0,001045	0,001849	0,001849	0,001849	0,008199	0,008170	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
X * EUR + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec redevance X =								
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	26,23	26,23
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	52,45	52,45
heures pleines Y = EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	-	0,047446	0,047446
heures creuses Z = EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	-	0,028468	0,028468
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	39,1%	39,1%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
EUR / an	519,98	519,98	519,98	519,98	519,98	519,98	10,26	259,99
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
EUR / kWh T	0,000163	0,000163	0,000283	0,000283	0,000515	0,001108	0,001108	0,001108
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003572	0,003572	0,003572	0,003572	0,007144	0,007144	0,007144	0,007144
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,000401	0,000401	0,000885	0,000885	0,002346	0,003910	0,003910	0,003910

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	0,000983	0,000983	0,002398	0,002398	0,007783	0,013521	0,013521	0,013521

EUR / kWh T

kWh T = kWh HI + kWh LO

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe								
[X * E1] EUR / kWh HI + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec pointe X = EUR / kWh HI / an	81,273168	40,636584	49,753824	24,876912	66,757680	57,883980	-	-
coefficient de dégressivité E1 =	0,24 + 672,6 / (885 + kW)		0,24 + 672,6 / (885 + kW)		0,64+318,6/(885+kW)	1	-	-
heures pleines Y = EUR / kWh HI	0,001786	0,002971	0,002971	0,002971	0,017577	0,019912	-	-
heures creuses Z = EUR / kWh LO	0,001071	0,001782	0,001782	0,001782	0,010546	0,005794	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
X * EUR + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec redevance X =								
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	26,71	26,71
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	53,41	53,41
heures pleines Y = EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	-	0,049779	0,049779
heures creuses Z = EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	-	0,029869	0,029869
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	42,2%	42,2%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
EUR / an	519,92	519,92	519,92	519,92	519,92	519,92	10,25	259,96
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
EUR / kWh T	0,000174	0,000174	0,000259	0,000259	0,000536	0,001000	0,001000	0,001000
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003636	0,003636	0,003636	0,003636	0,007272	0,007272	0,007272	0,007272
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,000449	0,000449	0,000906	0,000906	0,002856	0,004032	0,004032	0,004032

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	0,001044	0,001044	0,002460	0,002460	0,009176	0,014047	0,014047	0,014047

EUR / kWh T

kWh T = kWh HI + kWh LO

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe								
[X * E1] EUR / kWh HI + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec pointe X = EUR / kWh HI / an	80,499144	40,249572	49,351632	24,675816	70,914360	61,590024	-	-
coefficient de dégressivité E1 =	0,30 + 619,5 / (885 + kW)		0,30 + 619,5 / (885 + kW)		0,82+159,3/(885+kW)	1	-	-
heures pleines Y = EUR / kWh HI	0,002151	0,003114	0,003114	0,003114	0,019665	0,020642	-	-
heures creuses Z = EUR / kWh LO	0,001290	0,001871	0,001871	0,001871	0,011799	0,006805	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
X * EUR + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO								
avec redevance X =								
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	26,96	26,96
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	53,91	53,91
heures pleines Y = EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	-	0,051606	0,051606
heures creuses Z = EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	-	0,030964	0,030964
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	45,3%	45,3%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
EUR / an	516,02	516,02	516,02	516,02	516,02	516,02	10,15	258,01
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
EUR / kWh T	0,000193	0,000193	0,000237	0,000237	0,000538	0,000898	0,000898	0,000898
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003702	0,003702	0,003702	0,003702	0,007403	0,007403	0,007403	0,007403
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,000570	0,000570	0,001043	0,001043	0,003637	0,004729	0,004729	0,004729

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	0,001090	0,001090	0,002490	0,002490	0,010073	0,014625	0,014625	0,014625

