

DECISION 407

RELATIVE AUX SOLDES TARIFAIRES RAPPORTES PAR LE GESTIONNAIRE DE RESEAUX SIBELGA PORTANT SUR L'EXERCICE D'EXPLOITATION 2025 – ELECTRICITE ET GAZ

27/08/2026

Établie en application de l'article 9^{quinquies}, 20° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et de la méthodologie tarifaire publiée les 28 novembre 2023 et 19 mars 2024

BRUGEL-DECISION-20260827-407

L'autorité bruxelloise de régulation dans les domaines de l'électricité, du gaz et du contrôle du prix de l'eau

Avenue de l'Astronomie 14 – B 1210 Bruxelles
T : 02/563.02.00 – info@brugel.brussels – www.brugel.brussels



Table des matières

1. Introduction.....	4
1.1. Base légale.....	4
1.2. Historique de la procédure.....	4
2. Exhaustivité des pièces reçues	6
3. Réconciliation des données rapportées	8
3.1. Réconciliation des données chiffrées avec le plan d'investissement	8
3.1.1. Electricité.....	8
3.1.2. Gaz.....	10
3.2. Réconciliation des données chiffrées avec le rapport OSP	12
3.2.1. Electricité.....	13
3.2.2. Gaz.....	15
3.3. Approche de BRUGEL en matière de coûts OSP	15
4. Suivi de la décision 2024 en matière de coûts OSP	17
5. Coûts additionnels	18
5.1. Traitement comptable.....	18
5.2. Coûts additionnels relatifs aux investissements dans le réseau électrique	20
5.3. Coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents.....	21
5.4. Coûts additionnels pour l'accompagnement de la transition énergétique	22
5.5. Coûts additionnels pour la R&D	23
5.6. Effet d'aubaine gaz et intégration des interventions clients en gaz	24
6. Contrôle des soldes.....	24
6.1. Aperçu des soldes rapportés	25
6.1.1. Electricité.....	25
6.1.2. Gaz	27
6.2. Correction au CGCAPEXBAU	27
6.3. Soldes rapportés.....	28
6.3.1. Présentation des soldes gérables 2025 – électricité.....	28
6.3.2. Présentation des soldes gérables 2025 – gaz.....	28
6.3.3. Présentation des soldes non gérables 2025 – gaz	29
6.3.4. Présentation des soldes non gérables 2025 – électricité.....	30
6.4. Coûts informatiques 2025	31
7. Indicateurs KPI.....	32
8. Volumes distribués	33



8.1.	Electricité.....	33
8.2.	Gaz.....	34
9.	Entreprises liées ou avec un lien de participation	35
9.1.	Réserve spécifique.....	37
10.	Le contrôle de l'application de l'évolution du revenu total.....	38
10.1.	Paramètres d'évolution de la RAB et du calcul du pourcentage de rendement de l'actif régulé	38
10.1.1.	Electricité.....	39
10.1.2.	Gaz.....	39
11.	Fonds de régulation gaz.....	40
11.1.	Evolution du fonds tarifaire gaz en 2025	40
11.2.	Répartition des fonds de régulation gaz	41
12.	Fonds de régulation électricité	42
12.1.	Evolution du fonds tarifaire électricité en 2025.....	42
12.2.	Répartition des fonds de régulation électricité	42
13.	Décisions.....	44
14.	Réserve générale.....	45
15.	Recours.....	45



1. Introduction

Les soldes régulatoires sont définis comme étant l'écart observé, pour chacune des années de la période régulatoire entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts réels rapportés et, d'autre part, les revenus prévisionnels repris dans le budget approuvé et les revenus enregistrés. La présente décision porte sur l'exercice 2025.

1.1. Base légale

L'article 9quinquies, 20°, de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance électricité ») et l'article 10ter, 18°, de l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance gaz ») prévoient ce qui suit :

« [...] le solde positif ou négatif entre les coûts rapportés (y compris la rémunération visée au 9°) et les recettes enregistrées annuellement au cours d'une période régulatoire par le gestionnaire de réseau, est calculé chaque année par celui-ci de manière transparente et non discriminatoire. Ce solde annuel est contrôlé et validé par BRUGEL qui détermine selon quelles modalités il est déduit ou ajouté aux coûts imputés aux clients, ou affecté au résultat comptable du gestionnaire du réseau de distribution ».

De même, l'article 18.3 de la décision de BRUGEL du 28 novembre 2023 relative à la première partie de la méthodologie tarifaire (ci-après « première partie de la méthodologie tarifaire ») précise que :

« BRUGEL effectue tous les ans un contrôle du calcul a posteriori réalisé par le GRD, y compris le contrôle de l'éventuelle présence de subsidiation croisée entre tous les éléments du revenu total »

Le présent document répond aux obligations imposées par les dispositions qui précèdent pour les soldes régulatoires 2025, tant pour l'électricité que pour le gaz.

1.2. Historique de la procédure

- Le 6 février 2026, les experts techniques de SIBELGA et de BRUGEL se sont rencontrés à l'initiative de SIBELGA pour discuter une correction à apporter au Revenu Maximum Autorisé validé (voir 6.2).
- Conformément au point 19 de la première partie de la première partie de la méthodologie tarifaire, SIBELGA (ci-après dénommée « *gestionnaire de réseau* » ou « GRD ») a transmis à BRUGEL en date du 16 mars 2026 les documents constituant son rapport annuel de 2025.
- Le 3 avril 2026, les experts de BRUGEL et de SIBELGA se sont rencontrés au cours d'une réunion technique pendant laquelle SIBELGA a présenté globalement son rapport annuel 2025.
- BRUGEL a transmis le 27 avril 2026, par courrier électronique, un ensemble de questions et demandes d'informations complémentaires.



- Le 27 mai 2026, BRUGEL a reçu de SIBELGA les réponses aux questions.
- Le 3 juillet, BRUGEL a communiqué à SIBELGA une deuxième série de questions.
- Le 17 juillet, BRUGEL a reçu de SIBELGA les réponses à sa deuxième série de questions.
- Plusieurs échanges sur des sujets spécifiques ont également eu lieu entre les experts techniques de SIBELGA et de BRUGEL.
- Le conseil d'administration de BRUGEL a approuvé la présente décision en date du 27 août 2026.



2. Exhaustivité des pièces reçues

Le point 20.2 de la méthodologie tarifaire liste tous les documents, rapports et données à transmettre à BRUGEL afin que la validation des soldes puisse être effectuée.

L'ensemble des documents disponibles a été remis à BRUGEL sur support électronique et ceux-ci sont conformes aux prescrits de la méthodologie. Les pièces reçues sont :

- Les données requises par le modèle de rapport tel que défini au point 20.1 de la méthodologie y compris :
 - Les comptes annuels consolidés de l'exercice 2025 ;
 - Les différences fixées par le gestionnaire du réseau pour toutes les activités régulées, et ce tant en ce qui concerne le résultat de l'exercice qu'en ce qui concerne les soldes cumulés du passé y compris tous les éléments venant étayer ceux-ci ;
- Les annexes des modèles de rapport tel que défini au point 20.2 de la méthodologie comprenant :
 - Les comptes des filiales (balance, bilan et comptes de résultats BNO, bilan et comptes de résultats d'Atrias);
 - Un rapport sur les activités annexes ;
 - Trois rapports sur les quantités et les euros perçus en 2025 via l'application de tarifs non périodiques (électricité, gaz, mixte) ;
 - D'autres informations portant entre-autres sur la RAB ;
 - Une balance complète de SIBELGA.
- Une attestation du comité d'audit portant sur 2025 ainsi qu'une attestation du GRD concernant les KPI ;
- Les procès-verbaux des différents conseils d'administration de SIBELGA ayant eu lieu en 2025 ;
- Plusieurs rapports spécifiques :
 - a. Un rapport concernant la gestion du risque fournisseur ;
 - b. Un rapport concernant les coûts additionnels d'amortissement et l'effet d'aubaine gaz ;
 - c. Un rapport concernant les coûts additionnels de déploiement des compteurs intelligents ;
 - d. Un rapport concernant les coûts additionnels liés à la transition énergétique ;
 - e. Un rapport concernant les coûts IT ;
 - f. Un rapport concernant les KPI et la régulation incitative ;
 - g. Un rapport concernant les coûts additionnels de recherche et développement ;
 - h. Un rapport concernant les coûts de transport ;
 - i. Une note d'explication sur le calcul du RMA ex post.

Dans le cadre de la demande du complément d'informations, SIBELGA a transmis à BRUGEL les pièces suivantes :

- Les conventions collectives de travail relatives à la rémunération non-récurrente octroyée au titre de l'exercice 2025 (en ce compris la balance score card) ;



Les autres éléments d'information et annexes requises dans la demande d'informations complémentaires envoyée à SIBELGA.



3. Réconciliation des données rapportées

3.1. Réconciliation des données chiffrées avec le plan d'investissement¹

3.1.1. Electricité

BRUGEL a contrôlé l'évolution des immobilisations corporelles et la cohérence par rapport aux plans d'investissement présentés par SIBELGA.

Les éléments de réponses fournis par SIBELGA lors du contrôle permettent à BRUGEL d'affirmer la bonne cohérence des données transmises.

Le graphique ci-dessous reprend pour chaque type d'investissement les écarts entre la proposition tarifaire, les plans d'investissements et la réalité.

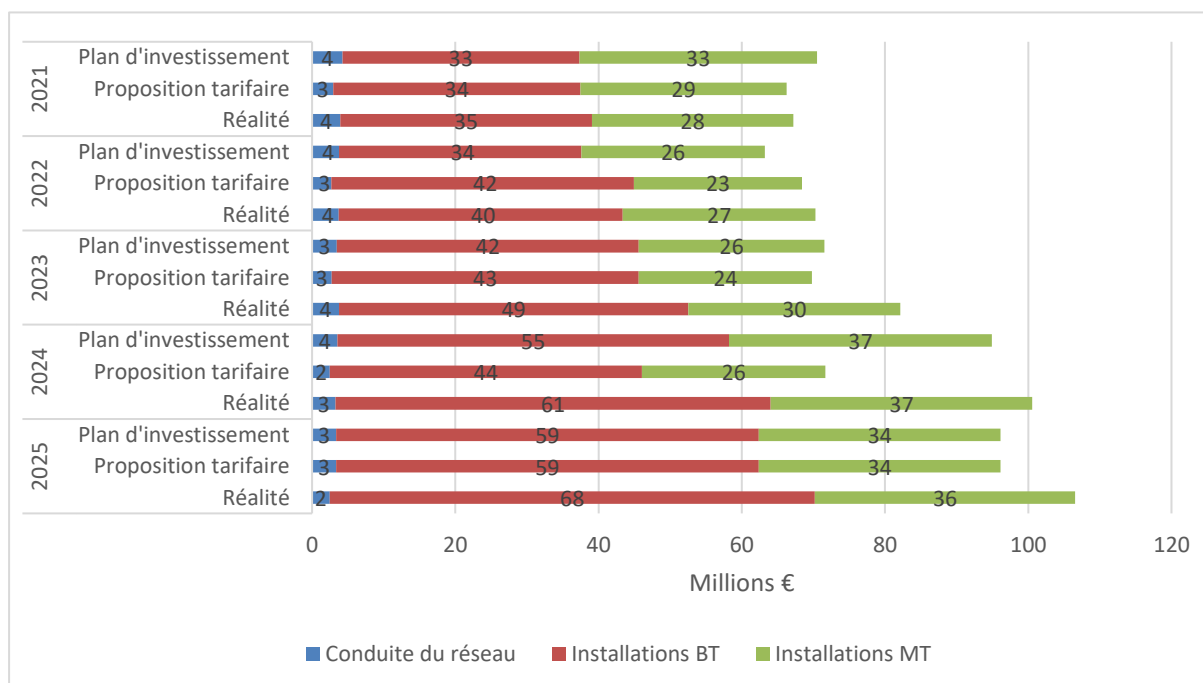


Figure : Ecart observé entre les investissements selon la proposition tarifaire initiale, les plans d'investissements et la réalité²

En 2025, la réalité des investissements se situe 11% au-delà de la proposition tarifaire et du plan d'investissement 2025-2029. Ce constat s'explique principalement par une ambition plus élevée dans l'établissement des plans d'investissement, et leur réalisation effective, particulièrement dans la basse tension. Au sein de la basse tension, ce sont principalement les investissements dans les compteurs intelligents qui expliquent la hausse des investissements réalisés, passant de 11M€ en 2024 à 22M€ en 2025.

