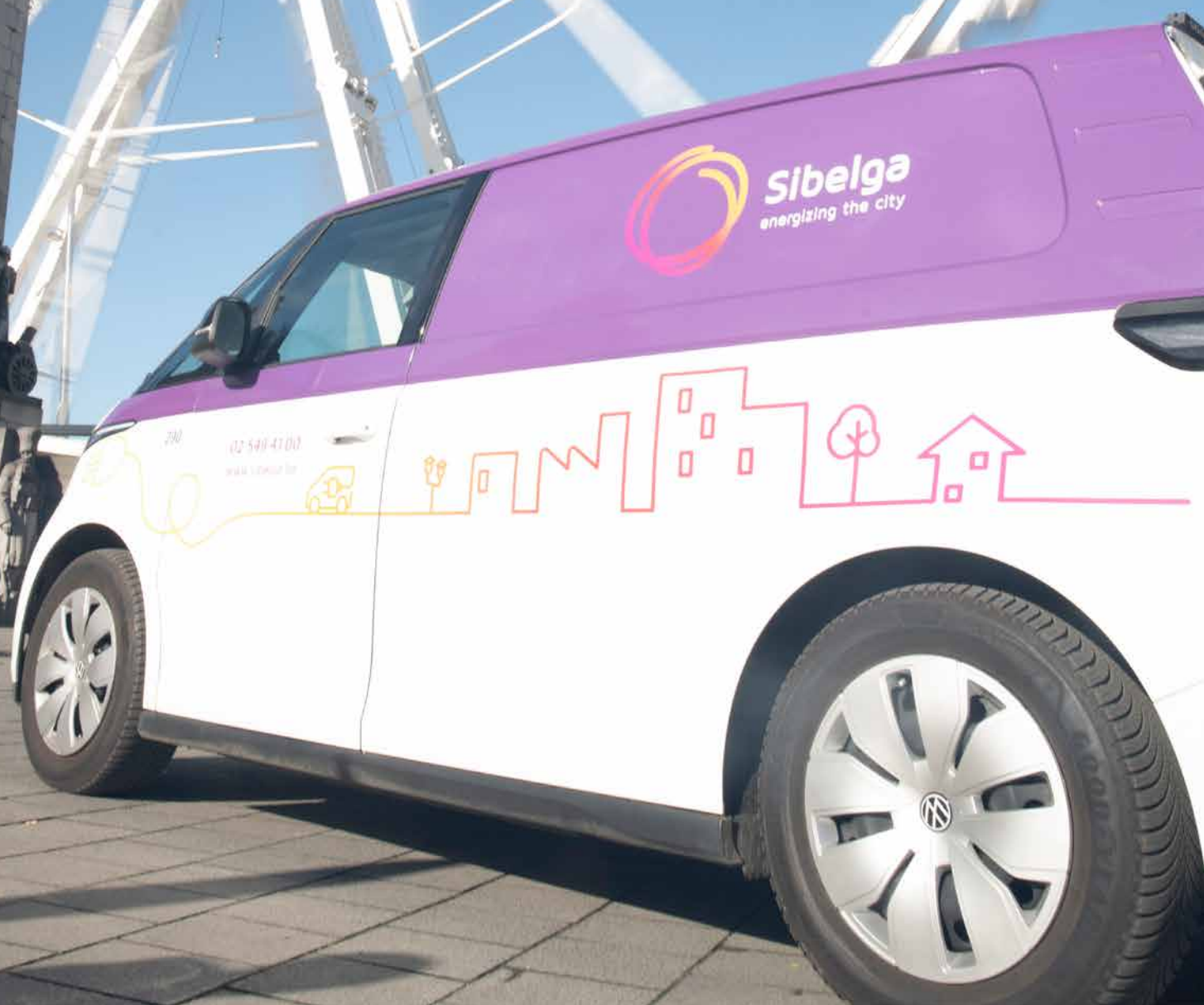




COMPTES ANNUELS 2024

Français



Sommaire

Rapport du Conseil d'administration	p.2
Rapport du commissaire	p.74
Comptes annuels	p.79
Compte de résultats	p.83
Affectations et prélèvements	p.84
Analyse des résultats de l'activité	p.85
Annexe	p.87
Règles d'évaluation	p.109

Rapport du Conseil d'administration

À l'assemblée générale des associés du 17 juin 2025
Relatif aux activités de l'exercice 2024

Mesdames, Messieurs,

Conformément à la loi et aux statuts, nous avons l'honneur de vous faire rapport sur les activités de notre entreprise pendant son quarante-troisième exercice social et soumettons à votre approbation le bilan, le compte de résultats au 31 décembre 2024, l'annexe ainsi que la répartition du bénéfice telle que celle-ci doit être opérée en vertu de l'article 40 des statuts. Ce rapport est établi conformément aux articles 3:5 et 3:6 du Code des Sociétés et Associations (CSA).

I. Préliminaires

Si Sibelga fait rapport de ses activités pour son quarante-troisième exercice social, il s'agit en réalité du vingt-deuxième exercice social dans sa configuration résultant du regroupement des activités de gestion de réseaux de distribution en région bruxelloise et du seizième dans un environnement entièrement libéralisé.

- Suite à la libéralisation complète du marché de l'électricité et du gaz, l'intercommunale se focalise sur son métier de gestionnaire de réseaux de distribution et son chiffre d'affaires est désormais constitué quasi exclusivement des redevances d'utilisation de réseaux payées par les fournisseurs (grid fee).
- Rappelons que la société privée associée s'est retirée de l'intercommunale au 31 décembre 2012. Les pouvoirs publics associés détiennent depuis lors la totalité des parts représentatives du capital.
- Rappelons ensuite qu'une ordonnance modifiant les ordonnances électricité et gaz, notamment en vue d'organiser un nouveau cadre en matière de tarifs de distribution, a été adoptée par le Parlement bruxellois le 25 avril 2014. Elle est entrée en vigueur, pour ce qui concerne les dispositions introduites en matière de méthodologie tarifaire et de tarifs, au 1^{er} juillet 2014, soit la date d'entrée en vigueur de l'article 19 de la loi spéciale du 6 janvier 2014 relative à la sixième réforme de l'État qui opère le transfert de compétences en matière de tarifs de distribution aux régions.

En vertu de cette ordonnance, le pouvoir d'établir une méthodologie tarifaire pour la distribution d'électricité et de gaz ainsi que celui d'approuver des tarifs de distribution établis conformément à cette méthodologie revient à Brugel, le régulateur bruxellois des marchés de l'électricité et du gaz.

- Les ordonnances électricité et gaz ont fait l'objet d'une dernière modification d'importance par une ordonnance publiée au Moniteur belge le 20 avril 2022 et entrée en vigueur le 30 avril 2022. Celle-ci remodèle entre autres le cadre applicable au déploiement des compteurs intelligents et transpose les nouvelles obligations européennes relatives à l'électricité et au gaz, singulièrement en matière de partage d'énergie.

II. Cadre réglementaire

Consécutivement à la concertation avec le gestionnaire de réseau et à la consultation officielle, le régulateur Brugel a approuvé en son Conseil d'administration du 7 mars 2019 les décisions relatives aux méthodologies tarifaires électricité et gaz qui sont d'application pour la période réglementaire 2020-2024. Ces décisions ont été prises conformément à l'application de l'art.9 quater de l'ordonnance « électricité » et l'art. 10bis de l'ordonnance « gaz ».

Les méthodologies tarifaires, d'application pour le présent exercice 2024, se basent sur les principaux éléments suivants :

- période tarifaire de 5 ans ;
- système de « cost + » avec une distinction entre coûts gérables et coûts non gérables ;
- détermination d'un taux de rémunération du capital ;
- une régulation incitative sur les coûts gérables cumulés, plafonnée à un montant déterminé avec une répartition 50/50 entre les actionnaires et les tarifs ;
- volonté du régulateur de ne pas affecter tous les soldes tarifaires à une réduction des tarifs en 2020-2024 ;
- séparation des frais de projets en 4 groupes :
 - Les projets liés aux investissements réseaux, les projets en lien avec les missions de service public et les projets innovants sont considérés comme non gérables ;
 - Les autres projets informatiques (y compris Smartrias) sont considérés comme gérables ;
- création d'une régulation incitative sur objectifs (KPI) qui peut rapporter jusqu'à 1 M€/an dans des circonstances favorables ;
- plafond des coûts gérables fixé sur la base du budget 2017 hors projets informatiques maîtrisables – régulation incitative sur coûts 2017 (en baisse donc de près de 4,7 M€) + indexation + projets informatiques coûts réels 2017 (avec plafonnement à 85 % pour Smartrias) ;
- facteur d'efficacité sur coûts gérables de 0,75 % par an hors indexation à partir de 2021 ;
- volonté de Brugel d'évoluer vers un revenu cap à l'horizon 2025.

Les propositions tarifaires qui s'inscrivent dans ce cadre ont été validées par le régulateur.

Le cadre réglementaire applicable à l'exercice résulte des décisions suivantes :

1. Décisions

1.1. Décisions (Brugel-DÉCISIONS-20191218-122BIS ET 123BIS) relatives à l'approbation des tarifs électricité et gaz

Dans le cadre des méthodologies tarifaires, Sibelga a déposé des propositions tarifaires 2020-2024 en septembre 2019. Brugel a validé mi-décembre 2019 les tarifs de Sibelga pour 5 ans, par ses décisions 20191218-122bis et 123bis.

1.2. Décisions (Brugel-DÉCISIONS-20191127-124 ET 20191218-126) portant sur les trajectoires de performance des KPI et sur l'entrée en vigueur des indicateurs de performance (KPI) relatifs au mécanisme de tarification incitative de la qualité des services de Sibelga

À partir de l'exercice 2020, une régulation incitative sur la qualité des services a été mise en place. Dans ce cadre, et suite à différents échanges entre Sibelga et Brugel, ce dernier a fixé des seuils et trajectoires de performance pour chacun des indicateurs de suivi.