EUR / kWh T

kWh T = kWh HI + kWh LO

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
1. Tarif d'utilisation du réseau								
1.1. Avec mesure de pointe								
[X * E1] EUR /kWh HI + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO								
avec pointe X = EUR / kWh HI / an	50,807640	25,403820	50,807640	25,403820	64,795356	64,795356	-	-
coefficient de dégressivité E1 =	0,38 + 548,7 / (885 + kW)		0,38 + 548,7 / (885 + kW)		1	1	-	-
heures pleines Y = EUR / kWh HI	0,003246	0,003246	0,003246	0,003246	0,021281	0,021281	-	-
heures creuses Z = EUR / kWh LO	0,001949	0,001949	0,001949	0,001949	0,007875	0,007875	-	-
1.2. Sans mesure de pointe (**)								
X * EUR + Y * EUR /kWh HI + Z * EUR /kWh LO								
avec redevance X =								
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	27,38	27,38
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an	-	-	-	-	-	-	54,76	54,76
heures pleines Y = EUR / kWh HI	-	-	-	-	-	-	0,053202	0,053202
heures creuses Z = EUR / kWh LO	-	-	-	-	-	-	0,031921	0,031921
1.3. Tarif pour l'énergie réactive								
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive	48,4%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-	-
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire								
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-	-
2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage								
EUR / an	513,68	513,68	513,68	513,68	513,68	513,68	10,11	256,84
3. Surcharges								
3.1. Charges de pensions non capitalisées								
EUR / kWh T	0,000217	0,000217	0,000217	0,000217	0,000804	0,000804	0,000804	0,000804
3.2. Impôts & prélèvements								
- Redevance de voirie EUR / kWh T	0,003772	0,003772	0,003772	0,003772	0,007544	0,007544	0,007544	0,007544
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh T	0,001127	0,001127	0,001127	0,001127	0,005194	0,005194	0,005194	0,005194

kWh T = kWh HI + kWh LO

(*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle

(**) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

prix hors TVA

	TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT		
	Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage
4. <u>Tarif des obligations de service public</u>	0,002489	0,002489	0,002489	0,002489	0,015071	0,015071	0,015071	0,015071

EUR / kWh T

kWh T = kWh HI + kWh LO

Tarifs non périodiques - Consommation Hors Contrat et Atteinte à l'intégrité d'une installation de comptage

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Consommation hors contrat et atteinte à l'intégrité d'une installation de comptage						
EBT311	Tarif par défaut en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (par kWh) (1)	165% PM (*)				
EBT312	Tarif minoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (par kWh) (2)	100% PM (*)				
EBT313	Tarif minoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès inactif, pour la quantité d'énergie consommée sans contrat (par kWh) (3)	125% PM (*)				
EBT315	Tarif majoré en cas de consommation d'énergie sur un point d'accès, pour la quantité d'énergie consommée lorsqu'il a été porté atteinte à l'intégrité de l'équipement de comptage (par kWh) (4)	200% PM (*)				
EBT317	Réduction pour paiement avant échéance de la facture (par kWh) (5)	-25% PM (*)				
EG310	Forfait recherche administrative et facturation dans le cas de consommation hors contrat	164	167	170	173	176
EG311	Forfait recherche administrative avec visite terrain et facturation dans le cas de consommation hors contrat	299	303	307	311	315
EG312	Forfait suite à une constatation d'atteinte à l'intégrité d'une installation de comptage élec ou gaz (compteur standard de calibre jusqu'à G25). Si calibre compteur gaz supérieur à G25, à majorer du prix du déplacement d'un compteur de même calibre (6)	702	714	726	740	754

(*) Prix maximum Clientèle résidentielle non protégée dont le contrat de fourniture a été résilié

(1) Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 1, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 1, du Règlement Technique Gaz.

(2) Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 2, 1er tiret, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 2, 1er tiret, du Règlement Technique Gaz.

(3) Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 2, 2è et 3è tirets, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 2, 2è et 3è tirets, du Règlement Technique Gaz.

(4) Dans le cadre de l'article 6 §2, alinéa 3, du Règlement Technique Electricité et de l'article 9 §2, alinéa 3, du Règlement Technique Gaz.

(5) Pas applicable sur le tarif EBT312 (100% PM)

(6) Dans le cadre de l'article 219 §2, dernier alinéa du Règlement Technique Electricité et de l'article 178 §2, dernier alinéa du Règlement Technique Gaz.