On notera également une forte baisse des investissements dans les unités de cogénération exploitées

¹ Plan d'investissement visé par l'art.12 de l'ordonnance « électricité » et l'art.10 de l'ordonnance « gaz »

² Pour l'année 2019, le plan d'investissement visé est celui portant sur les années 2019-2023 ; pour 2020 celui portant sur les années 2020-2024, et ainsi de suite.



par SIBELGA. En effet, ceux-ci passent de 3,7M€ en 2024 à 961€ en 2025. SIBELGA indique que « *depuis la nouvelle ordonnance, l'autorisation accordée à SIBELGA de produire de l'électricité (pour couvrir ses besoins propres, compenser les pertes et remplir ses missions et ses obligations de service public) ne concerne plus que les installations de production acquises par Sibelga ou dont l'acquisition a été programmée et approuvée par le gouvernement avant le 1er janvier 2021* ». C'est le cas pour les trois installations dans lesquelles SIBELGA a massivement investi en 2024. Dans le cadre légal actuel, il semble que ces investissements de rénovation étaient les derniers dans les installations de cogénération.

La RAB électricité au 31/12/2025 s'élève à 956.067.731€ et se compose comme suit :

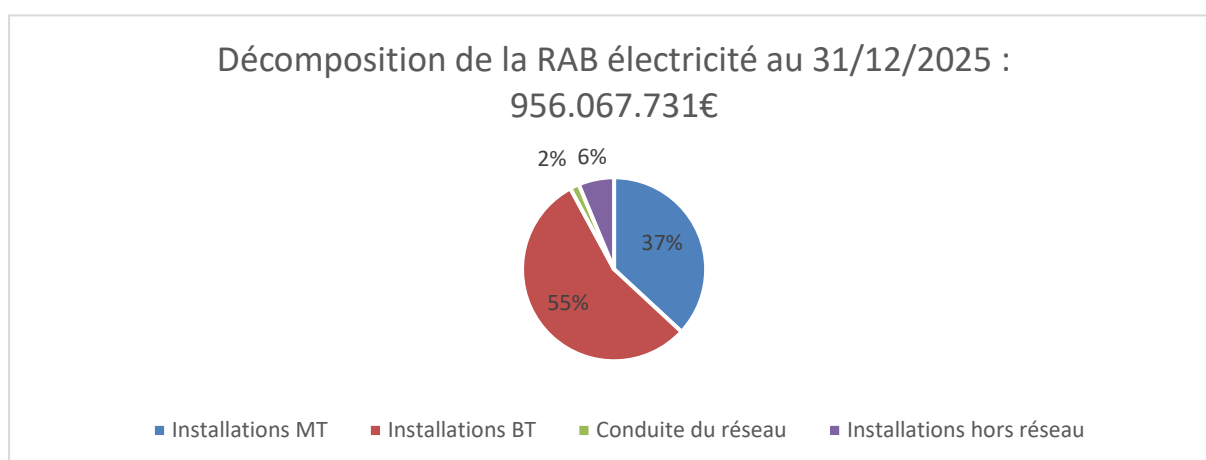


Figure : Décomposition de la RAB électricité au 31/12/2025

La RAB électricité est donc majoritairement composée d'installations basse tension, à hauteur de 55%.

Comme en 2024, la valeur de la RAB électricité a augmenté de 6,0% en 2025. La hausse était moindre en 2023 ainsi qu'en 2022.

Le total des investissements (venant augmenter la valeur de la RAB) de l'année s'élève à 115M€, tandis que les amortissements (de la valeur d'acquisition et de la plus-value, venant diminuer la valeur de la RAB) se sont élevés à 44M€. Les interventions des URD (10,7M€) et les désinvestissements (4M€) viennent également diminuer la valeur de la RAB.

Il convient de noter que les investissements hors réseau ne tombent pas dans le champ d'analyse du Plan d'Investissement. Lorsqu'ils ne sont pas directement allouables à une énergie, les investissements dans les installations hors réseau sont répartis entre l'électricité et le gaz à l'aide d'une clef de répartition (65% électricité, 35% gaz), conformément à la méthodologie tarifaire.

Il s'agit principalement de bâtiments administratifs, de matériel roulant et d'équipement informatique qui ne peuvent être affectés directement à l'une ou l'autre énergie.

Les données transmises par SIBELGA laissent apparaître que les investissements réalisés dans les installations hors réseau en 2025 alloués à l'électricité sont nettement plus élevés qu'en 2024 (8,8M€ contre 5,5M€). SIBELGA indique que cette hausse s'explique par la construction d'un hangar ainsi qu'une pointe dans le cycle de remplacement du matériel informatique : « *2025 correspond à une*



phase de roll-out important, impliquant le renouvellement d'un volume significatif d'équipements arrivés en fin de cycle de vie. »

3.1.2. Gaz

BRUGEL a contrôlé l'évolution des immobilisations corporelles et la cohérence par rapport aux plans d'investissement présentés par SIBELGA.

Les éléments de réponses fournis par SIBELGA lors du contrôle permettent à BRUGEL d'affirmer la bonne cohérence des données transmises.

Le graphique ci-dessous reprend pour chaque type d'investissement les écarts entre la proposition tarifaire, les plans d'investissement et la réalité.

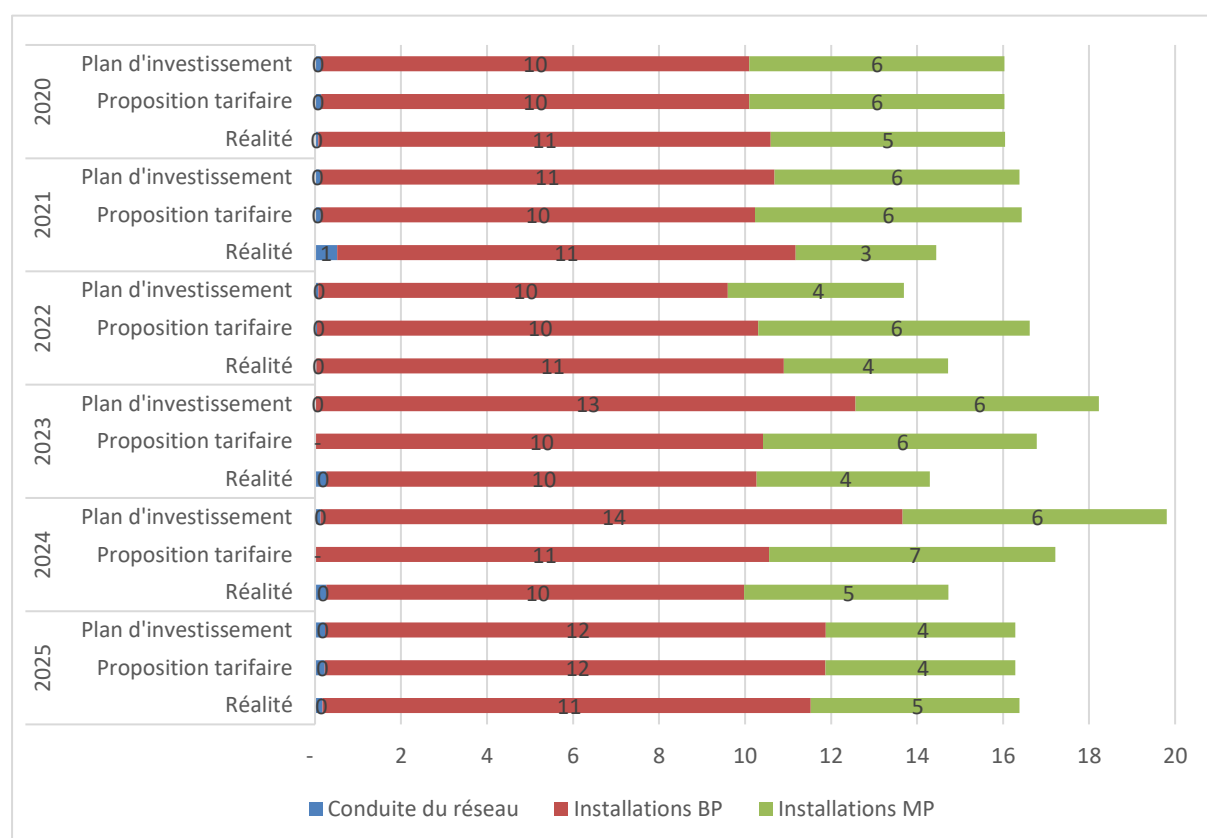


Figure : Ecart observé entre les investissements selon la proposition tarifaire initiale, les plans d'investissement et la réalité³

En 2024, bien que les ambitions présentées dans le dernier plan d'investissement aient été plus élevées, la réalité des investissements se situe à un niveau similaire à la réalité de 2023, en dessous des prévisions du PPD et de la proposition tarifaire.

On observe en 2025 une hausse des investissements par rapport à 2024, qui correspond aux prévisions de la proposition tarifaire et du plan d'investissement. Cette hausse provient entre autres du poste

³ Pour l'année 2019, le plan d'investissement visé est celui portant sur les années 2019-2023 ; pour 2020 celui portant sur les années 2020-2024, et ainsi de suite.



compteur BP pour lequel un rattrapage d'un retard a eu lieu en 2025. Ce rattrapage était expliqué par SIBELGA dans sa proposition tarifaire adaptée par plusieurs éléments : «

- *Soit dans le cadre de demandes clients (Mandatory),*
- *Soit suite à un défaut, fraude ou vétusté, ou dans le cadre de travaux d'assainissement d'installations*
- *Soit suite à une imposition légale pour raison métrologique. »*

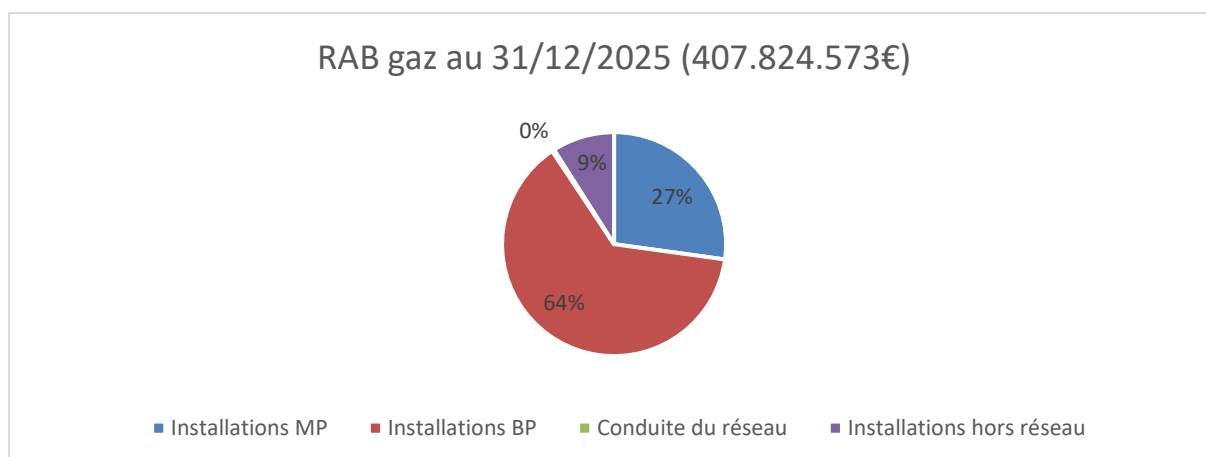


Figure : Décomposition de la RAB gaz au 31/12/2025

Comme en 2024, la RAB gaz est majoritairement composée d'installations basse pression, à hauteur de 64%.

On notera que comme chaque année depuis 2018, la valeur de la RAB gaz connaît en 2025 une diminution (-3% par rapport à 2024). Dans la continuité des années précédentes, le montant des investissements réalisés en 2024 (14,6M €, y compris les investissements dans les installations hors réseau) est plus faible que les amortissements. Les investissements hors réseau se sont élevés à 4,7M€ en 2025, en augmentation par rapport à 2024 (3M€). Au sujet des investissements dans les installations hors-réseau et leur allocation à l'électricité ou au gaz, voir 3.1.1

SIBELGA prévoit des investissements nécessaires au maintien d'un réseau en bon état de fonctionnement, notamment sur les aspects de sécurité d'alimentation et de la qualité de distribution du réseau, et des enveloppes d'investissement destinées à répondre aux urgences et aux demandes de tiers.



3.2. Réconciliation des données chiffrées avec le rapport OSP

BRUGEL a procédé à la vérification des montants repris dans les rapports d'exécution des missions de service public transmis par SIBELGA par rapport aux montants repris dans les rapports *ex post*. Les éléments de réponses fournis par SIBELGA lors du contrôle permettent à BRUGEL d'affirmer la bonne cohérence des données transmises.

Il convient de rappeler ici que depuis 2020⁴, il est prévu que la proposition tarifaire spécifique de l'année N repose sur la réalité N-2. Cette modification avait été introduite afin de résorber le décalage qu'il pouvait exister entre le programme OSP et la réalité. En effet, et de manière générale, les coûts liés aux OSP étaient inférieurs aux coûts budgétisés. Cette modification permet de réduire la création de soldes tarifaires, tout en renforçant le lien entre les tarifs de distribution et les coûts liés aux OSP.

La méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit donc, en son point 16.1, que, pour la couverture des coûts relatifs à l'ensemble des obligations de services public financées par les tarifs et visées à l'article 25 de l'ordonnance électricité ou l'article 19 de l'ordonnance gaz, « *Le budget 2025 est basé sur la dernière réalité connue (2023) indexée sur base de la prévision d'inflation pour les années 2024 et 2025.* »

Il est toutefois apparu, lors de l'analyse de la proposition tarifaire initiale, en septembre 2024, que les budgets résultant de cette méthode présenteraient un écart trop important avec les coûts prévus par le programme OSP. Le budget des OSP de la proposition tarifaire adaptée⁵ se base donc sur le programme OSP 2025, comme le suggérait la décision de refus de la proposition tarifaire initiale⁶.

⁴ Décision 20161110 – 39

⁵ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2024/fr/DECISION-285bis-PROPOSITION-TARIFAIRE-ADAPTEE-SIBELGA-2025-29.pdf> (voir 4.1.2.2)

⁶ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2024/fr/DECISION-285-REFUS-PROPOSITION-TARIFAIRE-SIBELGA-2025-29.pdf> (voir 4.1.2.5)



3.2.1. Electricité

Le graphique ci-dessous reprend pour chaque type de charges les écarts entre la proposition tarifaire, le programme d'exécution et la réalité.

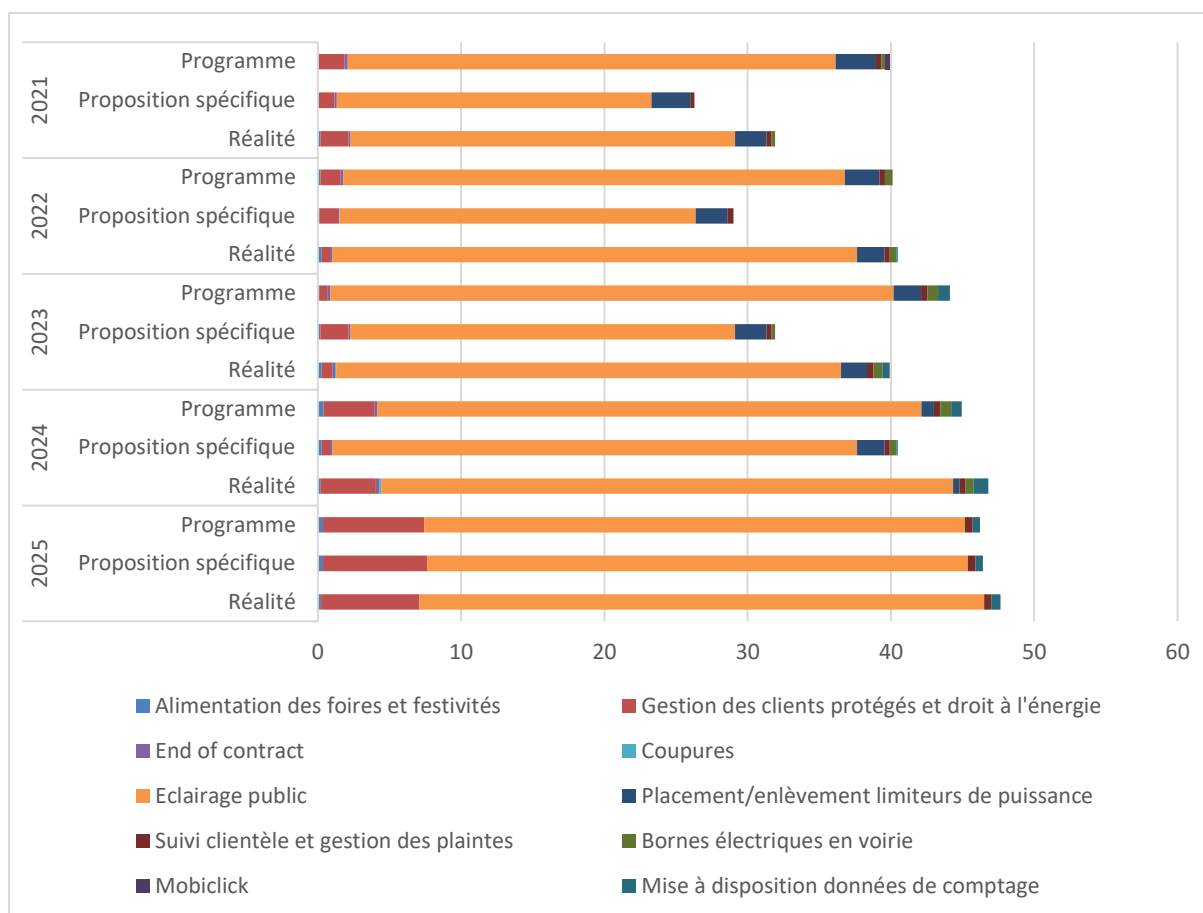


Figure : Ecart observé entre les propositions tarifaires, rapports OSP et réalité (M€)

En 2025, on constate que le total des coûts liés aux OSP augmente par rapport à 2024 (+3%). Bien que l'OSP « éclairage public » reste le plus gros poste des OSP, l'origine de cette augmentation est à chercher dans le poste « *Gestion des clients protégés et droit à l'énergie* », qui connaît une augmentation notable de 3M€ (+79%).

Le total du poste éclairage public reste stable par rapport à 2024 avec des évolutions contrastées des différents postes le constituant : si le poste « construction des installations » reste stable, on constate une augmentation des coûts liés à l'entretien des installations tandis que les coûts liés à la fourniture d'énergie diminuent.

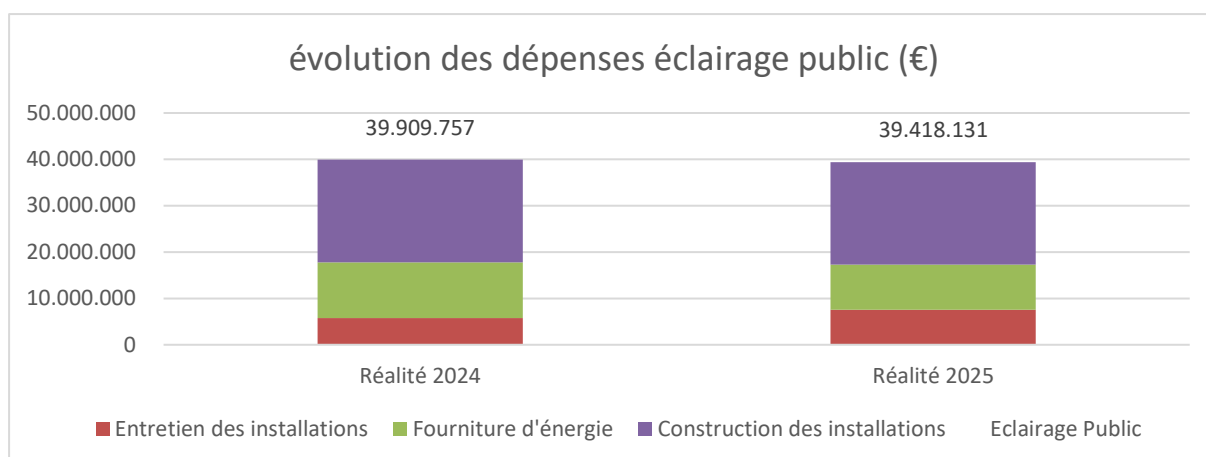


Figure : évolution des coûts liés à l'éclairage public entre 2024 et 2025

SIBELGA explique la hausse constatée dans le poste Entretien des installations d'éclairage public par :

- « des coûts de dépannage plus importants, relatifs au rattrapage de l'activité non réalisée en 2023 et 2024. Ce retard était principalement dû à la mise en place du logiciel de gestion de pannes ainsi qu'à la période d'adaptation des nouveaux entrepreneurs ;
- les coûts de l'entretien systématique sont aussi en hausse, liés à l'entrée en vigueur fin 2024, du nouveau marché entrepreneur. »

Ces aspects sont abordés de manière extensive dans le rapport OSP spécifique à l'année 2025.



3.2.2. Gaz

Le graphique ci-dessous reprend pour chaque type de charges les écarts entre la proposition tarifaire, le programme d'exécution et la réalité.

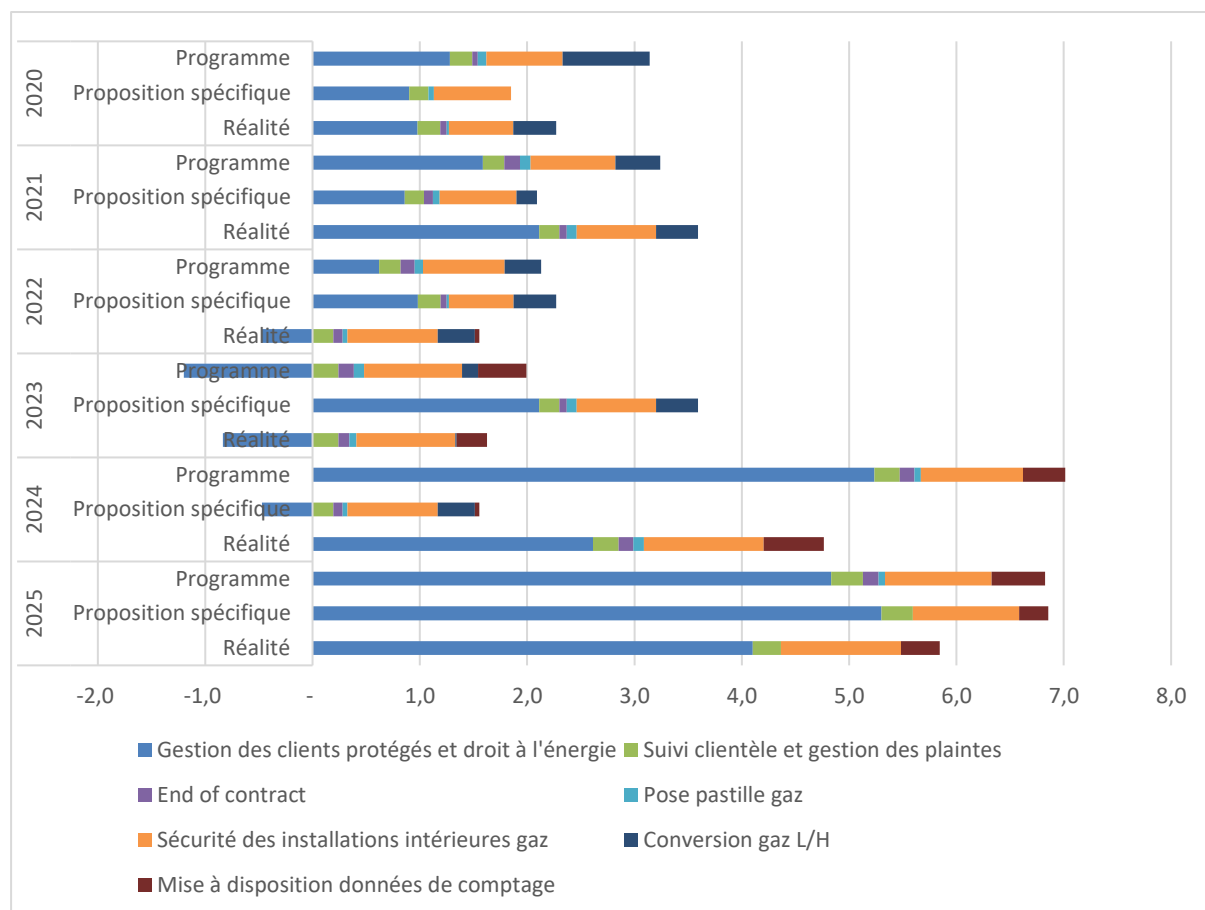


Figure : Ecart observés entre les propositions tarifaires, rapports OSP et réalité (M€)

Le poste le plus important des OSP gaz, la « *gestion des clients protégés et droit à l'énergie* » connaît une augmentation notable de 65% (+1,6M€) entre 2024 et 2025. SIBELGA explique l'augmentation de ce poste de coûts (tant pour l'électricité que pour le gaz) par :

- « Une augmentation importante des créances irrécouvrables aussi bien en électricité qu'en gaz pour un total de 1.994 kEUR entre 2025 et 2024 »
- Les coûts d'achat d'énergie plus important pour un montant de 2.421 kEUR

Ces augmentations sont partiellement compensées par une augmentation de la facturation et la prise en charge par le Fonds fédéral de 972 kEUR ».

3.3. Approche de BRUGEL en matière de coûts OSP

BRUGEL peut proposer des rejets ou (des principes permettant d'éventuels rejets) dans le cadre de son avis portant sur le programme OSP ou de son avis relatif au rapport exécution des missions de service public. Le cas échéant, après approbation par le Gouvernement, certains coûts pourraient être rejetés



(notamment au niveau des coûts de l'éclairage public ou de la fourniture de l'énergie à la clientèle protégée).