La liste des KPI entrée en vigueur en 2020 à la demande de Sibelga a été validée par Brugel. Il n'y a pas eu de KPI supplémentaire en 2021, 2022, 2023 et 2024.

1.3. Décisions (Brugel-DÉCISIONS-20231026-247 et 20231026-248) concernant l'approbation des propositions d'adaptation tarifaire spécifiques électricité et gaz de SIBELGA portant sur l'année 2024

En conformité avec la méthodologie tarifaire électricité et gaz, Sibelga a introduit des propositions tarifaires spécifiques visant à adapter les tarifs « obligations de service public », la surcharge concernant l'Impôt des Sociétés et la surcharge concernant la redevance de voirie. Brugel a validé fin octobre 2023 les tarifs adaptés de Sibelga pour 2024, par ses décisions 20231026-247 et 248.

1.4. Décisions (Brugel-DÉCISIONS-20241024-292 et 20241024-293) relatives aux soldes tarifaires rapportés par le gestionnaire de réseaux SIBELGA portant sur l'exercice d'exploitation 2023

Par ces décisions, le régulateur a procédé au contrôle des soldes tarifaires électricité et gaz pour l'exercice 2023 ainsi qu'à la validation des résultats des KPI sur la qualité des services, résultant en un incitant financier pour Sibelga. Ces décisions concluent à une correction des soldes réglementaires 2023 pour un total de 159 618 € en faveur des Fonds de régulation, ainsi qu'à l'octroi d'un incitant financier pour un total de 554 155 € comme conséquence des résultats des objectifs sur la qualité des services prestés par Sibelga en 2023. Ces deux corrections sont répercutées sur les comptes 2024 de Sibelga.

1.5. Décision (Brugel-DÉCISION-20240119-255) relative à l'adaptation des tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport

En conformité avec la méthodologie tarifaire électricité et gaz, Sibelga a recalculé les tarifs de transport pour l'année 2024. Ces derniers ont été approuvés par le régulateur le 19 janvier 2024.

1.6. Décision (Brugel-DÉCISION-20231128-250) relative au premier volet d'adaptations apportées à la méthodologie tarifaire électricité et gaz 2025-2029

Le premier volet d'adaptations visé par cette décision porte sur le modèle de régulation et le cadre réglementaire pour la période 2025-2029. Une brève description des adaptations majeures se retrouve dans le présent chapitre sous le point **2. Synthèse**.

1.7. Décision (Brugel-DÉCISION-20240319-264) relative au second volet d'adaptations apportées à la méthodologie tarifaire électricité et gaz

Le second volet d'adaptations visé par cette décision porte quant à lui sur la structure tarifaire et conditions d'application pour la période 2025-2029.

2. Synthèse

Les tarifs d'application en 2024 sont basés sur la proposition tarifaire 2020-2024 constituée d'un budget tarifaire prévisionnel et de quantités prévisionnelles distribuées. Les tarifs sont la résultante de la division du budget par les quantités.

Le budget tarifaire se compose de trois éléments principaux :

- les coûts gérables ;
- les coûts non gérables ;
- la marge équitable.

La marge équitable pour la période 2020-2024 se calcule sur la base de la RAB prévisionnelle (valeur du réseau) et d'une formule de rendement se basant sur un taux sans risque ($OLO_{10\text{ans}}$) prévisionnel et sur les fonds propres prévisionnels. Le rendement optimal des fonds propres est atteint lorsque le rapport entre les fonds propres et la RAB (**S**) est de 40 %. Au-delà de ce rapport de 40 %, la RAB financée par fonds propres est rémunérée au taux sans risque + 100 points de base ¹ (p.b.), pour autant qu'elle n'excède pas 80 %.

Les coûts sont catégorisés entre gérables et non gérables selon la méthodologie. Les OPEX sur lesquels le GRD exerce un contrôle sont considérés comme gérables. Les impôts, les pertes, les charges d'intérêt, les amortissements et désaffectations, les missions de service public, les charges de pension non capitalisées, les charges exceptionnelles sont les principaux coûts non gérables dans la méthodologie 2020-2024.

La proposition tarifaire constituée du budget tarifaire, des quantités prévisionnelles et des tarifs est soumise pour approbation au régulateur qui l'analyse. Au terme de la procédure, la proposition, le cas échéant adaptée, est approuvée.

La rémunération réelle du GRD se compose de trois éléments :

- la marge équitable réelle calculée sur la base de la RAB réelle (moyenne de l'année), des fonds propres réels (moyenne de l'année) et sur le taux sans risque réel de l'année canalisé dans un tunnel allant de 2,20 % à 5,20 %,
- l'incitant sur les coûts gérables,
- l'incitant sur objectifs de qualité de service (KPI).

Les écarts entre les différents éléments prévisionnels et les éléments réels sont catégorisés dans **3 soldes** :

- le solde sur coûts gérables,
- le solde sur coûts non gérables (qui inclut la différence entre la marge équitable réelle et la marge équitable prévisionnelle),
- le solde volume.

Le solde sur coûts gérables est la base de l'incitant sur les coûts gérables. Celui-ci est toutefois limité (à la hausse comme à la baisse) à 50 % de 10 % des coûts gérables.

Les soldes non gérables, le solde volume et le solde gérable non inclus dans l'incitant sur les coûts gérables sont intégrés au Fonds de régulation tarifaire. Si celui-ci présente une dette cumulée (trop perçu), il peut être affecté à une diminution ou un lissage des tarifs et/ou à la couverture de coûts non gérables spécifiques. S'il présente une créance cumulée (trop peu perçu), cette créance est intégralement ajoutée aux coûts imputés aux clients lors de l'établissement de la proposition tarifaire de la période tarifaire suivante.

¹ 1 point de base correspond à 0,01 % sur le principal

3. Extraits et commentaires

3.1. Revenu total et marge équitable

Revenu total

Le revenu total comprend l'ensemble des charges (y compris la marge équitable) après déduction des produits que le gestionnaire de réseau supporte dans le cadre de l'exécution de ses activités régulées. Ces coûts se composent des coûts gérables d'une part, et des coûts non gérables d'autre part.

Le revenu total pour les activités d'électricité et de gaz ensemble se chiffre pour la proposition tarifaire spécifique 2024 à 347,5 M€.

a. Coûts gérables

Les coûts gérables représentent les charges et produits relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le gestionnaire du réseau exerce un contrôle direct. Ceux-ci se chiffrent pour la proposition tarifaire 2024 à 131,4 M€ avant recalcul de l'indexation.

b. Coûts non gérables

Les coûts non gérables représentent les charges et produits relatifs à la sécurité, l'efficacité, la fiabilité du réseau ou la qualité de service aux clients, sur lesquels le gestionnaire du réseau n'exerce pas de contrôle direct.

Parmi ceux-ci, les principaux sont :

- coûts d'achat des pertes du réseau ou couverture de celles-ci par des moyens de production du gestionnaire de réseau ;
- charges de pension complémentaire non capitalisées ;
- impôts ;
- redevances, cotisations et rétributions ;
- amortissements (y compris l'amortissement de la plus-value) ;
- désaffectations ;
- charges financières ;
- coûts pour les obligations de service public ;
- coûts du transport portés en compte par Elia ;
- charges et produits exceptionnels imposés par une évolution du cadre légal ou réglementaire ou des règles et processus soutenant l'organisation ou le bon fonctionnement du marché libéralisé de l'électricité ;
- les utilisations de soldes régulatoires.

Ceux-ci se chiffrent pour la proposition tarifaire spécifique 2024 à 216,1 M€.

c. Marge équitable

Elle est fixée chaque année en appliquant le pourcentage de rendement exposé ci-après sur la moyenne de la valeur initiale (le 1^{er} janvier) de l'actif régulé et de la valeur finale (le 31 décembre) de l'actif régulé de l'exercice concerné, l'actif régulé étant calculé et évoluant annuellement selon les règles visées ci-après.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'Impôt des Sociétés et sur les personnes morales, mais avant application du précompte mobilier sur les dividendes.

Celle-ci se chiffre pour la proposition tarifaire 2024 à 47,9 M€.

Actif régulé (RAB)

a. Valeur initiale de l'actif régulé

La valeur initiale de l'actif régulé correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31 décembre 2018, telle qu'approuvée par Brugel.

En date du 3 avril 2019, Brugel a approuvé la valeur initiale de l'actif régulé au 31 décembre 2018. Celle-ci s'élève à 1 197,6 M€.

b. Évolution de l'actif régulé dans le temps

La valeur de l'actif régulé évolue chaque année depuis le 1^{er} janvier 2019 par :

- l'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées. Ces investissements sont notamment ceux figurant dans les plans d'investissement approuvés par le Gouvernement ;
- la déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles et incorporelles régulées mises hors service au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements, réductions de valeurs ou désaffectations de la plus-value RAB, au taux des actifs sous-jacents, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- la déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisées au cours de l'année concernée ;
- la déduction des subsides relatifs aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, au cours de l'année concernée ;
- la déduction des amortissements (reprises) des subsides, au taux des actifs sous-jacents, comptabilisés au cours de l'année concernée.

Le résultat du traitement visé ci-dessus détermine la valeur finale de la RAB de l'année N et peut être repris comme valeur initiale de l'actif régulé de l'année N+1 (voir évolution ci-après).

c. Pourcentage d'amortissement

Le montant annuel des amortissements visés au point précédent est déterminé sur la base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement approuvés par le régulateur.

Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé

La formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement (R) est issue du Capital Asset Pricing Model (CAPM) et se présente comme suit :

Equation 1 : Pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé

- Si $S \leq 40\% \rightarrow R = 40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))$
- Si $S > 40\% \rightarrow R = [40\% * (t_{OLO} + (RP \times \beta))] + [(S - 40\%) * (t_{OLO} + 100 \text{ bp})]$

Où :

- S = rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé (%)
- t_{OLO} = taux d'intérêt sans risque (%)
- RP = prime de risque (%)
- β = facteur bêta qui appréhende le risque spécifique associé au GRD

Ces différents paramètres sont précisés ci-après.

a. Taux d'intérêt sans risque

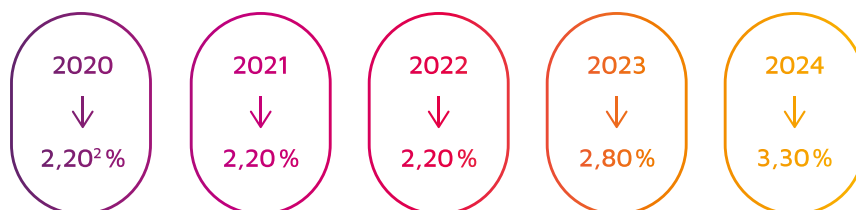
Le taux d'intérêt sans risque est déterminé chaque année sur la base du rendement moyen réel des obligations OLO d'une durée de dix ans émises au cours de cette année par les autorités belges. Le pourcentage de rendement moyen réel publié par la Banque Nationale de Belgique est pris comme référence, plus précisément le taux de référence moyen calculé sur la base des données journalières des obligations linéaires calculées sur la base du rendement des emprunts belges sur le marché secondaire.

Pour le budget tarifaire, les taux d'intérêt sans risque repris dans la proposition tarifaire sont ceux fournis comme « long-term interest rate (10 years) » par le Bureau fédéral du Plan dans la dernière édition des perspectives macroéconomiques.

Ainsi, les taux d'intérêt repris dans la proposition tarifaire pour la période régulatoire 2020-2024 sont ceux des perspectives économiques 2019-2024, publiées en février 2019.

Brugel a déterminé un intervalle d'acceptabilité du taux OLO en fixant des valeurs limites pour le recalcul *ex post*. Un seuil minimum de 2,2 % et un seuil maximum de 5,2 % ont été déterminés.

Il en résulte les taux suivants utilisés dans la proposition tarifaire 2020-2024 (les taux réels sont revus chaque année sur base de l'OLO réel):



L'ajout d'un tunnel dans lequel devra évoluer le taux OLO est une technique qui permet de limiter l'impact du taux OLO sur la marge équitable. Ce tunnel permet également au gestionnaire du réseau de distribution une meilleure stabilité et prévisibilité dans le financement de ses activités sur la période tarifaire.

b. Prime de risque

La prime de risque de marché est le facteur qui reflète le supplément de rendement attendu par les investisseurs dans d'autres entreprises sur le marché par rapport au taux d'intérêt sans risque.

Sans préjudice de ce qui est dit ci-après, la prime de risque est fixée à 4,50 %.

c. Facteur bêta

Le coefficient bêta est le facteur qui appréhende le risque spécifique associé au GRD. Dans la mesure où le GRD n'est pas coté en bourse, le bêta ne correspond pas au bêta théorique, mais reflète également l'illiquidité liée à cette non-cotation.

Sans préjudice de ce qui est dit ci-après, le facteur bêta (β) est fixé à 0,7.

d. Facteur S

Le facteur S est le rapport entre la valeur moyenne des fonds propres de l'année concernée et la valeur moyenne de l'actif régulé (%). Le facteur S représente donc la part de l'actif régulé qui est financée à partir des fonds propres. Son complément, soit 1-S, représente la part de l'actif régulé financée par endettement.

Tant la valeur des fonds propres que celle de l'actif régulé sont calculées pour l'année correspondante comme la moyenne arithmétique de la valeur finale après allocation du résultat de l'année précédant l'année correspondante et la valeur finale après allocation du résultat de l'année correspondante.

² Le Bureau fédéral du Plan publiait des valeurs égales à 1,1 % pour 2020 et 1,6 % pour 2021. C'est donc le seuil minimum de 2,2 % qui s'applique pour le taux d'intérêt sans risque. Pour 2022, la prévision du Bureau fédéral du Plan était de 2,2 %.

Brugel estime que la valeur optimale du S est de 40 %. Le rendement $t_{OLO} + (RP \times \beta)$ n'est donc admis que pour $S \leq 40$ %. Au-delà de cette valeur optimale, Brugel estime que l'optimum n'est plus atteint et que la rémunération admise doit donc être inférieure, tout en s'approchant du coût de la dette pour le GRD.

Brugel fixe la rémunération des fonds propres au-delà de 40 % au taux $OLO + 100$ b.p. Toutefois, si $S > 80$ %, la rémunération des fonds propres au-delà de 80 % sera nulle.

e. Règles de calcul

À l'issue de chaque année de la période régulatoire, le gestionnaire de réseau recalcule les paramètres OLO et S selon les valeurs applicables à l'année concernée en fonction des dispositions des points ci-avant, y compris le calcul a posteriori de la structure financière sur la base du bilan réel après affectation du résultat et non sur la base des bilans prévisionnels utilisés dans le budget.

Le gestionnaire du réseau et Brugel tiennent compte de ces paramètres recalculés lors de la détermination de la différence entre la marge équitable réellement accordée au gestionnaire du réseau et la marge équitable estimée dans le budget approuvé, telle que visée dans la méthodologie tarifaire.

f. Révision des paramètres

Les paramètres ci-dessus de la formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement (R) sont fixes pour toute la durée de la période régulatoire. Si, à partir de données objectives et transparentes, il apparaît que le pourcentage de rendement obtenu sur la base de ces paramètres ne conduit plus, au regard d'une comparaison internationale, à une rémunération normale du capital investi dans l'actif régulé par le gestionnaire du réseau, Brugel peut revoir le(s) paramètre(s) à prendre en compte pour la période régulatoire suivante, dans le respect de l'article 9 quater § 3 de l'ordonnance électricité et de l'article 10 bis § 3 de l'ordonnance gaz.

3.2. Soldes régulatoires

Définition

Les soldes régulatoires sont les écarts observés pour chacune des cinq années de la période régulatoire entre d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts rapportés et, d'autre part, le revenu prévisionnel repris dans le budget approuvé et le revenu réel enregistré. En effet, les tarifs pour une période régulatoire sont calculés de telle sorte que les recettes couvrent l'ensemble du revenu total. En réalité, tant les coûts que les recettes peuvent différer des montants budgétés.

Le solde de chaque année se décompose en plusieurs types de soldes :

- **Le solde « coûts gérables »** : l'écart entre les coûts gérables réels et les coûts prévisionnels corrigés ex post par l'indice national des prix à la consommation.
- **Le solde « coûts non gérables »** :
 - L'écart résultant de la différence entre le coefficient d'indexation réel et le coefficient d'indexation prévisionnel appliqué aux coûts prévisionnels ;
 - L'écart entre les coûts non gérables réels et les coûts non gérables prévisionnels ;
 - La différence entre la marge équitable prévisionnelle reprise dans le budget approuvé du gestionnaire de réseau et la marge équitable réellement accordée à ce dernier.
- **Le solde « volume »** : qui est constitué de la différence entre les recettes (des tarifs périodiques) réelles et les recettes prévisionnelles résultant, entre autres, de l'écart entre les volumes réels distribués et les volumes prévisionnels repris dans le budget approuvé.

Gestion et affectation des soldes

L'affectation des soldes dépend du type de solde :

- **Le solde « coûts gérables »** est affecté au résultat comptable du gestionnaire de réseau et/ou au Fonds de régulation tarifaire (une rubrique spécifique des comptes de régularisation du bilan), en fonction des principes de régulation incitative.
- **Le solde « coûts non gérables »** est transféré aux comptes de régularisation du bilan dans une rubrique spécifique « Fonds de régulation tarifaire ».
 - Si ce fonds présente une dette (excédent d'exploitation ou bonus) au moment où le gestionnaire de réseau doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, ladite proposition doit contenir une proposition d'affectation de tout ou partie des montants du Fonds de régulation tarifaire à une diminution ou un lissage des tarifs en général et/ou à la couverture de coûts non gérables spécifiques.
 - S'il présente une créance (déficit d'exploitation ou malus) au moment où le gestionnaire de réseau doit soumettre une proposition tarifaire pour la période régulatoire suivante, cette créance est intégralement ajoutée aux coûts imputés aux clients dans les tarifs de ladite période régulatoire.
- En gaz, il existe **un fonds spécifique « volume gaz »** qui évolue en fonction du solde volume et pour lequel des mécanismes automatiques d'affectation du Fonds de régulation tarifaire sont prévus.

3.3. Maîtrise des coûts et qualité des services – régulation incitative

Régulation incitative sur les coûts

Brugel a décidé d'encourager le gestionnaire du réseau de distribution à poursuivre sa bonne gestion en l'incitant à contrôler et maîtriser ses coûts, grâce à l'instauration d'un mécanisme de régulation incitative.

Depuis l'exercice 2017, que le solde « coûts gérables » cumulé de la période tarifaire soit positif ou négatif, la partie de ce solde excédant 10 % du budget des coûts gérables de l'exercice d'exploitation concerné est considérée comme non maîtrisable et est automatiquement transférée au Fonds de régulation tarifaire électricité/gaz.

Pour la partie n'excédant pas 10 % du budget des coûts gérables, ce solde cumulé est, pour moitié, affecté au résultat comptable du gestionnaire de réseau et, pour moitié, transféré au Fonds de régulation tarifaire électricité/gaz. Une vérification de l'affectation au résultat comptable et le transfert au Fonds de régulation tarifaire électricité/gaz se fait annuellement dans le cadre du contrôle ex post effectué par Brugel.