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Frais d'étude de raccordement						
EHT01	Etude d'orientation pour des travaux relatifs à un branchement d'une puissance entre 250 et 1000 kVA	670	681	693	705	719
EHT02	Etude d'orientation pour des travaux relatifs à un branchement d'une puissance supérieure à 1000 kVA	3 350	3 403	3 464	3 527	3 594
EBT53	Etude détaillée pour des travaux relatifs à un branchement d'une puissance comprise entre 56 kVA et 250 kVA (ou cabine chantier)	670	681	693	705	719
EHT03	Etude détaillée pour des travaux relatifs à un branchement d'une puissance entre 250 et 1000 kVA	2 010	2 042	2 079	2 116	2 156
EHT04	Etude détaillée pour des travaux relatifs à un branchement d'une puissance supérieure à 1000 kVA	5 359	5 445	5 543	5 643	5 750
Travaux & prestations HT						
Intervention dans le développement du réseau HT						
EHT05	Intervention dans le développement du réseau HT (/kVA)	29	32	35	38	40
Raccordements & compteurs						
EHT33	Raccordement HT en boucle	12 360	13 043	13 726	14 409	15 091
EHT06	Raccordement HT en direct sur un point d'interconnexion	sur devis				
EHT07	Pose de câble de raccordement en terrain privé (par mètre)	112	114	116	118	120
EHT12	Placement et raccordement comptage HT	2 200	2 305	2 409	2 514	2 618
EHT13	Placement d'une armoire de télécommande à distance pour interrupteurs motorisés HT	7 778	7 903	8 045	8 190	8 345
EHT32	Fourniture et placement d'un relais de découplage pour installation de production locale	2 240	2 276	2 317	2 359	2 404
EHT32bis	Placement d'un module de télésignalisation pour installation de production locale - 1er module	0	0	0	0	0
EHT32ter	Placement d'un module de télésignalisation pour installation de production locale - module supplémentaire	5 693	5 797	5 901	6 005	6 108
EHT22	Raccordement et suppression cabine chantier HT	19 495	20 140	20 785	21 431	22 076
EHT08	Suppression d'un raccordement HT	0	0	0	0	0
Prestations techniques						
EHT10	Remise en service de la protection générale du client suite panne (pendant les heures de service)	79	81	82	83	85
EHT11	Remise en service de la protection générale du client suite panne (en dehors des heures de service)	248	250	252	254	255
EHT23	Ouverture de cellules pendant les heures de service	95	104	113	122	131
EHT24	Coupure partielle d'une cabine HT (pendant les heures de service)	244	248	252	257	262
EHT26	Coupure partielle d'une cabine HT (en dehors des heures de services)	445	452	460	469	477
EHT25	Coupure totale d'une cabine HT (pendant les heures de services)	554	604	658	717	782
EHT27	Coupure totale d'une cabine HT (en dehors des heures de services)	989	1 078	1 175	1 281	1 396

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Travaux câbles						
EHT21	Réalisation d'une terminale haute tension	887	901	918	934	952
EHT20	Jonction haute tension en domaine privé	2 317	2 354	2 397	2 440	2 486
EHT19	Jonction haute tension en domaine public	4 123	4 189	4 265	4 341	4 424
Travaux & prestations BT						
Branchements						
EBT58	Placement d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA	1 036	1 105	1 173	1 242	1 310
EBT62	Placement d'un branchement électrique de plus de 56 kVA	1 431	1 478	1 524	1 571	1 617
EBT61	Placement d'un branchement électrique sans compteur avec terrassement	1 393	1 518	1 655	1 804	1 966
EBT52	Placement d'un branchement électrique sans compteur sans terrassement	738	763	788	813	838
EBT60	Renforcement (sans déplacement) d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA	1 358	1 470	1 582	1 695	1 807
EBT64	Renforcement (sans déplacement) d'un branchement électrique de plus de 56 kVA	1 747	1 855	1 963	2 071	2 178
EBT65	Déplacement d'un branchement électrique jusqu'à 56 kVA avec ou sans renforcement	1 635	1 661	1 691	1 721	1 754
EBT66	Déplacement d'un branchement électrique de plus de 56 kVA avec ou sans renforcement	1 945	1 976	2 012	2 048	2 087
EBT56	Allongement ou déplacement d'un branchement dans une seule fouille	897	966	1 035	1 105	1 174
EBT51	Coupure d'un branchement électrique sans terrassement	528	537	546	556	567
EBT55	Coupure d'un branchement électrique avec terrassement	662	654	646	639	631
EBT36	Placement et fourniture d'un fût de raccordement	198	187	176	165	154
EBT16	Réalisation d'une tête de câble hors tension	104	113	123	134	146
EBT24	Réalisation d'une tête de câble sous tension	148	161	175	191	209
EBT31	Réalisation d'une terminale basse tension en cabine haute tension	180	192	204	217	229
Livraison et pose de câbles						
EBT07	Livraison et pose de câble 25mm ² supplémentaire (par mètre)	38	41	45	49	52
EBT09	Livraison et pose de câble 50mm ² supplémentaire (par mètre)	49	50	51	53	54
EBT14	Livraison et pose de câble ≥ 95mm ² supplémentaire (par mètre)	76	77	77	78	78