Cette procédure constitue la seule possibilité offerte par le cadre légal actuel de s'assurer que SIBELGA exécute les missions de service public qui lui ont été confiées de manière responsable en matière d'efficacité des coûts engagés. **En effet, la mise en place de pénalités ou de régulations incitatives n'est pas autorisée dans la Région de Bruxelles-Capitale pour cette catégorie de coûts.**



4. Suivi de la décision 2024 en matière de coûts OSP

Le point 3.3 de la décision 332⁷ relative aux soldes tarifaires rapportés par le gestionnaire de réseaux SIBELGA portant sur l'exercice d'exploitation 2024 – Electricité recommandait de rejeter le montant de 106.895€ suite à l'achat des garanties d'origine liées à la fourniture d'énergie à la clientèle protégée à hauteur.

Au moment de prendre la présente décision, BRUGEL n'a pas reçu du Gouvernement d'avis quant à cette proposition formulée par BRUGEL. La procédure de rejet ne peut donc se poursuivre, ce que déplore BRUGEL. Le cas échéant, ce rejet pourrait intervenir dans une décision ultérieure.

⁷ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2025/fr/DECISION-332-SOLDES-TARIFAIRES-SIBELGA-ELECTRICITE-2024.pdf>



5. Coûts additionnels

Le point 6.2.3 de la première partie de la méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit que SIBELGA puisse être pris en compte dans le revenu autorisé de la période.

La décision d'approbation de la proposition tarifaire adaptée du 21 novembre 2024⁸ liste distinctement ces coûts additionnels.

5.1. Traitement comptable

Lors de la validation des coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents, BRUGEL avait demandé à SIBELGA de corriger les taux de surcharges utilisés par SIBELGA dans sa demande ex-ante.

SIBELGA avait alors expliqué que cette adaptation ne pouvait être réalisée dans les chiffres rapportés ex post. En réponse aux questions posées par BRUGEL, SIBELGA indique : « *La comparaison entre la demande de coûts additionnels initiale et les coûts réalisés ne pose pas de problème pour ce qui concerne les coûts additionnels et l'effet d'aubaine liés aux amortissements relatifs aux investissements réseau car les taux de surcharges n'ont pas été adaptés spécifiquement pour ces coûts additionnels-là. Pour les coûts additionnels relatifs au déploiement des compteurs intelligents et à la transition énergétiques, nous distinguons :*

- *Les coûts additionnels Opex : Sibelga a fourni pour ceux-ci la comparaison des ETP inclus dans les demandes de coûts additionnels et ceux du réalisé 2025. Sibelga estime que ces données sont suffisantes pour que BRUGEL puisse comparer la demande au réalisé sans effet de l'impact des surcharges.*

Les coûts additionnels capex (amortissements liés aux investissements dans les compteurs intelligents) : pour les investissements liés au déploiement des compteurs intelligents, Sibelga vous fournit ci-dessous un tableau comparant les investissements hors surcharges, ce qui devrait permettre à BRUGEL de faire une analyse complète. »

Surcharges Taux		Surcharges Dossier coût add.	Surcharges standards 2025
Overhead	€/h	13,79	51,00
Overhead Tech	€/h	21,07	51,00
Achats	%	1,07%	4,00%
Magasins	%	17,00%	17,00%
NEM	€/h	1,02	1,00
Client/Market	€/h	0,00	1,00
Métre	%	0%	2%

⁸ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2024/fr/DECISION-285bis-PROPOSITION-TARIFAIRE-ADAPTEE-SIBELGA-2025-29.pdf>



IMM	%	0%	4%
Surveill.	%	29,98%	52,00%
Transp.	%	18,00%	18,00%
Grabbel	%	3,50%	3,50%
Bonus Entr.	%	1,00%	1,00%
Surveill. Elec	%	40,00%	40,00%
Surveill. Racc	%	52,00%	52,00%
Surveill. OFC	%	18,00%	18,00%

Tableau : taux de surcharges standards et utilisés dans les budgets des coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents et pour la transition énergétique

Cette manière de procéder correspond à ce qui était prévu mais complique le suivi spécifique des coûts induits par ces projets spécifiques, bien que le suivi des coûts totaux, ainsi que des inducteurs de coûts soit tout à fait possible.

BRUGEL remarque que cette méthode d'enregistrement des chiffres réalisés pour ce qui concerne les coûts liés aux projets additionnels pourra rendre nécessaires des retraitements lors de l'utilisation de ces chiffres pour la détermination du cap futur, le cas échéant.

Par ailleurs, dans le budget de la proposition tarifaire, les coûts additionnels étaient repris séparément tandis qu'ils sont repris dans les rapports ex post 2025 (tant pour le budget que pour le réalisé) par catégorie.

SIBELGA indique que « ces coûts additionnels figuraient dans une rubrique spécifique de la proposition initiale mais dans ce modèle de rapport ex post, ils ont été réincorporés dans les OPEX ou les CAPEX gérables en fonction de leur nature. »

Enfin, dans le système comptable de SIBELGA, les charges sont enregistrées indifféremment qu'elles proviennent de coûts dits BAU (business as usual) ou de coûts additionnels.

SIBELGA indique que « En effet, beaucoup de coûts de support sont catégorisés, dans notre système de comptabilité analytique, en « mix » et alloués à 65%-35% aux fluides électricité et gaz respectivement. Etant donné que les coûts additionnels demandés pour le gaz étaient nettement inférieurs aux coûts additionnels demandés pour l'électricité, un déficit se crée en gaz et un surplus se crée en électricité. L'écart sur coûts gérables de ce poste « services de support » est

- De -2.221.610 € en électricité
- De +3.955.871 € en gaz »

BRUGEL constate que l'application des clés de répartition standards utilisées dans le système de comptabilité analytique de SIBELGA pour ventiler les coûts de support peut conduire à l'affectation au gaz d'une partie des coûts de support induits par des projets dont les bénéfices et les coûts sont principalement associés à l'activité électricité. Cette situation est susceptible de créer des transferts de coûts entre fluides et de s'écarter du principe selon lequel les coûts doivent être supportés par les utilisateurs à l'origine de ceux-ci.

BRUGEL prend néanmoins acte des contraintes opérationnelles liées à l'identification exhaustive des



coûts indirects, à une modification en cours de période régulatoire de la répartition des coûts indirects ainsi que du fait que certains services de support bénéficient simultanément aux activités électricité et gaz. Dans ce contexte, BRUGEL n'estime pas nécessaire d'imposer une individualisation complète de la répartition des coûts indirects aux fluides gaz et électricité. .

Toutefois, lorsque des projets spécifiques donnent lieu à l'octroi de coûts additionnels significatifs et concernent principalement un seul fluide, BRUGEL demande à SIBELGA d'évaluer la pertinence de clés d'allocation complémentaires ou de retraitements analytiques /régulatoires permettant de mieux refléter le principe de causalité des coûts et de limiter les risques de subsidiation croisée entre les activités électricité et gaz.

À cet effet, SIBELGA présentera, dans le cadre du prochain contrôle ex post, une analyse des écarts résultant de l'application des clés de répartition standards pour les coûts additionnels concernés. Lorsque ces écarts s'avèrent significatifs, les impacts de ces écarts sur les montants pris en compte dans les mécanismes d'incentive regulation en gaz et en électricité devront également être identifiés et corrigés⁹.

5.2. Coûts additionnels relatifs aux investissements dans le réseau électrique

Le point 4.4.1 de la décision d'approbation de la proposition tarifaire de SIBELGA prévoyait un montant de 961.097,85€ de coûts additionnels d'amortissements (faisant partie des CAPEX) pour l'année 2025 pour l'électricité.

Le tableau du point 6.1.1 met en évidence que SIBELGA a dégagé un solde de 187.975€ sur le poste CAPEX ce qui signifie :

- Que les CAPEX prévus dans le BAU n'étaient pas suffisants pour couvrir l'ensemble des coûts de cette nature de SIBELGA en 2025 ;
- Que les coûts additionnels ont été surestimés de 19,56% au bénéfice de SIBELGA.

BRUGEL estime que ces coûts additionnels, bien qu'ils aient été légèrement surestimés par SIBELGA, ont contribué à offrir à Sibelga un cadre financier suffisamment sécurisant pour lui permettre d'engager les investissements nécessaires.

On constate au point 3.1.1 que les investissements dans le réseau ont connu en 2025 une hausse par rapport à 2024 et que cette hausse s'explique par les mesures mises en œuvre par SIBELGA pour faire face aux défis induits par la transition énergétique. La méthodologie tarifaire 2025-2029 prévoit un cadre favorisant les investissements dans le réseau afin que ce dernier soit prêt à relever les défis découlant de l'électrification des usages, et ces coûts additionnels participent à cet objectif.

BRUGEL continuera dans les rapports des années 2026 et 2027 (années sur lesquelles portent les coûts additionnels approuvés) à contrôler la bonne exécution par SIBELGA des plans d'investissement. Ce contrôle, de même que la présente décision, seront utiles à BRUGEL pour l'éventuelle approbation de coûts additionnels d'amortissement pour les années 2028 et 2029.

⁹ Cet écart est de nature à modifier le mécanisme d'incitants sur les coûts qui repose sur le fait qu'une partie des bonus réalisés par Sibelga devrait être versée aux fonds de régulation et non distribuée à l'actionnaire.



5.3. Coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents

Le point 4.4.3 de la décision d'approbation de la proposition tarifaire valide les montants suivants en tant que coûts additionnels gérables pour le déploiement des compteurs intelligents à Bruxelles pour la période 2025-2029.

€	Prévision 2025	Prévision 2026	Prévision 2027	Prévision 2028	Prévision 2029
OPEX - Smart meters	2.875.961,48	3.312.960,51	3.734.564,73	3.676.202,64	3.259.386,32
CAPEX additionnels- Smart meters	786.761,53	981.815,85	1.729.892,29	2.592.449,28	3.502.627,95

Tableau : coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents

Comme indiqué au point 5.1, l'utilisation de taux de surcharges spécifiques (et donc différents de ceux utilisés pour le réalisé) dans la demande de coûts additionnels pour le déploiement des compteurs intelligents complique le suivi budgétaire.

Les taux de surcharges pour le réalisé étant nettement supérieurs aux taux de surcharges utilisés pour l'établissement des budgets approuvés, les chiffres financiers présentés par SIBELGA (dans son document « Coûts additionnels relatifs au déploiement des compteurs SMART RAPPORT EX POST 2025 ») donnent une image dénaturée de ces coûts par rapport aux budgets approuvés.

Ainsi BRUGEL conteste formellement la déclaration de SIBELGA lorsque SIBELGA indique « *Les coûts additionnels estimés sont plus élevés que ce qui avait été prévu dans le dossier ex ante (~25% de plus)* ».

Deux contrôles sont dès lors possibles pour BRUGEL :

1. Un contrôle se basant sur les chiffres généraux rapportés par SIBELGA (voir point 6.1.1). L'examen des soldes totaux gérables rapportés par SIBELGA indique que l'ensemble des budgets n'a pas été utilisé par SIBELGA et que SIBELGA a donc dégagé un bénéfice supplémentaire.
2. Un contrôle basé sur les inducteurs de coûts tels qu'ils étaient présentés dans la demande de coûts additionnels.

Pour ce deuxième contrôle, on constate dans le tableau ci-dessous que SIBELGA se situe au-dessus de son objectif de placement (+10%).

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prévisions de la demande de coûts additionnels	65.215	72.805	74.098	80.000	80.000	80.000
Réalisé	71.776					

Placement des compteurs intelligents : prévisions et réalisé

Il serait dès lors logique que SIBELGA ait mobilisé plus de ressources que prévu, ce que nous confirme le tableau ci-dessous, dans lequel on constate un dépassement cohérent du nombre de FTE (Full Time Equivalent – équivalent temps-plein [ETP]) de 1,77 (10,6%) par rapport aux prévisions :



FTE	Prévision 2025	Réalisé 2025	Var
Service Clientèle	4,78	3,80	-0,98
Service Clientèle - gain	-0,10	-0,10	0,00
CHC / SAF	-1,83	0,00	1,83
Client Work	2,83	4,22	1,39
Asset	3,67	3,30	-0,37
MOC	1,00	1,50	0,50
Validation	1,29	1,29	0,00
BAM - erreur communication	1,14	0,52	-0,62
BAM - exception BRV	0,10	0,04	-0,06
Coordination & BPA	4,00	4,00	0,00
Relève (gain)	-0,32	-0,23	0,08
Opex additionnels	16,56	18,33	1,77

Tableau : Nombre d'ETP OPEX réalisé par rapport à la demande de coûts additionnels

Un dépassement des CAPEX cohérent avec le nombre de compteurs déployés et les coûts opérationnels mobilisés est également observé.