Ainsi, l'incitant maximum avant indexation pour Sibelga pour 2024 est de 6,6 M€ (50 % de 10 % de 131,4 M€)³.

Régulation incitative sur les objectifs

La mise en place d'un mécanisme de régulation incitative sur objectifs (KPI) vise à encourager le gestionnaire de réseau à améliorer la qualité des services offerts aux utilisateurs du réseau et aux acteurs du marché, en lui fixant des seuils de performance pour trois familles d'indicateurs couvrant ses trois principales missions :

- gestion des réseaux d'électricité et de gaz ;
- facilitateur du marché ;
- prestations générales de services rendus aux utilisateurs de réseau.

Pour la période régulatoire 2020-2024, le montant de l'enveloppe incitative est mesuré annuellement en appliquant un pourcentage de 2,75 % à la valeur de la marge équitable. L'enveloppe globale annuelle allouée aux bonus est calculée en fonction du nombre d'indicateurs entrés en vigueur avant le 1^{er} janvier de chaque année pour le reste de la période tarifaire, chaque objectif (KPI) représentant un certain poids prédéfini au sein de cette enveloppe.

Le résultat de chaque objectif comparé au seuil fixé par le régulateur permet de calculer le bonus ou malus en découlant. Le cas échéant, les montants des malus constatés pour les indicateurs viennent en déduction des bonus. Si la somme des malus de l'ensemble des indicateurs est supérieure en valeur absolue à la somme des bonus, alors l'incitant pour le GRD sera nul.

³ 131,4M€ = coûts gérables de la proposition tarifaire pour 2024 (avant recalcul de l'indexation)

Pour l'année 2024, 12 KPI (sur un total de 18) sont en vigueur, ils représentent 72,3 % de l'enveloppe, soit un bonus maximum de 0,9 M€.

Les incitants sont évalués et octroyés annuellement lors du contrôle ex post de l'année N et sont comptabilisés en année N+1, conformément à ce que prévoit la méthodologie tarifaire. Le résultat de la régulation incitative 2024 sera donc comptabilisé en principe en 2025, une fois que Brugel en aura déterminé la valeur. Le résultat de la régulation incitative 2023 a été comptabilisé en 2024, suite aux décisions 20241024-292 et 293 de Brugel relatives aux soldes tarifaires électricité et gaz portant sur l'exercice d'exploitation 2023 pour 0,6 M€.

III. Faits saillants

1. Niveau de l'inflation

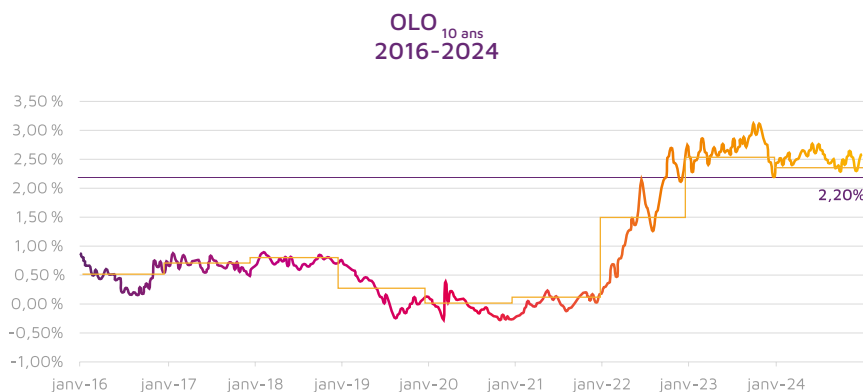
Alors que l'année 2023 avait été marquée par un début de stabilisation du niveau de l'inflation après l'augmentation spectaculaire de 2022, l'année 2024 enregistre un taux d'inflation réel de 3,14 % sur base de l'indice des prix à la consommation, supérieur à la prévision initiale, de la proposition tarifaire 2020-2024, de 1,90 %.

Bien que cette inflation soit moins élevée qu'en 2022 et 2023, elle continue d'avoir un impact direct sur l'enveloppe tarifaire. L'augmentation des coûts, non compensée par une hausse équivalente des recettes et considérée comme non maîtrisable selon le cadre réglementaire, a de nouveau entraîné une réduction des soldes réglementaires.

2. Évolution du taux $OLO_{10\text{ ans}}$

Le taux $OLO_{10\text{ ans}}$ constitue, compte tenu de la méthodologie tarifaire applicable jusqu'en 2024, un paramètre essentiel dans la formule de rémunération des capitaux investis.

Le graphique qui suit montre l'évolution du taux $OLO_{10\text{ ans}}$ au cours de ces dernières années.



Pour rappel, le taux $OLO_{10\text{ ans}}$ estimé lors de la proposition tarifaire pluriannuelle 2020-2024 était de 3,3 % pour l'exercice 2024 (ex ante). Dans l'absolu, une variation du taux $OLO_{10\text{ ans}}$ de 1 % (soit 100 p.b.) entraîne une variation de la rémunération équitable correspondant à 1 % des fonds propres (à la hausse comme à la baisse) soit 8,6 M€.

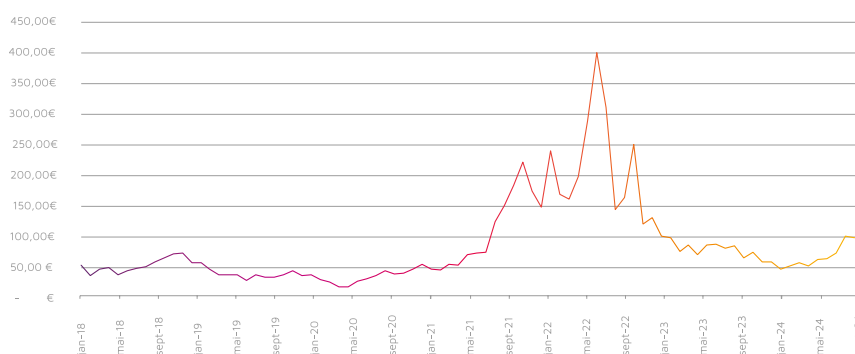
La résultante mathématique du calcul ex post du taux $OLO_{10\text{ ans}}$ pour 2024 donne 2,91 %. C'est ainsi la deuxième fois sur les deux précédentes périodes tarifaires depuis l'instauration du seuil de 2,2 % que le taux $OLO_{10\text{ ans}}$ se situe au-dessus de ce seuil. Celui-ci se situe toutefois en-dessous du niveau estimé lors de la proposition tarifaire 2020-2025 et constitue également une diminution du taux applicable par rapport à 2023.

Notons toutefois que dans le cadre de la méthodologie tarifaire applicable pour la période 2025-2029, le taux de rémunération sera basé sur un WACC fixé pour toute la période (celui-ci ne sera plus ajusté annuellement selon les variations de l'OLO).

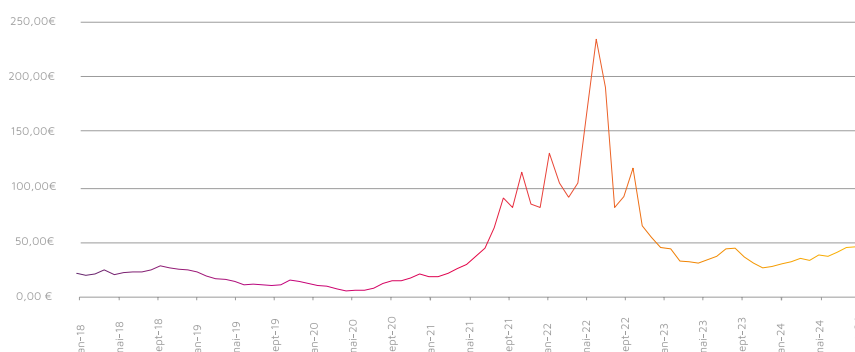
3. Évolution du prix de l'énergie

Les prix de l'énergie, qui avaient connu une envolée spectaculaire fin 2021 et courant 2022, avaient fortement baissé dans le courant de l'année 2023. Ceux-ci semblaient s'être stabilisés à un niveau restant toutefois encore supérieur aux prix d'avant crise énergétique. Nous avons toutefois pu observer une remontée des prix de l'énergie fin 2024. Cette hausse ne s'inscrit cependant pas dans les mêmes sphères qu'en pleine crise énergétique. Les graphiques suivants nous montrent l'évolution des prix spot pour l'électricité (Belpex) et pour le gaz (TTF) de 2018 à 2024.

Spot Belpex (monthly average)



Spot TTF (monthly average)



Les coûts d'achat d'énergie de Sibelga pour ses besoins propres, pour les pertes réseau et pour l'énergie pour les clients protégés en 2024 ont toutefois fortement augmenté malgré la relative stabilisation des prix de l'énergie constatée en 2023-2024. Cette augmentation constatée en 2024 est principalement liée au fait que Sibelga achète l'essentiel de ses besoins en gaz et en électricité à l'avance. Les prix pour 2024 étaient donc élevés car ils avaient été fixés sur base des prix de marché en 2023 et les années antérieures. De manière plus détaillée, l'augmentation des coûts d'achats d'énergie en 2024 est la résultante de plusieurs effets combinés, principalement:

- Achat d'énergie pour les clients protégés : une augmentation importante du nombre de clients protégés (+30%) entre 2024 et 2023,
- Achat d'électricité pour l'éclairage public : une augmentation du prix d'achat moyen compensée par une diminution de 10% du volume consommé pour l'éclairage public (qui résulte du passage progressif au LED pour l'éclairage public),
- Compensation des pertes réseau : une augmentation importante du prix d'achat d'électricité pour la compensation des pertes réseaux combinée à un volume d'achat plus important suite à l'arrêt de notre unité de cogénération située au Quai des Usines pendant la 1^{ère} moitié de 2024 (cet arrêt fait suite à un affaissement de la voirie ayant eu une incidence sur l'exploitation de la canalisation gaz alimentant cette cogénération). Par ailleurs, le prix d'achat de gaz pour l'alimentation des cogénérations (dont la production d'électricité permet de couvrir à un prix intéressant une partie des pertes du réseau) a également connu une augmentation (largement compensée cependant par une baisse de volume d'achat suite à l'arrêt de la cogénération située au Quai des Usines, dont il est question ci-dessus).