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Livraison et placement d'armoires						
EBT48	Livraison et placement d'un coffret 25x60	437	444	452	460	468
EBT30	Placement d'un coffret type VMS ou 25x60 (par 4 modules)	175	191	208	227	248
EBT54	Livraison et placement d'une armoire extérieure pour un compteur électrique	714	725	738	752	766
EBT57	Livraison et placement d'une armoire extérieure pour deux à quatre compteurs électriques	955	971	988	1 006	1 025
EBT59	Livraison et placement d'une armoire d'alimentation électrique avec 4 départs	1 144	1 163	1 184	1 205	1 228
EBT63	Livraison et placement d'une armoire d'alimentation électrique avec 7 départs	1 456	1 575	1 694	1 814	1 933
EBT47	Fourniture d'un coffret de mobilier urbain	297	274	250	227	203
Compteurs						
EBT10	Placement d'un compteur électrique en coffret de puissance jusqu'à 25 kVA	65	71	77	84	91
EBT33	Placement d'un compteur électrique de chantier de puissance jusqu'à 25kVA	65	71	77	84	91
EBT32	Placement d'un compteur électrique en coffret d'une puissance de 25 à 56 kVA	196	181	165	150	134
EBT49	Placement d'un compteur électrique de chantier d'une puissance de 25 kVA à 56 kVA	196	181	165	150	134
EBT75	Placement d'un compteur électrique sur une installation en décompte jusqu'à 56 kVA	196	181	165	150	134
EBT40	Placement d'un compteur électrique sur planche de puissance jusqu'à 56 kVA	283	288	293	298	304
EBT82	Placement d'un compteur électrique de puissance supérieure à 56 kVA ou BT sur transformateur d'intensité jusqu'à 56 kVA	387	396	404	413	421
EBT38	Remplacement d'un compteur BT par un compteur Smart sans pose de coffret dans le cadre d'une production locale simple ou d'une borne de rechargement pour véhicules électriques dans un immeuble existant (*)	0	0	0	0	0
EBT45	Remplacement de compteur pour changement de tarif (en coffret)	190	197	204	211	217
EBT450	Remplacement de compteur pour changement de tarif (sur planche)	336	341	347	353	360
EBT38bis	Remplacement de compteur par un compteur Smart à la demande du client (**)	267	271	276	281	286
EBT20	Déplacement, renforcement, déforçement d'un compteur électrique en coffret de puissance jusqu'à 25 kVA	143	152	161	171	180
EBT21	Déforçement d'un compteur électrique en coffret pour motivation tarifaire (passage sous les 13 kVA)	72	76	81	86	90
EBT88	Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique sur planche de puissance jusqu'à 25 kVA	323	328	334	340	347
EBT89	Déforçement d'un compteur électrique sur planche pour motivation tarifaire (passage sous les 13 kVA)	162	164	167	170	174
EBT76	Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique jusqu'à 56 kVA sur une installation en décompte	232	253	276	301	328
EBT50	Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique de puissance comprise entre 25 et 56 kVA	497	502	507	512	517
EBT70	Déplacement, renforcement ou déforçement d'un compteur électrique de plus 56 kVA ou BT sur transformateur d'intensité	595	614	632	651	669