Pour rappel, le point 12.2.2.2 de la première partie de la méthodologie tarifaire prévoit que l'incitant KPI_1 (WACC bonifié/minoré) soit calculé et vérifié à l'issue de la période tarifaire.

5.4. Coûts additionnels pour l'accompagnement de la transition énergétique

Pour rappel, un montant de 1.758.979€ avait été octroyé à SIBELGA pour l'année 2025 en vue de financer diverses activités liées à la transition énergétique et non financées par le BAU (partage d'énergie, flexibilité, data sharing, asset behind the meter).

BRUGEL a analysé le rapport et les actions entreprises par SIBELGA pour les différents éléments couverts par cette demande de coûts additionnels.

Les mêmes éléments compliquant le suivi budgétaire que pour le projet relatif au déploiement des compteurs intelligents s'appliquent à ces dépenses (cf. 5.3).

BRUGEL reproduit dès lors le contrôle sur les moyens mobilisés en termes de FTE/ETP :

ETP	Prévision 2025	Réalité 2025
Partage d'énergie	4,18	4,88
Flexibilité	0,72	0,45
Data Sharing	2,23	1,84
Asset Behind The Meter	3,91	3,04
Accomp. Transition Energétique	11,03	10,20



Tableau : Nombre d'ETP OPEX réalisé par rapport à la demande de coûts additionnels

BRUGEL constate que SIBELGA a consacré globalement 8% de FTE en moins que prévu pour l'accompagnement de la transition énergétique, et que le poste partage d'énergie a bénéficié d'un plus grand effort tandis que moins de FTE que prévus ont été mobilisés sur les autres.

SIBELGA explique cet écart concernant le partage d'énergie par un plus grand nombre d'opérations que prévue (232 contre 225) qui concernent plus de membres que prévu (2.039 contre 1.318).

5.5. Coûts additionnels pour la R&D

Pour rappel, des montants de 876.327€ (électricité) et de 65.703€ (gaz) avaient été octroyés à SIBELGA pour l'année 2025 en vue de financer diverses activités de recherche et développement, pour un total de 942.030€. Ces projets sont :

- la chaleur ;
- le smart grid ;
- l'asset management ;
- la mise à disposition de données ;
- l'intelligence artificielle.

Les budgets par poste sont :

Coûts additionnels R&D		budget/an		
		2025	2026	2027
domaines	Chaleur	165	195	135
	Smart Grid	390	465	255
	Mise à disposition de données	120	165	145
	Asset management	60	60	60
	Intelligence Artificielle	0	0	205
	Sous-total domaines	735	885	800
Coordination et gestion		207	207	207
Total		942	1092	1007

Tableau : Budget R&D SIBELGA 2025-2027

Concrètement, les dépenses de SIBELGA se présentent comme suit :

	MD	Cash-out	Total
la chaleur	196.560 €	135.750 €	332.310 €
Smart Grid	432.000 €	153.838 €	585.838 €
mise à disposition de données	126.576 €	4.600 €	131.176 €
Asset management	3.888 €	- €	3.888 €
Intelligence Artificielle	79.488 €	86.668 €	166.156 €
Frais de coordination	103.680 €		103.680 €
Total	942.192 €	380.856 €	1.323.048 €



Tableau : Dépenses R&D SIBELGA 2025

Il apparaît que SIBELGA a dépensé plus que prévu pour la recherche et le développement en 2025. Bien que les frais de coordination soient inférieurs à ce qui était budgété, les dépenses en matière d'intelligence artificielle ont été avancées à 2025 par SIBELGA, tandis que les dépenses smartgrid et chaleur se sont révélées largement supérieures aux prévisions.

5.6. Effet d'aubaine gaz et intégration des interventions clients en gaz

Le point 7.2.1.3 de la méthodologie tarifaire prévoit que le revenu autorisé pour le gaz soit corrigé (à la baisse) en vue de compenser un effet d'aubaine dont aurait bénéficié SIBELGA si les règles de calcul pour la fixation du CGCAPEXBAU avaient été appliquées sans correction. Cette correction est rendue nécessaire par la baisse de la valeur du réseau gaz et la baisse des investissements dans le réseau gaz. Dans le même temps, le calcul soumis par SIBELGA prévoyait de prendre en compte les mesures prévues par la méthodologie tarifaire en vue de la prévention du risque de stranded assets dans le réseau gaz (spécifiquement, la non prise en compte des surcharges activées).

Les contrôles de BRUGEL ont fait apparaître que la méthodologie n'avait pas été strictement respectée sur un point technique de la proposition tarifaire. En effet, la proposition tarifaire n'incluait pas l'impact des produits relatifs aux interventions des clients lors d'investissements gaz. Avant 2025, ces produits venaient en déduction des investissements (qui incluaient les surcharges capitalisées). A partir de 2025, les surcharges n'étant plus capitalisées, ces produits provenant des interventions des clients conviennent d'être en partie comptabilisés en déduction des surcharges non capitalisées et en partie en déduction des coûts directs capitalisés.

Dans le calcul de la proposition tarifaire, les surcharges non activées (qui viennent augmenter les OPEX et qui sont compensées par les fonds de régulation dans le cadre de la prise en compte du risque de *stranded assets*) n'incluaient pas une réduction pour les interventions clients. Dans le réalisé 2025, une partie de ces produits (980.231 €) sont comptabilisés en déduction des surcharges non-activés.

Il en résulte que le budget tarifaire doit être réduit de 980.231€ en 2025. BRUGEL rejette donc ce montant en 2025 qui doit retourner au fonds de régulation.

Un suivi similaire est demandé à SIBELGA pour les années 2026 et suivantes.

Le tableau présenté au point 6.1.2 laisse apparaître que SIBELGA a réalisé sur le poste CAPEX un solde de 819.110€. En vertu du taux de partage de 100%, ce solde vient augmenter le résultat de SIBELGA.

Seule une partie de cet écart est à affecter à l'effet d'aubaine gaz (184.000€), tandis que le reste provient de la différence entre le CGCAPEXBAU réalisé d'une part et budgété d'autre part.

6. Contrôle des soldes

SIBELGA a répondu aux questions posées par BRUGEL en date du 27/5/2026. D'autres éléments de réponse ont été reçus le 17/7/2026.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur :



- 1) Le suivi des décisions concernant les contrôles ex post antérieurs ;
- 2) La scission entre les activités régulées, les activités non régulées et les autres activités de SIBELGA ainsi que l'absence de subsides croisés ;
- 3) Les efforts consentis en matière de maîtrise des coûts ;
- 4) L'application des règles d'évolution du revenu total ;
- 5) Le calcul de la RAB et du pourcentage de rendement de l'actif régulé ;
- 6) Le caractère raisonnable des coûts
- 7) Les différents soldes rapportés :
 - le solde sur coûts gérables ;
 - le solde sur la marge équitable ;
 - le solde au niveau des amortissements ;
 - le solde sur les différentes surcharges (impôts, prélèvements, contributions, ...) en ce compris l'analyse des charges fiscales ;
 - le solde sur les Obligations de Service Public (ci-après dénommées OSP) ;
 - le solde sur les recettes (effet volume) ;
 - le solde sur les reports et utilisations de soldes ;
 - le solde sur les autres coûts non gérables, en ce compris l'affectation cohérente des soldes ;

6.1. Aperçu des soldes rapportés

6.1.1. Electricité

	Réalité 2024	Réalité 2025	Prévision 2025	Prévision actualisée 2025	Delta réalité / Prévision actualisée
Coûts gérables	136.954.630	136.472.942	144.345.161	143.855.418	7.382.476
CG Opex	90.182.448	88.674.848	91.107.186	96.134.472	7.459.624
CG Capex	46.359.669	46.656.644	45.978.849	46.844.619	187.975
CG Additionnels	0	0	6.382.799	0	0
CG R&D	412.513	1.141.450	876.327	876.327	-265.123
Rémunération	36.568.983	43.863.108	42.571.068	42.571.068	-1.292.039
Coûts non gérables	107.300.602	96.220.912	102.718.067	102.718.067	6.497.155
Soldes	-16.336.448	-15.697.316	-15.697.316	-15.697.316	0

Tableau : Soldes rapportés par Sibelga pour 2025 (électricité)

Plusieurs éléments doivent être précisés pour permettre la lecture des soldes 2025 présentés par SIBELGA.



- Le périmètre entre 2024 et 2025 a subi des changements¹⁰, suite à l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie tarifaire. Par exemple, les embedded costs (coûts liés à l'endettement), traités en 2024 comme des coûts non gérables, sont, à partir de 2025, inclus dans les coûts de rémunération, établis par le WACC.
- La prévision date de la proposition tarifaire adaptée remise par SIBELGA. La prévision actualisée 2025 présente les évolutions suivantes :
 - Utilisation du taux d'inflation réel 2025 à la place des prévisions ;
 - Ventilation des coûts additionnels suivant leur nature (OPEX et CAPEX) ;
 - Révision de la dotation aux amortissements prévisionnels 2025, sur base du réalisé 2024 ;
 - Correction pour prise en compte des produits issus des désaffectations (cf. 6.2).

Il convient également de préciser que SIBELGA a erronément considéré la rémunération en tant que coût gérable tandis que la méthodologie (6.3.1) parle expressément de coût non gérable. Ce reclassement est réalisé dans le tableau ci-dessus mais est sans impact.

En ce qui concerne les coûts gérables :

- Les coûts gérables réalisés électricité sont globalement inférieurs aux prévisions (7,4 M€). L'écart provient majoritairement des OPEX :
 - Principalement des frais transférés ; les investissements ont considérablement augmenté (+ 9 % par rapport à 2024, et d'autant plus par rapport à la période de référence 2018-2022), résultant en plus de surcharges
 - Mais d'autres coûts sont également inférieurs au budget :
 - les coûts IT (-900 k€), principalement du fait des coûts hors-projets reportés ;
 - les frais de service de support (2 M€), bien qu'en augmentation par rapport à 2024.
- Les coûts d'amortissement, CAPEX, sont globalement en ligne avec les prévisions actualisées.

En ce qui concerne les coûts non gérables :

- La rémunération est légèrement supérieure au budget, car la rémunération des fonds de régulation (qui ont diminué plus vite que prévu) est plus faible ;

¹⁰ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2023/fr/Decision-250-Methodologie-tarifaire-2025-2029-partie-1.pdf> (voir point 6 pour la composition du revenu autorisé)



- Les coûts liés au Rest Term sont nettement plus faibles que prévu et génèrent un montant de 11,6M€ à retourner aux fonds de régulation ;
- les impôts sont 1 M€ plus élevés, en raison du résultat comptable supérieur ;
- Les couts d'éclairage public sont supérieurs aux prévisions (1 M€), bien qu'en ligne avec le réalisé 2024 ;
- Au niveau de l'activité clientèle protégée (OSP) « *L'augmentation des coûts de créances irrécouvrables est principalement expliquée par l'utilisation d'un taux attendu de créances irrécouvrables plus élevé en 2025. Les créances irrécouvrables représentent 32 % des facturations contre 14 % en 2024* ».

Les coûts totaux sont inférieurs aux prévisions, à hauteur de 7,38M€. Cette somme vient augmenter le résultat de SIBELGA en vertu du taux de partage de 100% fixé par la méthodologie tarifaire.

6.1.2. Gaz

	Réalité 2024	Réalité 2025	Prévision 2025	Prévision actualisée 2025	Delta réalité / Prévision actualisée
Coûts gérables	92.284.090	101.650.113	99.875.883	99.837.824	1.812.289
CG Opex	49.592.996	58.742.567	55.995.543	56.393.343	2.349.224
CG Capex	26.634.265	25.789.194	26.887.503	26.608.303	-819.110
CG Additionnels	0	0	156.660	0	0
CG R&D	0	181.598	65.703	65.703	115.895
Rémunération	16.056.828	16.936.754	16.770.475	16.770.475	166.280
Coûts non gérables	20.156.913	14.535.800	26.978.268	26.978.268	-12.442.467
Soldes	-3.657.439	-14.717.341	-14.717.341	-14.717.341	0

Tableau : Soldes rapportés par Sibelga pour 2025 (gaz)

La description des différentes colonnes est présentée au 6.1.1 portant sur l'électricité. La remarque sur le traitement de la rémunération s'applique également pour le gaz.

Les coûts gérables réalisés sont plus élevés que le budget. En raison du taux de partage défini dans la méthodologie tarifaire (100%, voire 11.1 de la première partie de la méthodologie tarifaire), cela signifie que cet écart est à charge de SIBELGA. La principale raison de ce dépassement budgétaire est liée au traitement des couts additionnels par la mécanique comptable de Sibelga (cf. 5.1).

Comme en électricité, les coûts liés au rest term sont très nettement inférieurs au budget et génèrent un retour de 12 M€ vers le fonds de régulation.