4. Vente de certificats verts

Afin d'encourager la production d'électricité verte, la Région bruxelloise a instauré un système de certificats verts sous le contrôle de Brugel. Les fournisseurs d'électricité sont tenus de respecter des quotas de certificats verts pour répondre à la demande sur ce marché.

Comme fixé par l'Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale - article 28 § 2, « tout fournisseur, à l'exclusion du gestionnaire de réseau de distribution, remet à Brugel un nombre de certificats verts correspondant au produit du quota annuel qui lui est imposé en vertu du présent paragraphe, par le total des fournitures à des clients éligibles établis en Région de Bruxelles-Capitale, exprimées en MWh, qu'il a effectuées au cours de l'année, divisé par 1 MWh. »

Depuis plusieurs années, il y a un excédent de l'offre par rapport à la demande sur le marché ; cela a eu pour conséquence que Sibelga n'avait pas été en mesure de vendre la totalité de ses certificats verts en 2022 et 2023. Afin de rétablir une certaine adéquation entre l'offre et la demande, Brugel a proposé une révision des quotas pour les années à venir. En effet, alors que le pourcentage de quota pour l'année 2023

était fixé à 18,5%, ce dernier a été augmenté à 26,7% pour l'année 2024, 27,9% pour 2025, et 22,7% pour 2026 ; avant de redescendre à 20,6% pour les années qui suivent. L'objectif de cette hausse des quotas, particulièrement sur les années 2024 et 2025, est de permettre de vider les stocks de certificats verts constitués ces dernières années.

En juin 2024, après que l'analyse du marché ait montré un appétit des fournisseurs d'énergie sur la conclusion de contrats à long terme, Sibelga a conclu, après mise en concurrence des différents acquéreurs potentiels, un contrat avec Electrabel dans lequel ce dernier s'engage à acheter auprès de Sibelga 105 000 certificats verts entre le 1 janvier 2025 et le 31 mars 2027, à raison de 35 000 certificats par année civile à des prix fixés à l'avance. Par ailleurs, Sibelga a également lancé une vente spot en novembre 2024 au cours de laquelle elle a vendu 10 000 certificats verts à Electrabel.

Conformément à l'avis de la commission des normes comptables 2009/14, les certificats encore en possession de Sibelga ont été comptabilisés en immobilisations incorporelles. Ceux-ci ont fait l'objet d'une valorisation selon la méthode FIFO sur base des prix de ventes fixés contractuellement avec la société Electrabel.

5. Méthodologie et proposition tarifaire 2025-2029

L'établissement de la méthodologie tarifaire 2025-2029 a abouti le 19 mars 2024 avec la décision de Brugel sur le second volet de celle-ci, portant sur la « structure tarifaire ».

C'est sur la base de cette méthodologie que Sibelga a soumis sa proposition tarifaire que Brugel a approuvé en date du 4 décembre 2024. Les nouveaux tarifs sont ainsi entrés en vigueur le 1 janvier 2025.

Grâce à l'approbation de cette proposition tarifaire, Sibelga sera en mesure de continuer d'exercer sa mission première avec le même niveau de qualité et de sécurité, mais également d'exercer de nouvelles missions, notamment le déploiement des compteurs intelligents permettant aux clients de bénéficier de nouveaux services, le renforcement et la "smartisation" du réseau électrique ou encore l'accompagnement de la transition énergétique.

Les tarifs de distribution de Sibelga subissent une hausse en 2025, mais celle-ci reste toutefois raisonnable. Cela résulte principalement du rattrapage de l'inflation 2020-2024 étant donné que le niveau réel de l'inflation de ces dernières années a été largement supérieur à ce qui était attendu dans la proposition tarifaire 2020-2024. Par ailleurs, les tarifs sont également en hausse par effet mécanique suite à la baisse des volumes de consommation, et ce particulièrement au niveau du gaz. Enfin, dans une moindre mesure, la hausse se justifie par des coûts additionnels pour préparer le réseau à la transition énergétique.

6. Plans de développement

Au cours de l'année 2024, Sibelga a soumis à Brugel son plan de développement (un pour l'électricité et un pour le gaz) pour la période 2025-2029. La définition d'un plan de développement est un exercice annuel auquel est soumis Sibelga, selon les ordonnances gaz et électricité.

L'édition 2025-2029 de ce plan de développement a mis en œuvre un nouveau canevas et a présenté les meilleures estimations d'investissements nécessaires afin d'entretenir et de moderniser les infrastructures énergétiques du réseau bruxellois tout en soutenant la transition énergétique régionale.

Dans un premier temps, une consultation publique a été organisée afin de recueillir les retours des parties prenantes sur les propositions initiales. Cette démarche a permis d'intégrer des ajustements tenant compte des besoins exprimés par les différents acteurs, notamment les administrations, les utilisateurs du réseau et d'autres partenaires clés.

Après cette phase de dialogue, Sibelga a présenté une version révisée de son plan de développement à Brugel ainsi qu'au Gouvernement. Ces derniers ont à leur tour demandé à Sibelga d'y apporter quelques adaptations mineures. Un corrigendum a ainsi été déposé en novembre 2024. S'en est suivi un avis favorable de Brugel en décembre 2024 et en février 2025 la décision formelle du Gouvernement d'approuver les projets de plan de développement électricité et gaz, validant ainsi les orientations stratégiques de Sibelga pour les années à venir. Les coûts découlant des investissements décrits dans le plan de développement sont également inclus dans la proposition tarifaire 2025-2029 (via une séparation entre les coûts dits « business as usual » et les « coûts additionnels » selon la méthodologie tarifaire). Ces coûts ont été validés pour toute la période tarifaire en gaz mais uniquement pour les années 2025-2027 en électricité. En effet, Brugel a demandé que Sibelga re-soumette une demande de coûts additionnels pour la couverture des coûts d'amortissements dépassant le niveau « business as usual » pour les années 2028 et 2029.

Sibelga a prévu un investissement total de plus de 528 millions d'euros sur le réseau électrique et plus de 45 millions d'euros sur le réseau gaz pour la période 2025-2029. Ce budget ambitieux permettra la modernisation et l'extension des réseaux bruxellois. Parmi les projets, on peut citer la pose de 253 km de câbles haute tension, 509 km de câbles basse tension, ainsi que l'installation de près de 372 000 compteurs intelligents. Ces initiatives visent non seulement à améliorer la fiabilité et la sécurité des infrastructures, mais également à répondre aux besoins liés à l'électrification croissante et aux attentes en matière de transition énergétique.

7. Règlements techniques

En 2024, Sibelga a poursuivi ses efforts pour adapter et moderniser les cadres techniques encadrant la distribution d'électricité et de gaz, en réponse aux évolutions du marché et aux attentes des différentes parties prenantes. Cette démarche s'est traduite par plusieurs initiatives et étapes importantes, en étroite collaboration avec le régulateur Brugel.

Règlement technique électricité

Le règlement technique relatif à l'électricité a fait l'objet d'une attention particulière en 2024.

Brugel a, en effet, approuvé une réforme majeure du règlement technique électricité, proposée par Sibelga en février 2024. Cette réforme visait à moderniser les règles existantes, notamment pour intégrer les nouvelles réalités du secteur telles que la production décentralisée, le stockage d'énergie et l'émergence de technologies intelligentes. Cette dernière a fait l'objet d'une publication au moniteur belge en date du 18 mars 2024.

Une nouvelle proposition de modification du règlement technique électricité, prenant en compte des évolutions spécifiques comme les règles de gestion des processus du marché, les interactions avec les clients et les technologies innovantes a été introduite en octobre 2024 et soumise à consultation publique du 22 octobre au 22 novembre 2024. Celle-ci a permis de recueillir les avis des parties prenantes, incluant les administrations concernées, les utilisateurs du réseau et d'autres acteurs du secteur. A la suite de celle-ci, Sibelga a soumis une version révisée de sa proposition qui a été approuvée dans sa version finale en décembre 2024, marquant une étape importante dans l'actualisation du cadre réglementaire électricité pour répondre aux défis actuels et futurs.

Règlement technique gaz

Parallèlement, des avancées ont également été réalisées concernant le règlement technique pour le réseau de gaz.

Brugel a validé une proposition de Sibelga visant à mettre à jour le règlement technique gaz en Région de Bruxelles-Capitale en février 2024. Cette validation faisait suite à une première soumission de Sibelga en octobre 2023 et à une consultation publique organisée entre le 31 octobre et le 28 novembre 2023. Celle-ci a fait l'objet d'une publication au moniteur belge en date du 18 mars 2024.

Les modifications introduites concernaient les règles de détection et de facturation en cas de consommation hors contrat, les règles de détection et de facturation en présence d'une atteinte à l'intégrité du raccordement et/ou de l'équipement de comp-

tage, la relève des données de comptage, l'estimation des données de comptage, la rectification des données de comptage et de la facture qui en résulte.

Perspectives et impacts

Ces évolutions réglementaires reflètent l'engagement de Sibelga à maintenir des cadres techniques en adéquation avec les transformations du secteur de l'énergie. Elles favorisent une gestion plus efficace des réseaux de distribution tout en garantissant leur fiabilité et leur sécurité.

De plus, ces initiatives s'inscrivent dans une perspective à long terme, visant à accompagner la transition énergétique et à offrir des solutions adaptées aux besoins des clients, qu'ils soient résidentiels ou professionnels.