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
EBT18bis	Enlèvement d'un compteur électrique - 1er compteur, visite comprise	77	78	79	81	82
EBT18ter	Enlèvement d'un compteur électrique - par compteur, en combinaison avec un autre travail ou à partir du 2è compteur à la même adresse	31	32	33	33	34
EBT42	Enlèvement d'un compteur basse tension avec TI	240	221	202	184	165
EBT17	Raccordement de l'installation électrique privative - 1er compteur, visite comprise	102	103	105	107	109
EBT12	Raccordement de l'installation électrique privative - compteurs supplémentaires	66	71	76	81	85
EBT35	Activation physique d'un compteur double tarif (visite incluse)	190	197	204	211	217
EBT02	Activation administrative d'un compteur double tarif	0	0	0	0	0
EBT03	Activation administrative des données d'injection	0	0	0	0	0
Protection						
EBT19	Remplacement d'un disjoncteur ou de fusibles par un disjoncteur sans remplacement du compteur électrique	143	156	170	185	202
EBT87	Renforcement ou déforçement d'un disjoncteur	143	156	170	185	202
EBT15	Réglage d'un disjoncteur	99	102	104	107	109
EBT34	Livraison et placement d'un disjoncteur de 63A à 100A	sur devis				
Mise à disposition d'impulsions						
EG84	Placement d'un boîtier d'impulsion électricité BT	486	490	493	497	500
EBTHT73	Placement d'un boîtier d'impulsion électricité HT ou BT sur TI - 1 ou 2 sortie(s) d'impulsion	424	431	439	446	455
EBTHT83	Placement d'un boîtier d'impulsion électricité HT ou BT sur TI - 4 sorties d'impulsion	630	601	572	543	513
EBT79	Ajout d'une sortie d'impulsion électricité sur un boîtier à installer	58	63	69	75	82
EG77	Ajout d'une sortie d'impulsion électricité sur un boîtier existant	210	198	185	173	160
EBTHT80	Ajout de 3 sorties d'impulsion électricité sur un boîtier à installer	96	105	114	124	133
EBTHT78	Ajout de 3 sorties d'impulsion électricité sur un boîtier existant	254	258	262	267	272
EBTHT71	Remplacement d'un compteur par un compteur avec sorties d'impulsions	390	396	403	410	418

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Foires & Festivités						
EFOFE90	Consommation (par kWh)	100% PM (***)				
EFOFE97	Forfait pour festivités de moins de 10 jours en monophasé entre 25A et 40A (par jour)	2	2	2	2	2
EFOFE98	Forfait pour festivités de moins de 10 jours en triphasé entre 25A et 63A (par jour)	4	4	4	4	4
EFOFE100	Forfait pour festivités de moins de 10 jours en triphasé entre 80A et 125A (par jour)	10	10	10	11	11
EFOFE101	Forfait pour festivités de moins de 10 jours en triphasé supérieur à 125A (par jour)	20	21	21	21	22
EFOFE91	Forfait raccordement monophasé 25 à 40A	358	364	370	377	384
EFOFE92	Forfait raccordement triphasé 25 à 63A	379	385	392	399	407
EFOFE93	Forfait raccordement triphasé 80 à 125A	379	385	392	399	407
EFOFE94	Forfait raccordement triphasé 250A	755	767	781	795	810
EBT44	Placement/enlèvement et travaux armoire de marché	sur devis				
EFOFE99	Frais d'ouverture et de fermeture d'un point d'accès	90	95	100	105	110
EFOFE96	Frais gestion administrative en cas de domiciliation bancaire	112	114	116	118	120
EFOFE95	Frais gestion administrative sans domiciliation bancaire	230	233	238	242	246
Prestations & travaux divers						
EHT09bis	Vérification périodique de la protection de découplage d'une production locale de plus de 30 kVA	0	0	0	0	0
EHT09	Réglage de la protection de découplage d'une production locale de plus de 30 kVA	822	835	850	866	882
EBTHT72	Remplacement d'un compteur par un compteur quatre quadrants	390	396	403	410	418
EHT28	Mesure de la qualité de tension	507	511	515	520	524
EHT29	Mise à niveau d'une boîte souterraine électricité BT (sans terrassement)	956	971	989	1 007	1 026
EHT30	Mise à niveau d'une taque d'accès pour cabine électrique (sans terrassement)	4 399	4 795	5 227	5 697	6 210
EHT31	Mise à niveau d'une taque d'accès pour cabine électrique (sans terrassement) + mise hors service	sur devis				