Les coûts liés à la clientèle protégée gaz se sont également révélés inférieur au budget : 1 M€ retourne au fonds.

6.2. Correction au CGCAPEXBAU



SIBELGA a remarqué une erreur matérielle dans la proposition tarifaire telle qu'elle a été introduite par SIBELGA et approuvée par BRUGEL. Une réunion a été organisée entre les experts techniques de SIBELGA et de BRUGEL, à l'initiative de SIBELGA, le 6 février 2026.

SIBELGA indique que le RMA budgété a été corrigé et que « *Les produits issus des désaffectations ont été intégrés au budget révisé dans les CAPEX réajustés et indexés via l'indice moyen des prix à la consommation 2025.*

En effet, comme évoqué lors des échanges du 16 janvier¹¹ (Cf. mail- Correction au calcul du RMA lié aux désaffectations), ces produits avaient été omis dans la proposition initiale. Ils ont donc été réintroduits dans le budget, conformément au traitement prévu pour les désaffectations dans le cadre méthodologique. Cette adaptation implique une baisse totale du budget CGCAPEXBAU lié aux désaffectations de 795 700 €, dont 580 304 € en électricité et 215 396 € en gaz. »

BRUGEL a vérifié les calculs de SIBELGA et valide la correction proposée par SIBELGA.

6.3. Soldes rapportés

6.3.1. Présentation des soldes gérables 2025 – électricité

Pour l'exercice 2025, conformément au taux de partage fixé par la méthodologie, 100% de l'écart (-7.382.476€¹²) est attribué au gestionnaire de réseau.

Montant en €	Solde de l'exercice 2025
Solde présenté	-7.382.476
Corrections apportées au réalisé	0
Solde approuvé	-7.382.476

Tableau : Soldes gérables 2025

6.3.2. Présentation des soldes gérables 2025 – gaz

Pour l'exercice 2025, conformément au taux de partage fixé par la méthodologie, 100% de l'écart (-1.646.009€¹³) est porté à charge du gestionnaire de réseau.

Montant en €	Solde de l'exercice 2025
Solde présenté	1.646.009
Corrections apportées au réalisé¹⁴	980.231
Solde approuvé	2.626.240

¹¹ 6/2 selon Brugel

¹² Avant corrections

¹³ Avant corrections

¹⁴ Voir 5.6



6.3.3. Présentation des soldes non gérables 2025 – gaz

Catégorie	Cout non gérable	Solde 2025
URD	Correction pour l'indexation réelle des OPEX gérables	241.141
URD	Révision des amortissements	-279.199
URD	Rest Term	-11.861.164
URD	Primes jubilaires	277.073
URD	Assainissement des sols	75.588
URD	Rémunération des capitaux investis	-208.622
URD	Rémunération des fonds de régulation	374.902
URD	Rentes de pension	18.317
URD	Impôts & prélèvements	58.788
URD	Ecart sur les recettes - gridfee	-87.603
OSP	Ecart sur les charges	-1.011.069
OSP	Ecart sur les recettes - gridfee	-166.789
Autres	Incentive regulation – Quality	-139.367
Autres	Dépenses rejetées (décision Brugel)	18.992
Autres	Reprise des provisions 2024	-6.189.119

Tableau : Soldes non gérables 2025

On constate que les principales hausses proviennent d'une part de l'impact du rest term (la dernière étape du processus de réconciliation) qui a été favorable à SIBELGA et de la reprise des provisions à fin 2024, comme le prévoit la méthodologie tarifaire 2025-2029.



6.3.4. Présentation des soldes non gérables 2025 – électricité

Catégorie	Cout non gérable	Solde 2025
URD	Correction pour l'indexation réelle des OPEX gérables	392.346
URD	Révision des amortissements	-882.089
URD	Compensation des pertes	470.008
URD	Rest Term	-10.506.172
URD	Redevances de transit	1.493
URD	Primes jubilaires	514.564
URD	Assainissement des sols	140.377
URD	Rémunération des capitaux investis	293.454
URD	Rémunération des fonds de régulation	998.585
URD	Rentes de pension	34.017
URD	Impôts & prélèvements	1.793.806
URD	Ecart sur les recettes - gridfee	6.461
OSP	Ecart sur les charges	1.054.752
OSP	Ecart sur les recettes - gridfee	1.531.574
Transport	Ecart sur les charges	-2.518.952
Transport	Ecart sur les recettes	3.671.422
Autres	Incentive regulation – Quality	-258.430
Autres	Dépenses rejetées (décision Brugel)	128.584
Autres	Reprise des provisions 2024	-14.283.575

Tableau : Soldes non gérables 2025

Comme en gaz, on constate que les principales hausses proviennent d'une part de l'impact du rest term (la dernière étape du processus de réconciliation) qui a été favorable à SIBELGA et de la reprise des provisions à fin 2024, comme le prévoit la méthodologie tarifaire 2025-2029.



6.4. Coûts informatiques 2025

Le point 7.8.2 de la première partie de la méthodologie tarifaire applicables à la période 2025-2029 prévoit une procédure spécifique pour la détermination des coûts informatiques. Cette procédure est évoquée au point 4.3 de la décision d'approbation de la proposition tarifaire de SIBELGA.¹⁵ Le budget alloué à SIBELGA pour ses coûts informatiques en 2025 était de 71,5M€ (électricité et gaz confondus).

On assiste en 2025 à une diminution des dépenses totales dans l'informatique par rapport à 2024, celles-ci passant de 76M€ à 71M€. Par ailleurs, un transfert est également observé, du poste « coûts des projets IT » qui diminue de 12M€ - 36% vers le poste « frais de l'informatique (hors projets) » qui augmente de 7M€ – 16%.

La limitation du nombre de projets réalisés par SIBELGA en 2025 explique la baisse du « coût des projets IT », SIBELGA ayant indiqué reporter cette diminution uniquement sur le poste « projets IT » en reportant ou décalant des projets.

La hausse du poste « frais de l'informatique (hors projet) » s'explique principalement par :

- La hausse du poste « *Application licence and maintenance costs* » ;
- La hausse des coûts d'exploitation, notamment les managed services ;
- La mise en production de grands projets réalisés en 2024-2025, les dépenses liées sortant du scope « projets » pour générer ensuite des coûts de maintenance, de licence, de support utilisateurs, d'exploitation, etc... repris dans la catégorie « frais de l'informatique (hors projets) ».

Il convient de noter que les dépenses Smartrias se sont encore élevées à 8M€ en 2025.

BRUGEL demande à SIBELGA que l'annexe concernant les coûts IT décrive l'évolution des coûts IT par rapport aux coûts de l'année précédente et au budget effectivement validé. Dans son annexe remise dans le cadre du présent contrôle ex post, SIBELGA s'est concentré sur une comparaison entre le budget de la proposition tarifaire initiale (refusée par BRUGEL) et le réalisé, ce qui présente un intérêt limité.

¹⁵ <https://brugel.brussels/publication/document/decisions/2024/fr/DECISION-285bis-PROPOSITION-TARIFAIRE-ADAPTEE-SIBELGA-2025-29.pdf>



7. Indicateurs KPI

Le point 12 de la première partie de la méthodologie tarifaire 2025-2029 organise une régulation incitative sur les performances¹⁶.

Ce même point 12 précise que « *L'ensemble des incitations sur les performances non financières donne droit à un bonus ou un malus qui est ajouté au RMA lors du contrôle annuel des soldes tarifaires* ». Une exception est cependant prévue pour le WACC bonifié (voir point 12).

SIBELGA a remis dans son rapport annuel les résultats atteints pour ces KPI incitatifs en 2025.

KPI	Fluide	Bonus max (euro)	Malus max (euro)	Résultat KPI (%)	Résultat KPI (euro)
SAIFI HT	Electricité	137.760	-68.880	100%	137.760
SAIDI HT	Electricité	91.840	-45.920	100%	91.840
SAIFI BT	Electricité	59.040	-29.520	100%	59.040
SAIDI BT	Electricité	39.360	-19.680	93,33 %	36.736
SAIFI Gaz	Gaz	82.000	-41.000	100%	82.000
KPI (in)disponibilité de la communication compteur-GRD	Mixte	53.400	-53.400	78,62 %	41.981
KPI (in)disponibilité du registre d'accès	Mixte	160.200	-160.200	100%	160.200
Délai placement compteur intelligent dans les cas obligatoires	Electricité	174.000	-174.000	45,53 %	79.228
Total		797.600	-592.600		688.786

Tableau : résultats atteints par SIBELGA pour les KPI d'application en 2025

BRUGEL a analysé le rapport et les calculs remis par SIBELGA et n'a pas de remarque à formuler.

Le montant de 688.786 € est octroyé à SIBELGA pour l'année 2025, suite aux résultats obtenus par SIBELGA sur les KPI incitatifs sélectionnés ci-dessus.

¹⁶ La décision du 16 décembre 2025 porte en outre sur la sélection, la définition et l'entrée en vigueur, au 1er janvier 2026, des indicateurs de performance (KPI) relatifs au mécanisme incitatif pour le développement du SmartGrid.



8. Volumes distribués

8.1. Electricité

BRUGEL constate que les volumes d'*infeed* sont en légère diminution, de même que la pointe synchrone par rapport à 2024. Par rapport aux prévisions, les volumes d'*infeed* sont 0,27% plus faibles que prévus, tandis que par rapport aux volumes gridfee, la réalité est inférieure aux prévisions de 2,43%. On peut donc parler d'une relative stabilisation des volumes distribués par SIBELGA, ce qui conforte BRUGEL dans sa position prudente vis-à-vis des prévisions optimistes qui verraient les volumes distribués augmenter.

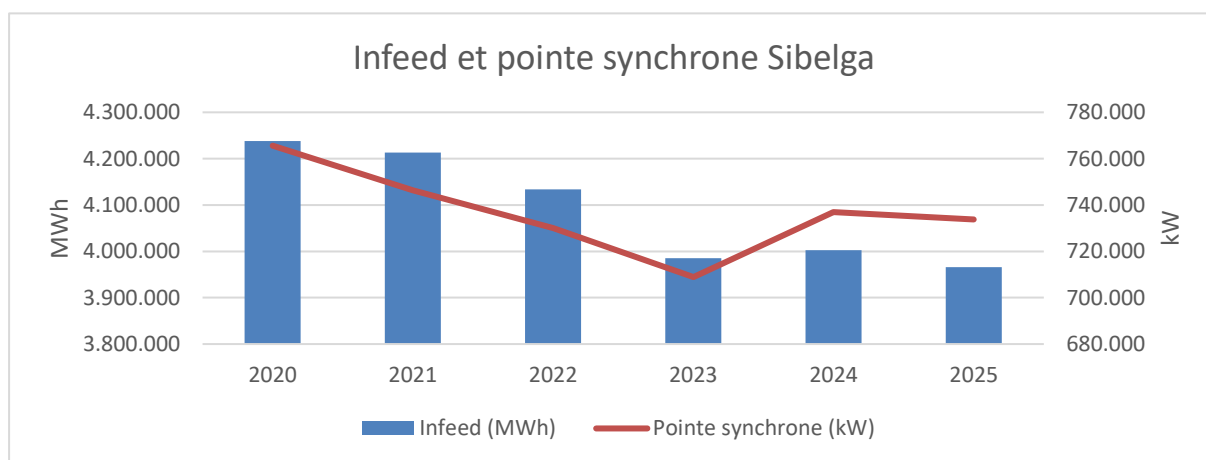


Figure : Volumes d'*infeed* et pointe synchrone - électricité

Il convient de noter que depuis 2020, les volumes gridfee évoluent continuellement en-dessous des prévisions formulées dans les propositions tarifaires.

Les recettes gridfee réalisées ne sont néanmoins que 6.461€ inférieures aux prévisions, en raison principalement de recettes liées aux exercices antérieurs.