8. Mobilité électrique

Augmentation du nombre de points de recharge en voirie

En 2024, Sibelga a poursuivi son engagement en faveur de la mobilité durable à Bruxelles en coordonnant le déploiement de points de recharge pour véhicules électriques sur la voie publique. C'est près de 600 nouveaux points de recharge qui ont été installés, portant ainsi le nombre de points de recharge disponibles en voirie à 3 040. Cette initiative s'inscrit dans le cadre de l'objectif régional visant à atteindre 22 000 points de recharge d'ici 2035. La moitié de ces infrastructures sera implantée en voirie sous la responsabilité de Sibelga, tandis que l'autre moitié sera déployée sur des emplacements semi-publics sous la responsabilité d'autres acteurs.

Dans cette dynamique, une innovation majeure a vu le jour : l'intégration de bornes de recharge aux poteaux d'éclairage public. À fin 2024, 41 points de recharge ont déjà été installés selon ce modèle. Cette solution présente plusieurs avantages, notamment une moindre emprise sur la voirie et une réduction des coûts d'installation grâce à la mutualisation des travaux avec le renouvellement des infrastructures d'éclairage public. Toutefois, son déploiement reste limité par les contraintes de stationnement, certaines rues ne disposant pas d'assez d'espace pour accueillir ces nouveaux hubs de recharge.

Sibelga récompensé pour son engagement en faveur de la mobilité durable : le Zero Emission Van Trophy 2024

Le 27 septembre 2024, Sibelga a été honorée lors de l'événement «Zero Emission Xperience» en recevant le Zero Emission Van Trophy 2024. Cette distinction, décernée par TransportMedia en collaboration avec la Febiac, met en lumière les efforts des entreprises ayant immatriculé le plus grand nombre de véhicules utilitaires légers zéro émission au cours de l'année écoulée.

Sibelga gère une flotte de 440 véhicules utilitaires opérant à Bruxelles. Aujourd'hui, plus de 50 % de ces véhicules fonctionnent déjà avec des carburants alternatifs ou électriques, témoignant de l'engagement fort de l'entreprise dans la réduction des émissions de CO₂ liées à ses activités.

L'entreprise s'est engagée à remplacer chaque utilitaire léger en fin de vie par une alternative entièrement électrique. Au cours de l'année 2024, 84 camionnettes électriques ont ainsi été ajoutées à la flotte, marquant une étape clé dans cette transition. Ces actions concrètes s'inscrivent dans une politique de mobilité durable ambitieuse visant à limiter l'impact environnemental des déplacements professionnels et à contribuer activement à la décarbonation de Bruxelles.

Cette récompense vient confirmer la place de Sibelga en tant que pionnier dans la mobilité zéro émission et souligne l'importance de ses efforts pour bâtir une ville plus verte.

9. LED : réalisations et perspectives

En 2024, Sibelga a poursuivi avec succès son programme d'accélération du passage au LED, un projet essentiel pour moderniser l'éclairage public bruxellois. Grâce à cette initiative, 8 838 nouveaux luminaires LED ont été installés, dépassant l'objectif initial de 8 500 unités. En complément, plus de 400 luminaires LED ont été posés dans le cadre des interventions de maintenance et de dépannage.

Ce programme, lancé en réponse à l'arrêt progressif des lampes classiques d'ici 2030, vise non seulement à garantir un éclairage plus performant et durable, mais aussi à réduire significativement la consommation énergétique. L'intégration systématique de Luminaire Controllers (LuCo) dans chaque nouvelle installation permet un télécontrôle efficace via le système Intelligent Street Lighting (ISL), optimisant ainsi la gestion et la maintenance du réseau. Fin 2024, environ 26 700 luminaires étaient télécontrôlés.

Les résultats énergétiques sont également encourageants : la consommation d'électricité liée à l'éclairage public a baissé d'environ 9 % par rapport à 2023, confirmant l'impact positif de la transition vers des technologies plus efficaces.

Pour les années à venir, Sibelga maintient son cap en visant le remplacement de l'ensemble des luminaires d'ici fin 2030. Ce projet s'accompagne d'une harmonisation des composants d'éclairage et d'une intégration accrue des nouvelles technologies, notamment pour améliorer la gestion des données et la réactivité aux pannes.

Avec ces avancées, Sibelga réaffirme son engagement à offrir aux citoyens bruxellois un éclairage public à la fois performant, durable et adapté aux enjeux environnementaux et technologiques de demain.

10. Financement

Afin de faire face aux besoins de financement liés aux défis de la transition énergétique et à la diminution des soldes réglementaires, Sibelga a contracté cinq emprunts bancaires auprès d'institutions bancaires en vue de pouvoir profiter des taux les plus avantageux offert par chacune d'entre elles.

Ainsi, en juin 2024, un emprunt de 20M€ a été souscrit auprès de BNP Paribas, spécifiquement dédié au déploiement des compteurs intelligents. Cet emprunt, structuré sous forme de bullet et d'une durée de 10 ans, s'ajoute à trois autres emprunts bancaires amortissables contractés simultanément :

- 50M€ sur 15 ans auprès de KBC,
- 30M€ sur 10 ans auprès de Belfius,
- 25M€ sur 10 ans auprès d'ING.

En outre, un emprunt supplémentaire de 25M€ a été souscrit auprès de KBC, avec mise à disposition des fonds en décembre 2024, sous forme de bullet à échéance 10 ans.

11. Réorganisation et comité de direction

La fin de l'année 2024 a été marquée par une profonde réflexion sur l'organisation interne de Sibelga suite aux départs de deux membres du comité de direction, à savoir Herbert Carracillo, ex-Chief Information Officer, et Alain Vannerum, ex-Chief Grid Operations Officer, ainsi que le décès inopiné de Catherine Gaudissart, ex-Chief Client Officer.

Cette réflexion a amené à une réorganisation interne. Celle-ci a pour objectif d'apporter plus de synergie et d'efficience, ainsi que d'anticiper les nouvelles compétences et évolutions nécessaires liées à la transition énergétiques. Afin de mener à bien ces objectifs, les principales modifications organisationnelles sont :

- La création d'un département « Strategy » dont la mission consiste à élaborer la stratégie de Sibelga pour les clients, les marchés, les réseaux et les données, ainsi que de définir l'architecture cible, tout en priorisant et gérant le portefeuille des projets d'entreprise afin de piloter la transformation de Sibelga.
- Les départements « Client » et « Market & Assets » ne forment désormais qu'un seul et même département (« Client & Market ») pour davantage de synergie en vue d'offrir une expérience de qualité aux acteurs de marché et à la clientèle tant professionnelle que résidentielle, au travers d'interactions administratives, de prestations techniques et de services fluides et efficaces.

12. Programme de déploiement smart meter

Le programme de déploiement des compteurs intelligents s'est accéléré en octobre 2023. Les modalités de ce programme ont fait l'objet d'une note qui a été communiquée au gouvernement en octobre 2022. Cette feuille de route du déploiement de compteurs intelligents a ensuite été amendée à la demande du gouvernement via une nouvelle version qui a été transmise en mars 2023.

L'objectif que se fixe Sibelga est d'atteindre 80 % de compteurs intelligents d'ici fin 2030 contribuant ainsi à améliorer la maîtrise des consommations et offrant de nouvelles opportunités aux clients, fournisseurs et au gestionnaire de réseau lui-même. Afin de réaliser son ambitieux programme de déploiement, Sibelga fait également appel à des entrepreneurs.

En 2023, c'est plus de 25 000 compteurs intelligents qui avaient été installés. L'objectif fixé pour 2024 était de 52 000 compteurs. En 2024, Sibelga a installé un peu plus de 46 000 compteurs. Bien que l'objectif n'ait pas été totalement atteint, cela peut toutefois être considéré comme une grande réussite en sachant qu'avant le début du déploiement, Sibelga installait environ 10 000 compteurs intelligents par an, tandis que vers la fin de l'année 2024, le rythme a été de près de 5 000 par mois.

En ce début de campagne, les équipes ont œuvré pour identifier et mettre en place l'organisation la plus efficace, notamment en déployant des initiatives spécifiques par zone géographique. Par ailleurs, Sibelga a sollicité de nouveaux sous-traitants, qu'il a également été nécessaire de former. Désormais, avec un déploiement bien amorcé, il est légitime d'être optimiste quant à une accélération des opérations dans les années à venir, en vue d'atteindre les 65 000 compteurs installés en 2025.

13. La guerre des talents et la pénurie de techniciens

Au cœur d'un marché de l'emploi belge fortement concurrentiel, Sibelga, via BNO, se trouve confronté à la réalité d'une pénurie de talents sur le marché. La nécessité de se démarquer des autres employeurs pour attirer les talents est ainsi primordiale.

Le renforcement de l'Employer Branding a ainsi constitué un axe majeur de la stratégie RH en 2024. Sibelga a multiplié les initiatives en participant à des événements emblématiques bruxellois tels que le Bright Festival, les 20 km de Bruxelles, le Memorial Van Damme et le match de football Anderlecht-Union. En parallèle, quatre journées de sélection ont été organisées pour des publics ciblés, et un premier événement avec les ambassadeurs actifs de Sibelga s'est tenue en présence du CEO et de la directrice des ressources humaines.

Cette stratégie d'attractivité a d'ailleurs été récompensée par une reconnaissance importante : Sibelga a été classée quatrième employeur le plus attractif dans l'enquête Employer Branding de Randstad, une distinction qui souligne sa position parmi les entreprises les plus appréciées par les talents. De plus, Sibelga a également été certifié Top Employer pour la 13^e année consécutive.

L'année 2024 s'est ainsi soldée par une croissance significative dans les activités de recrutement de Sibelga au travers de BNO. Le nombre de postes pourvus a en effet augmenté de 14 % par rapport à 2023, tandis que la page jobs du site internet a enregistré une hausse du nombre de visiteur de 94 %. Le volume de candidatures a, quant à lui, progressé de 13 %, portant ainsi à environ 5 200 le nombre total de candidatures traitées et à 216 le nombre de recrutements réalisés.