(*) Art 24 ter, §1, alinéa 2, 1° et 6° de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

(**) Art 24 ter, §1, alinéa 2, 5° de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. Tarif valable lorsque l'installation est compatible avec la pose d'un compteur Smart

(***) PM = Prix maximum Clientèle résidentielle non protégée dont le contrat de fourniture a été résilié

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Prestations relatives au compteur						
Ouverture et fermeture de compteurs sur rendez-vous (à la demande du client)						
EG301	Ouverture d'un compteur électricité ou gaz (par EAN)	90	95	100	105	110
EG300	Fermeture d'un compteur électricité ou gaz dans le cadre d'un déménagement	0	0	0	0	0
Ouverture et fermeture de compteurs sans rendez-vous (à la demande du fournisseur d'énergie)						
EG303	Coupure d'un compteur suite à un scénario de fin de contrat de fourniture ou à la demande du fournisseur, pour un client non-résidentiel (par EAN)	139	142	144	147	150
EG305	Réouverture urgente d'un compteur le jour ouvrable suivant la demande (par EAN)	180	190	200	210	220
EG304	Réouverture urgente d'un compteur le jour même de la demande si cette demande est faite avant 15h (par EAN)	180	190	200	210	220
EG304bis	Réouverture urgente d'un compteur le jour même de la demande si cette demande est faite après 15h (par EAN)	360	380	400	420	440
EG306	Demande d'annulation d'un scénario de coupure pendant la "frozen period" (quelques jours avant la date effective) / Request Unlock (MIG 6)	49	50	51	52	52
Relevé de compteur						
EG321	Relevé sur demande d'un compteur électricité ou gaz	41	38	35	33	30
Contrôle de compteur						
EBTHT74	Contrôle de l'exactitude d'un compteur électrique par comparaison à un compteur étalon	258	255	251	248	244
EG73	Contrôle de l'exactitude d'un compteur gaz ou électricité, en laboratoire, avec remplacement du compteur	388	367	346	325	303

Description du travail		Tarif 2020	Tarif 2021	Tarif 2022	Tarif 2023	Tarif 2024
Travaux divers						
EG09	Réalisation d'une fouille	459	485	511	537	563
EG03	Réduction pour fouille commune	-243	-247	-251	-256	-261
EG05	Réalisation d'une tranchée en zone de recul (par mètre)	144	151	158	166	173
EG04	Réalisation d'un percement de façade	111	116	121	127	132
EG06	Ejecter un branchement gaz ou électrique	135	137	140	142	145
EG10	Livraison et placement d'une armoire extérieure pour un compteur gaz et un compteur électrique	1 032	1 048	1 067	1 086	1 107
EG60	Déplacement inutile d'un technicien	135	136	137	138	139
EG08	Déplacement inutile d'une équipe (gaz ou électricité)	404	440	480	523	571
EG500	Main d'œuvre en régie (par heure)	130	132	134	137	139
EG92	Surcoût pour heure de prestation en dehors des heures de service sauf si mentionné dans le tarif (par heure)	93	95	97	98	100
EHT14	Renouvellement cylindre et clé	517	525	534	544	554
EHT15	Clé supplémentaire, nouvelle clé (à retirer en nos bureaux)	23	24	24	25	25
EG100	Travaux liés à un lotissement	sur devis				
EG200	Déplacement d'installations de Sibelga hors compteurs et branchements BT/BP	sur devis				
EG07	Remise en état suite dégat sur une installation de comptage électrique jusqu'à 25 kVA ou gaz jusqu'à 10 m³/h	265	270	275	280	284
Prestations diverses						
DIV100	Recherche de l'historique d'un point de fourniture (maximum 5 compteurs)	61	65	69	74	78
DIV101	Recherche de l'historique d'un point de fourniture (par 5 compteurs supplémentaires)	32	34	36	38	39
DIV400	Frais administratifs pour modification d'offre, modification de la TVA dans la facture ou annulation de travaux (*)	25	25	25	26	26
DIV401	Report de rendez-vous ou annulation de travaux dans les 2 jours ouvrables du rendez-vous prévu (**)	101	110	120	131	143
DIV402	Report de rendez-vous ou annulation de travaux plus de 2 jours ouvrables avant le rendez-vous prévu (**)	0	0	0	0	0