8.2. Gaz

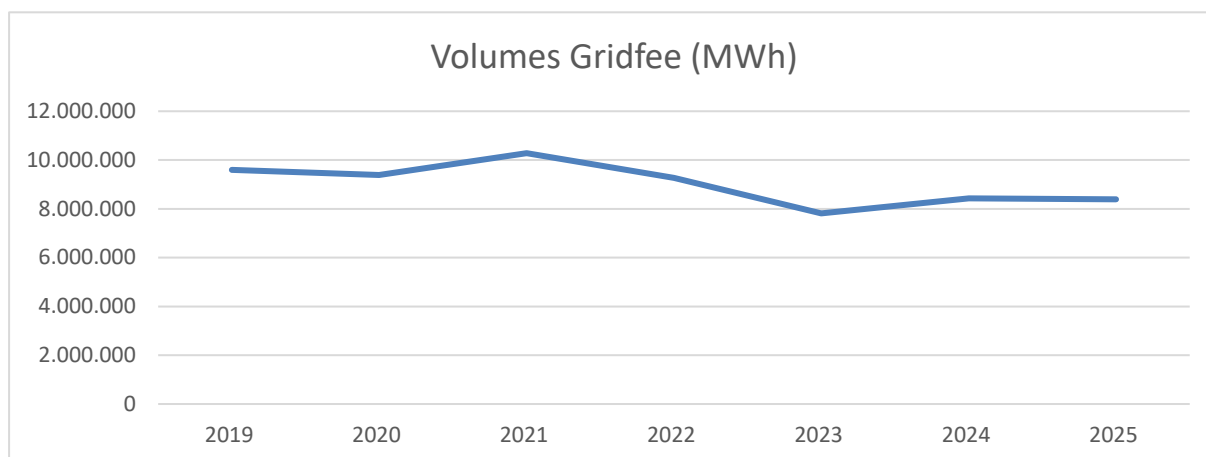


Figure : Volumes gridfee - gaz

Les volumes *gridfee* 2025 sont très légèrement supérieurs aux prévisions (0,19 %) et légèrement inférieurs aux volumes *gridfee* 2024 (-0,43 %), ce qui donne lieu à un écart limité et positif (+87.603€) sur les recettes gridfee.



9. Entreprises liées ou avec un lien de participation

Il n'y a pas eu en 2025 de changements dans les participations détenues par SIBELGA. Les participations détenues par SIBELGA au 1/1/2025 et au 31/12/2025 sont les suivantes :

1. Brussels Network Operation (BNO) : filiale opérationnelle de SIBELGA (détenue à 100% par SIBELGA) ;
2. ATRIAS (dont SIBELGA détient 16,67% des parts).

BRUGEL a analysé les comptes annuels des filiales ainsi que les rapports des Commissaires réviseurs et n'a aucune remarque particulière à formuler à ce stade.

D'autre part, lors de son contrôle, BRUGEL s'est penchées sur :

- Les subsides croisés entre les secteurs ;
- Les subsides croisés entre SIBELGA et ses filiales ;
- Les activités non régulées.

Les contrôles de BRUGEL quant aux activités exercées par SIBELGA dans le domaine des réseaux de chaleur ont fait l'objet d'une attention spécifique en ce qui concerne les coûts.

SIBELGA a indiqué à BRUGEL que ces activités constituent des activités non régulées au regard des activités de distribution de gaz et d'électricité et qu'une structuration spécifique est en cours de mise en place afin d'isoler ces activités. SIBELGA a également précisé d'envisager la création de sociétés de projet distinctes (SPV) destinées à porter les investissements, les actifs, les contrats et l'exploitation des futurs réseaux de chaleur. A la clôture de l'exercice 2025, aucune filiale n'avait toutefois encore été constituée.

Les articles 10ter, 15° de l'ordonnance gaz et 9quiquies, 15° de l'ordonnance électricité ainsi que les méthodologies tarifaires disposent que « *la subside croisée entre activités régulées et non régulées n'est pas autorisée* ». Il n'est dès lors pas permis à SIBELGA d'utiliser les ressources financées par les tarifs de distribution d'électricité et de gaz afin de soutenir des activités concurrentielles ou commerciales exercées en dehors de son périmètre régulé ou d'octroyer, directement ou indirectement, un avantage à des activités non régulées.

Dans ce cadre, BRUGEL a examiné les mécanismes organisationnels et comptables mis en place par SIBELGA. Celle-ci a indiqué avoir instauré une comptabilité analytique spécifique permettant d'identifier les coûts liés aux réseaux de chaleur au travers de centres de coûts dédiés ainsi que d'un système de pointage des heures prestées. Les coûts directement attribuables aux projets de réseaux de chaleur (hors ceux repris dans les coûts additionnels de R&D) sont enregistrés comme activités non régulées. Les coûts de personnel sont imputés soit sur la base d'allocations forfaitaires préétablies pour les fonctions dédiées, soit sur la base des heures effectivement encodées dans les outils internes. Des surcharges destinées à couvrir les coûts de support et d'encadrement (IT, RH, finances, fonctions



corporates...) sont également appliquées à ces activités.

BRUGEL a notamment analysé les 400.231 € de coûts enregistrés en 2025 au titre des activités non-régulées relatives aux réseaux de chaleur. Ces coûts concernent principalement des dépenses de personnel, des frais de développement des projets, des prestations de consultance juridique et technique ainsi que des études préparatoires relatives aux projets NOH/CQP et Be.Share. SIBELGA a par ailleurs précisé qu'elle ne détenait encore aucun actif de réseau de chaleur à la clôture de l'exercice 2025. Les futurs investissements seraient comptabilisés dans les filiales de projet, tandis que les éventuelles participations financières de SIBELGA seraient enregistrées comme immobilisations financières et resteraient exclues de la base d'actifs régulés (RAB).

BRUGEL relève cependant que certaines dépenses liées au développement de la chaleur ont été enregistrées dans les activités régulées notamment les coûts liés à l'événement « Heating Days ». SIBELGA considère que ces dépenses participent à la réflexion stratégique du gestionnaire de réseau sur l'évolution future des vecteurs énergétiques en Région de Bruxelles-Capitale. Le régulateur estime néanmoins que la frontière entre les activités de recherche, de planification énergétique et de développement opérationnel de projets de réseaux de chaleur devra continuer à faire l'objet d'un suivi attentif afin de garantir le respect strict du principe de non-subsidiation croisée. BRUGEL émet des réserves sur la catégorisation des coûts liés au « Heating Days » en activité régulée.

Sur la base des éléments examinés, des réponses apportées par SIBELGA et des vérifications réalisées dans le cadre du présent contrôle, BRUGEL n'a pas identifié d'élément démontrant l'existence d'une subsidiation croisée entre les activités régulées de distribution de gaz et d'électricité et les activités non régulées liées aux réseaux de chaleur pour l'exercice 2025. En effet, BRUGEL constate que SIBELGA identifie d'une manière explicite les coûts liés à l'activité non régulée liée aux projets de réseaux de chaleurs.

Ceci-étant, compte tenu du développement attendu des réseaux de chaleur en Région de Bruxelles-Capitale, des montants potentiellement significatifs qui pourraient être engagés à l'avenir, de la création annoncée de filiales dédiées ainsi que de la position particulière de SIBELGA en tant que gestionnaire du réseau, BRUGEL émet plusieurs réserves concernant cette activité :

- Le mode de financement¹⁷ des coûts dédiés soulève des questionnements. Le régulateur rappelle que les ressources financées par les tarifs de distribution d'électricité et de gaz ne peuvent procurer un avantage directement ou indirectement à SIBELGA en ce qui concerne ses activités non régulées.
- Le scope des activités exercés dans le cadre des réseaux de chaleurs par SIBELGA doit être conforme au cadre légal, et plus particulièrement l'article 8, §8 de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz. BRUGEL étudie actuellement cette question et mène une enquête pour

¹⁷ Selon BRUGEL, le financement des activités non régulées ne peut en aucun cas se faire via l'enveloppe des coûts gérables.



vérifier la bonne application de cette disposition.

Concernant les 400.231 € de coûts enregistrés en 2025 comme activités non régulées dans les comptes annuels¹⁸ de SIBELGA, ceux-ci ne peuvent être financés que par l'actionnaire via notamment les bénéfices autorisés résultant de l'activité régulée.

BRUGEL poursuivra ses contrôles dans ce domaine et le cas échéant pourrait réaliser un audit détaillé de cette activité.

Réserve spécifique

BRUGEL demande à SIBELGA d'adapter son système de reporting financier de manière à séparer plus distinctement les coûts, actifs (séparation bilantaire) et activités liées à des activités non régulées, particulièrement en lien avec les réseaux de chaleur. Cette exigence implique également la mise en place de la documentation selon les meilleures pratiques et la soumission au réviseur des contrôles nécessaires pour garantir le caractère complet, exact et établi en temps utile de ces reportages spécifiques.

¹⁸ <https://2025.sibelga.be/wp-content/uploads/2026/06/SIB-RAPPORT-FINANCIER-25-FR-PDF-DIGITAL.pdf>



10. Le contrôle de l'application de l'évolution du revenu total

BRUGEL a procédé au contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total tel que prescrit au point 10 de la première partie de la méthodologie tarifaire.

BRUGEL n'a soulevé aucun manquement significatif par rapport à ces vérifications.

Il convient de rappeler que les coûts de l'énergie achetée par SIBELGA pour l'année 2025 font l'objet d'un suivi continu, en continuité des dispositions prises dans la décision relative au contrôle ex post des soldes 2024. Par ailleurs, une procédure visant à optimiser le traitement réglementaire des coûts de l'énergie achetée par SIBELGA est en cours et produira ses effets à partir de la prochaine période réglementaire.

10.1. Paramètres d'évolution de la RAB et du calcul du pourcentage de rendement de l'actif régulé

La valeur de la RAB a été calculée par le gestionnaire de réseau conformément à la méthodologie tarifaire.

Le calcul du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé est également conforme à la méthodologie tarifaire. Le taux de rendement à appliquer à la Base d'Actifs Régulés (RAB) a été correctement calculé par SIBELGA et est égal à 4,91%. BRUGEL a pu vérifier que SIBELGA a, conformément au point 6.7.4 de la première partie de la méthodologie tarifaire, supprimé 10% de la valeur de la plus-value de réévaluation dans le calcul de la RAB rémunérée. L'annexe 3 de la méthodologie tarifaire porte explicitement sur le calcul du WACC.¹⁹

Il est important de noter que suite aux changements introduits par la méthodologie tarifaire 2025-2029 (notamment la disparition des embedded costs²⁰ depuis le 1^{er} janvier 2025) la comparaison de l'année 2025 aux années antérieures peut paraître trompeuse.

¹⁹ <https://brugel.brussels/publication/document/notype/2023/fr/Annexe-3-Calcul-WACC.pdf>

²⁰ 7.790.709€ en 2024



10.1.1. Electricité

Le montant total de la marge équitable électricité approuvé par BRUGEL s'élève à 45.074.368€ pour 2025 contre 30.536.444 € en 2024.

Montants en euro	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Facteur Bêta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,74
Prime de risque (%)	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Rente sans risque (OLO) ²¹ (%)	2,2%	2,2%	2,2%	3,11%	2,91%	2,91%
Coût de la dette						3,822%
Rendement total (« WACC »)	3,08%	3,01%	2,94%	3,77%	3,49%	4,91%
Marge bénéficiaire	23.009.287	23.230.733	23.468.686	31.357.670	30.536.444	45.074.368

Tableau : Paramètres de calcul de la marge équitable électricité (réalisés)

10.1.2. Gaz

Le montant total de la marge équitable électricité approuvé par BRUGEL s'élève à 20.254.515€ pour 2025 contre 14.298.658 € en 2024.

Montants en euro	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Facteur Bêta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,74
Prime de risque (%)	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Rente sans risque (OLO) (%) ²²	2,20%	2,20%	2,20%	3,11%	2,91%	2,91%
Coût de la dette						3,822%
Rendement total (« WACC »)	3,19%	3,20%	3,27%	3,40%	3,35%	4,91%
Marge bénéficiaire	14.956.463	14.907.842	14.805.844	14.927.987	14.298.658	20.254.515

Tableau : Paramètres de calcul de la marge équitable gaz (réalisés)