L'innovation technologique joue un rôle croissant dans les méthodes de travail de Sibelga. L'intégration d'outils basés sur l'intelligence artificielle, comme Metaview, permet notamment de générer automatiquement les comptes rendus d'entretiens, optimisant ainsi les processus de recrutement. Par ailleurs, afin de soutenir la formation des futurs techniciens, un projet innovant a été déployé en collaboration avec des partenaires du monde éducatif. Il s'agit d'un projet en réalité virtuelle qui permet désormais aux étudiants de tester leurs connaissances en électricité dans un environnement immersif. Ce logiciel pédagogique, conçu pour renforcer l'apprentissage des compétences techniques, a vu le jour grâce au soutien du comité exploratoire.

En outre, d'autres collaborations ont été établies, notamment avec Green Energy Park, une spin-off de la VUB spécialisée dans la distribution et la transition énergétique, ainsi qu'avec BTecCH, un centre de formation bruxellois qui participe activement à la formation des techniciens. La collaboration avec l'Institut Cardinal Mercier a, quant à elle, été reconduite pour renforcer les liens avec l'enseignement technique.

L'année 2024 témoigne ainsi d'une dynamique forte en matière de recrutement et de formation, portée par des innovations technologiques, des partenariats stratégiques et des actions ciblées en Employer Branding.

14. Assainissement du site de Forest

Dans le patrimoine immobilier de Sibelga, se retrouve le site de Forest, ancien siège d'exploitation d'une partie des activités de Sibelga. Ce site a fait l'objet d'analyse d'assainissement du sol.

Une première étude exploratoire du sol a été menée en 2004. Après vingt ans de procédures, Bruxelles Environnement a donné son accord pour ne pas procéder à une décontamination lourde, mais plutôt pour la mise en œuvre d'un projet alternatif. En effet, plutôt que d'opter pour une excavation massive des terres polluées et leur transport vers un site de stockage près d'Anvers, une solution phytosanitaire a été privilégiée. Cette approche permet de limiter l'enlèvement de terre et de créer une zone verte sur le site, à un coût économique et écologique nettement moindre.

Le permis a été accordé le 6 août 2024, et les travaux d'assainissement ont débuté début décembre 2024 pour s'achever fin janvier 2025. L'excavation limitée des 30 premiers centimètres du sol, leur traitement et le remblayage avec de la terre saine ont constitué l'essentiel de l'assainissement réalisé en 2024.

La dernière phase du projet, comprenant la plantation d'arbres et d'une prairie fleurie,

est prévue au cours du premier trimestre de l'année 2025.

15. Evolution de la consommation d'électricité et de gaz

La crise énergétique a eu un effet certain sur le niveau de consommation tant au niveau de l'électricité que du gaz.

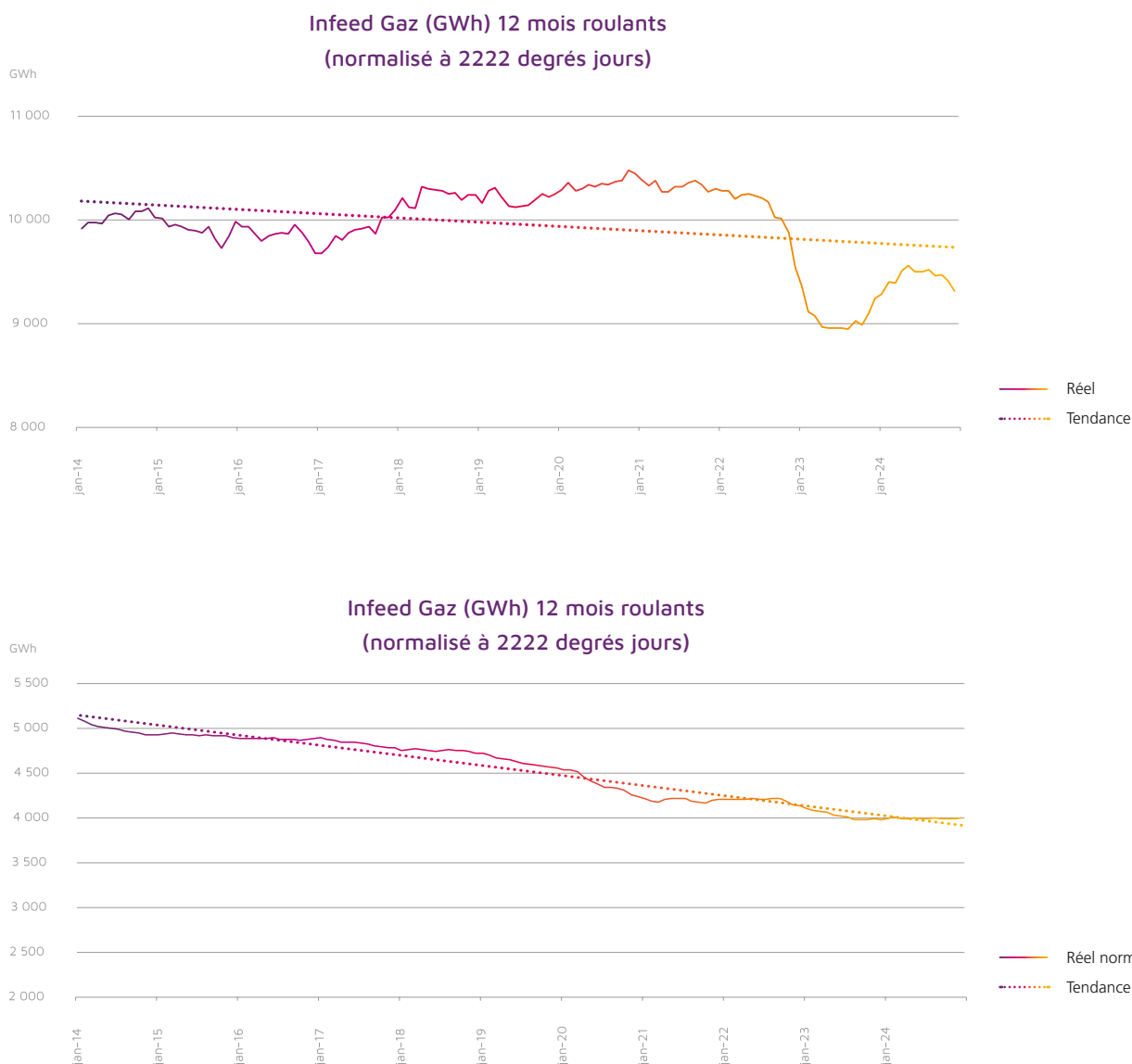
Ces effets ont toutefois été plus notables en ce qui concerne le gaz comme en attestent les graphiques ci-dessous représentant les volumes d'infeed ⁴ (12 mois roulants) respectivement pour l'électricité et le gaz ; avec pour le gaz la prise en compte d'une normalisation à 2 222 ⁵ degrés jours ⁶ afin de neutraliser les impacts d'années chaudes/froides. En ce qui concerne l'année 2024, nous avons pu observer un rebond partiel du niveau de l'infeed mais sans toutefois atteindre les niveaux d'avant crise. Ce regain partiel de la consommation peut sans nul doute s'expliquer par la diminution des prix du gaz par rapport au prix en vigueur lors de la crise énergétique et la relative stabilisation de ceux-ci durant ces deux dernières années. Il semblerait toutefois que l'expérience de la crise ait globalement marqué les consommateurs, les incitant à repenser et rationaliser leur niveau de consommation expliquant ainsi que la reprise de la consommation n'ait été que très partielle.

En ce qui concerne l'évolution du niveau de consommation pour l'électricité, on peut noter une tendance continue à la baisse dès la première année représentée sur le graphique ci-dessous. Cette tendance à la baisse dans un contexte d'électrification peut s'expliquer notamment par une augmentation de l'efficacité énergétique des appareils électriques, une adaptation des comportements (sobriété énergétique), mais également par une augmentation du niveau d'autoconsommation principalement de par la croissance continue des installations de panneaux photovoltaïques. Il est intéressant toutefois de noter que l'année 2024 s'est soldée par un niveau de consommation légèrement supérieur à 2023. En effet, c'est la première fois depuis 2010 que le niveau d'infeed en électricité est en hausse par rapport à l'année qui précède. Il sera donc intéressant de voir si ce phénomène perdurera dans le temps, comme on peut raisonnablement s'y attendre avec la décarbonation progressive ou s'il s'agit simplement du rebond lié à la baisse des prix de l'énergie.

⁴ L'infeed désigne l'énergie injectée sur le réseau de distribution en vue d'être consommée.

⁵ Il s'agit du nombre de degrés jours défini comme étant la norme dans la proposition tarifaire 2020-2024.