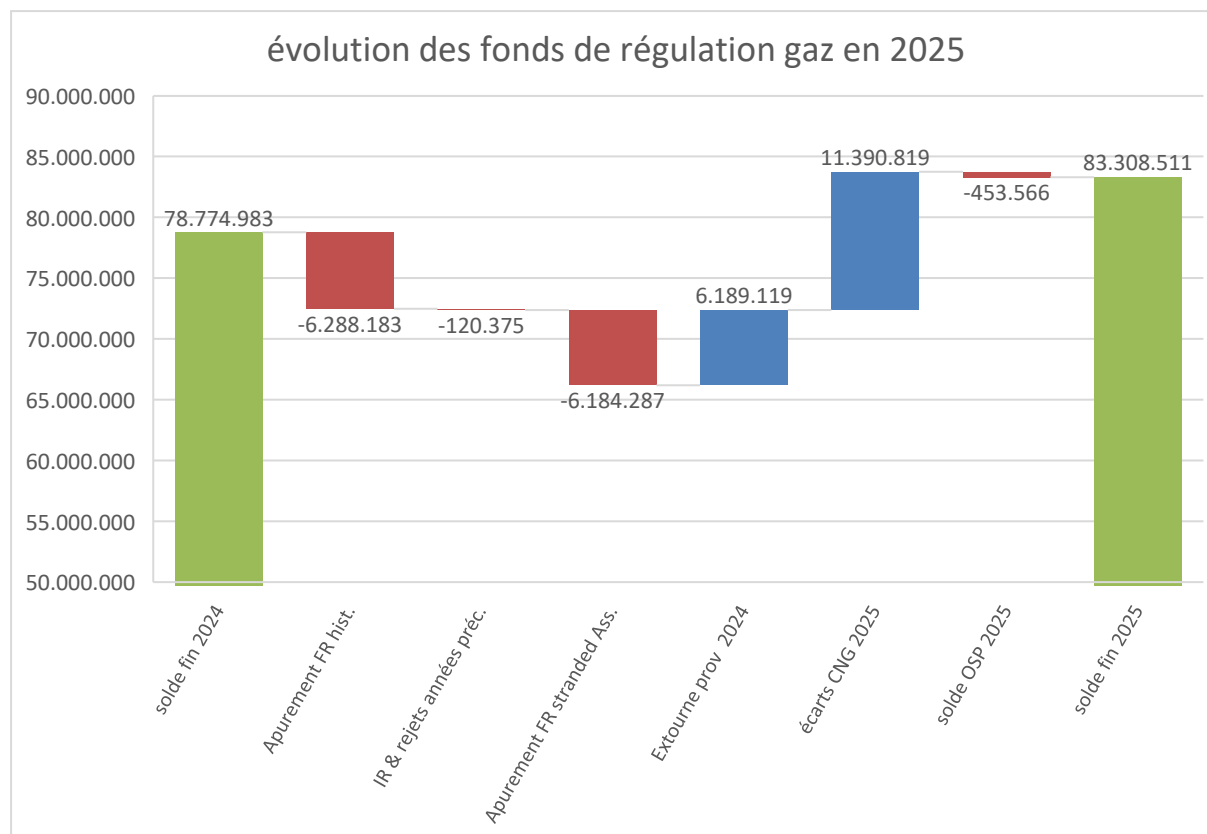
²¹ À partir de 2025 : le taux sans risque des fonds propres

²² À partir de 2025 : le taux sans risque des fonds propres



11. Fonds de régulation gaz

11.1. Evolution du fonds tarifaire gaz en 2025



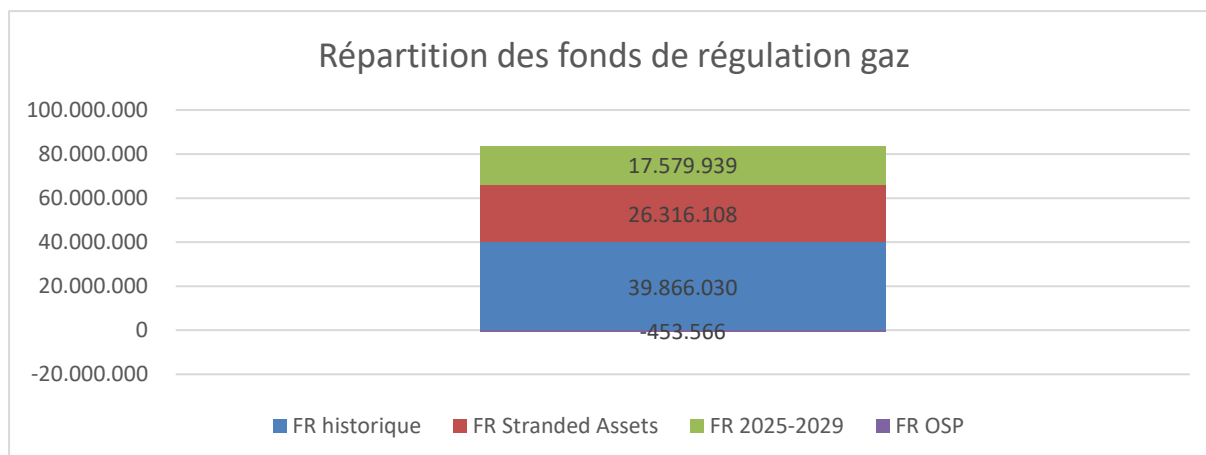
Graphique : évolution des fonds de régulation gaz en 2025

On constate que les apurements des fonds de régulation ont eu lieu en conformité avec la proposition tarifaire (tant pour les fonds de régulation historiques que pour les fonds de régulation stranded assets).

Les autres mouvements des fonds de régulation ont été correctement comptabilisés par SIBELGA.



11.2. Répartition des fonds de régulation gaz



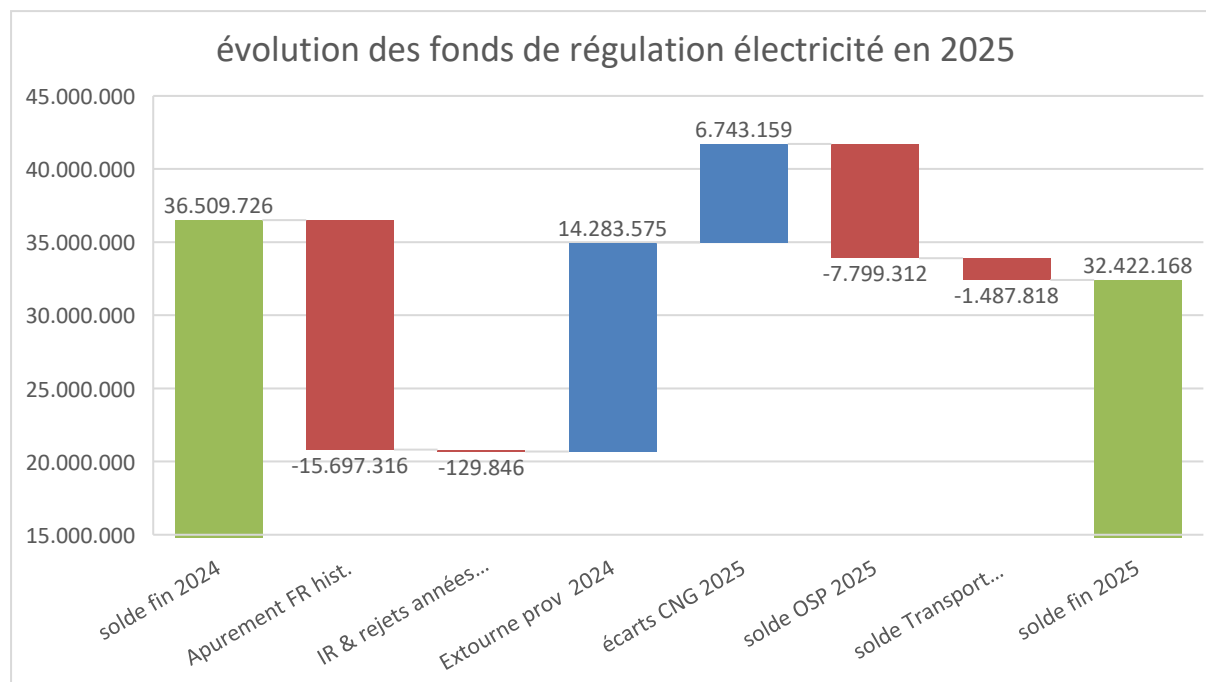
Graphique : Répartition des fonds de régulation gaz à fin 2025

Le soldes des fonds de régulation gaz s'élève à fin 2025 à 83.308.511€, et le poste des fonds de régulation historiques en représente la plus grosse partie.



12. Fonds de régulation électricité

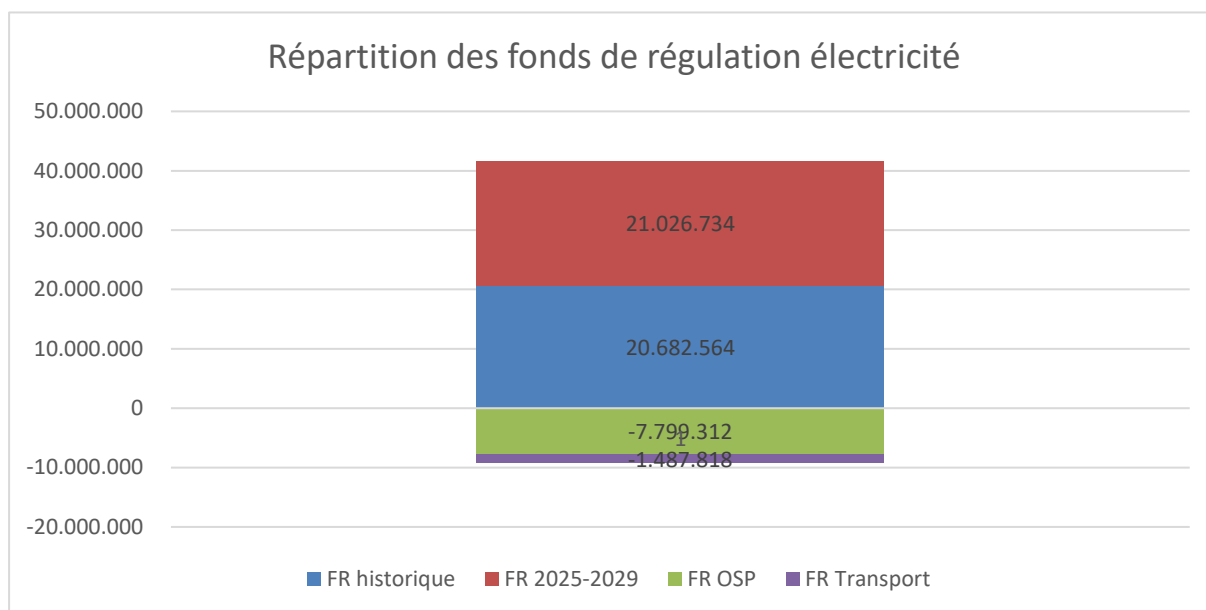
12.1. Evolution du fonds tarifaire électricité en 2025



Graphique : évolution des fonds de régulation électricité en 2025

Malgré l'effet positif sur les fonds de régulation de la reprise des provisions fin 2024 et des soldes sur coûts non gérables 2025, les fonds de régulation connaissent une baisse en 2025. Cette baisse est due à l'apurement des fonds de régulations voulus par la méthodologie tarifaire 2025-2029 mais également par la prise en compte du solde OSP (5.212.986€) dans les fonds de régulation.

Répartition des fonds de régulation électricité



Graphique : Répartition des fonds de régulation électricité à fin 2025

On constate que les soldes importants hérités du passé en matière d'OSP vont devoir être récupérés par les tarifs futurs, de même que les soldes (certes moins importants) sur les coûts de transport.



13. Décisions

Vu l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale ;

Vu l'ordonnance du 8 mai 2014 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale concernant les redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité ;

Vu la méthodologie tarifaire applicable au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité actif en Région de Bruxelles-Capitale ;

Vu le rapport annuel SIBELGA relatif au résultat d'exploitation 2024 transmis à BRUGEL en date du 16 mars 2026 ;

Vu l'analyse des soldes régulateurs, tels que rapportés par SIBELGA, réalisée par BRUGEL ;

Vu les demandes d'informations complémentaires ;

Vu les réponses de SIBELGA apportées aux différentes demandes d'information ;

Le conseil d'administration de BRUGEL a décidé :

- a) de rejeter les soldes régulateurs tels que présentés dans les rapports initiaux de SIBELGA ;
- b) d'approuver les soldes régulateurs corrigés présentés aux points 6.3 du présent document, sous réserve que SIBELGA comptabilise lors de l'exercice 2026 les corrections apportées ;
- c) d'octroyer le montant de 688.786 € au titre de rémunération pour les résultats obtenus par SIBELGA dans le cadre de la régulation incitative sur objectifs.

BRUGEL veillera dans le cadre de l'approbation de la proposition tarifaire des tarifs 2027 ainsi que lors de son contrôle ex-post des comptes 2026 de SIBELGA au respect de la présente décision, particulièrement vis-à-vis des recommandations formulée au point 9 de la présente décision.



14. Réserve générale

BRUGEL a approuvé la présente décision et s'est prononcée sur les soldes régulatoires 2025 (électricité et gaz) du gestionnaire de réseau SIBELGA sur base de l'ensemble des éléments mis à sa disposition.

S'il devait s'avérer, lors de contrôles ultérieurs, que les informations reprises soient erronées et qu'il nécessite le cas échéant une adaptation, BRUGEL pourrait revoir sa décision.

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.

SIBELGA est invitée à faire part des éventuelles remarques, erreurs matérielles et/ou de calcul que la présente décision pourrait contenir dans les 10 jours qui suivent sa notification.

15. Recours

La présente décision peut faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL dans les deux mois suivant sa notification conformément à l'article 30decies de l'ordonnance électricité, Cette plainte n'a pas d'effet suspensif. Elle peut également faire l'objet d'un recours devant la Cour des marchés de Bruxelles conformément à l'article 30undecies de l'ordonnance électricité dans les trente jours à partir de la notification de celle-ci. En cas de plainte en réexamen conformément à l'article 30decies, ce délai de trente jours est suspendu jusqu'à la notification de la décision sur plainte de BRUGEL, ou en l'absence de décision de BRUGEL, jusqu'à l'expiration du délai visé à l'article 30decies, § 2.

* *

*