⁶ Un degré jour est une mesure exprimant la variation de température par rapport à une température de référence. Les degrés jour sont calculés en soustrayant la température de référence de la température moyenne quotidienne, permettant ainsi d'estimer la consommation d'énergie nécessaire pour maintenir un confort thermique. « Les degrés-jours utilisés par le secteur du gaz naturel en Belgique sont égaux à la différence entre 16,5°C et la température moyenne mesurée par l'IRM à Uccle. », <https://www.synergrid.be/fr/centre-de-documentation/statistiques-et-donnees/degres-jours>



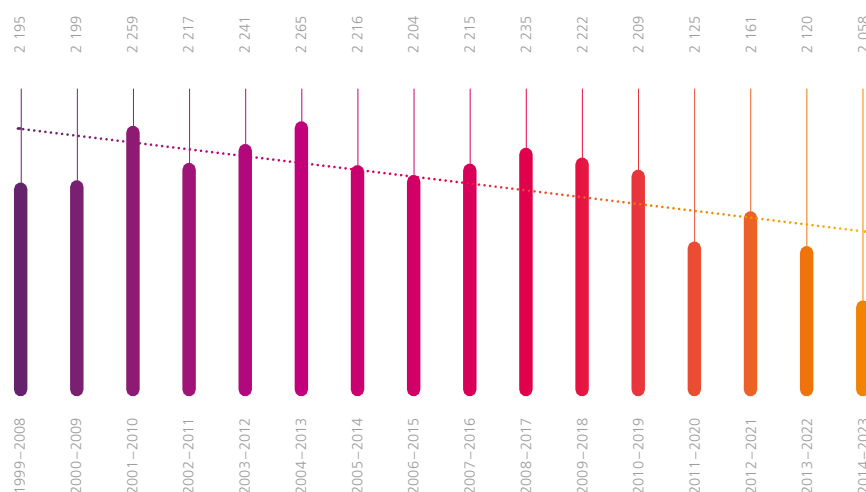
Dans le cadre de la proposition tarifaire 2025-2029, Sibelga a du estimer le niveau de la consommation pour la période 2025-2029 en vue de pouvoir déterminer les nouveaux tarifs.

Les estimations qui ont été soumises à Brugel se sont largement inspirées d'une étude réalisée par une société externe mandatée par Sibelga qui avait pour objectif initial d'élaborer des scénarios de transition énergétique et des perspectives à long terme pour la période allant de 2030 à 2050. Sibelga a ainsi réalisé une interpolation linéaire entre les volumes réels de l'année 2023 et ceux repris par cette étude pour l'année 2030 pour les scénarios jugés les plus probables.

La proposition de volumes électricité initialement soumis par Sibelga menait à la fin de cette tendance à la baisse du niveau de consommation en électricité se justifiant par une électrification accrue en lien avec la transition énergétique. Sibelga prévoyait ainsi des volumes pour 2025 supérieur au réalisé 2023 de 2,9% suivi d'une évolution annuelle de l'ordre de 1,3%. Brugel a toutefois estimé plus prudent d'accepter la proposition relative à l'année 2025 et d'utiliser celles-ci pour les années 2026 à 2027. Les projections de volumes en électricité pour les années 2028-2029 feront l'objet d'une réévaluation dans le cadre de l'établissement de la tarification « évoluée ».

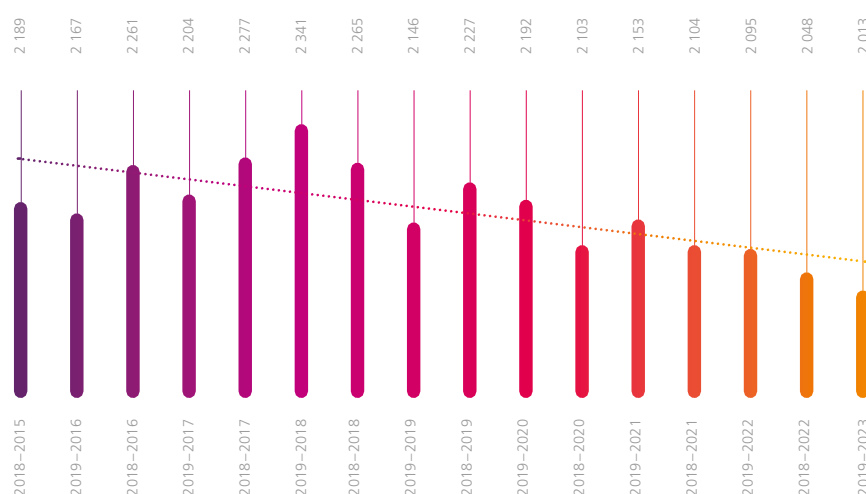
En ce qui concerne le gaz, il est à noter que l'on a pu observer ces dernières années une diminution importante des degrés jours par année. En effet, alors que la norme de degrés jours utilisée lors de la précédente période tarifaire était de 2 222 degrés jours, basée sur la moyenne des 10 dernières années à l'époque (2009-2018), le graphique ci-dessous illustre bien la forte diminution de ces dernières années.

Moyenne des degrés jours 10 ANS



Sur base de ce constat, Sibelga a soumis une proposition tarifaire portant sur des volumes gaz normalisés non pas sur une moyenne des 10 dernières années, mais plutôt des 5 dernières années. Ainsi la normalisation des volumes gaz pour la proposition 2025-2029 a été établie via la moyenne des années 2019 à 2023 qui s'élève à 2 013 degrés jours.

Moyenne des degrés jours 5 ans



La proposition de volumes gaz s'est inscrite dans une dynamique de décarbonisation menant ainsi à une baisse annuelle des volumes gaz de -0,5%. A la demande de Brugel, Sibelga a également intégré l'impact de la fermeture du site Audi Forest dans ces prévisions de volumes (estimé à 82 000 MWh par an).

IV. Risques et incertitudes

1. Risques liés à l'incertitude du cadre réglementaire actuel

1.1. Méthodologie tarifaire 2025-2029

Dans le cadre de sa compétence, le régulateur Brugel a établi entre 2022 et 2024 la méthodologie tarifaire pour la période 2025-2029. Celle-ci a été définie en concertation avec le gestionnaire du réseau de distribution. L'objectif de Brugel était triple :

- Inciter le gestionnaire du réseau de distribution à la maîtrise et à l'efficacité des coûts ;
- rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau ;
- faciliter les investissements dans la transition énergétique.

La nouvelle méthodologie tarifaire, décidée par Brugel fin 2023 et début 2024, introduit plusieurs évolutions importantes, tant en termes d'opportunités que de risques pour Sibelga.

Rémunération des capitaux investis basée sur un WACC fixé sur toute la période tarifaire 2025-2029

La rémunération de Sibelga est fixée, pour chaque année de la période 2025-2029, par la multiplication de la RAB (Regulated Asset Base, valeur des actifs régulés) et d'un WACC (Weighted Average Cost of Capital, coût moyen pondéré du capital). Le WACC a été fixé pour toute la période à une valeur de 4,91% (rémunération nette, après impôts, et nominale). Cette valeur a été calculée sur base des paramètres fixés dans la méthodologie tarifaire :

- un gearing (taux d'endettement) normatif de 55% ;
- un coût de la dette à 3,82% (reflétant une moyenne entre le coût de la dette historique et une estimation du coût de la dette encore à lever pendant la période 2025-2029) ;
- un coût des fonds propres de 6,24%, calculé sur base du Capital Asset Pricing Model (CAPM) tenant compte du profil de risque spécifique de Sibelga.

En comparaison avec la période tarifaire précédente, soulevons deux évolutions majeures :

1. Une fixation du taux de rémunération pour toute la période tarifaire (là où la rémunération fluctuait précédemment selon le taux sans risque), ce qui limite l'incertitude liée aux fluctuations des marchés financiers. Ce mécanisme renforce la prévisibilité de la rémunération et, par conséquent, la stabilité financière de Sibelga.
2. Le coût de la dette est désormais inclus dans la formule de rémunération, là où elle était auparavant couverte par le mécanisme de « embedded cost » (couverture de la dette par les recettes tarifaires au coût réel). Cela signifie donc que Sibelga encourt plus de risque en cas de hausse inattendue des taux sans risque sur les marchés mais également une opportunité de pouvoir profiter de conditions favorables pour réaliser un léger gain.

Régulation incitative sur les coûts

La méthodologie tarifaire distingue les coûts gérables des coûts non gérables. Pour les coûts non gérables, les coûts réels peuvent être répercutés sur les tarifs, car le régulateur considère que le gestionnaire de réseau n'a pas beaucoup de moyens de les influencer (par exemple les coûts liés à la couverture des pertes du réseau électrique). Pour les coûts gérables, les coûts autorisés sont déterminés à l'avance et il incombe à Sibelga de respecter ce budget tarifaire (les écarts entre le budget tarifaire et les coûts réels constituent une incitation à rester aussi efficace que possible).

La régulation incitative sur les coûts représente donc à la fois une opportunité et un risque pour Sibelga : les économies qui pourront être réalisées généreront des bonus, sans limite spécifique, ce qui permet à Sibelga de bénéficier pleinement des gains d'efficacité. Cependant, cette régulation comporte également un risque : si les coûts gérables dépassent le budget prévu, un malus sera alors appliqué.

En comparaison avec la période tarifaire précédente, soulevons trois évolutions majeures :

1. Les coûts d'amortissements seront dès 2025 considérés comme des coûts gérables (l'approche de la régulation est ainsi qualifiée d'approche TOTEX, étant donné que le périmètre d'incitation ne couvre plus uniquement les coûts opérationnels, OPEX, mais également les coûts d'amortissements des actifs investis).
2. Brugel octroie des moyens pour le financement de la transition énergétique. En effet, le calcul de l'enveloppe de « coûts gérables » sera effectué, pour la période 2025-2029, sur la base de la somme des :
 - Coûts dits « Business As Usual » calculés à partir des coûts des années précédentes indexés et diminués année après année d'un facteur d'efficacité ;
 - Majorés de « coûts additionnels » pour les missions supplémentaires que Sibelga aura à effectuer pendant la période tarifaire, en particulier pour la transition énergétique.
3. L'écart entre les coûts gérables réalisés et le budget tarifaire sera désormais à 100% pour le gestionnaire de réseau, là où précédemment une clé de répartition de 50%/50% était appliquée (50% de l'écart pour le GRD et 50% qui retournent, via les tarifs des années suivantes, aux utilisateurs du réseau), ainsi qu'un plafond (à la hausse ou à la baisse) en cas d'écart supérieur à 10 %.

Cette structure incitative encourage ainsi une gestion optimale des ressources. Notons aussi que, comme par le passé, le régulateur a reconnu que l'inflation était un composant non-gérable pour Sibelga et que dès lors, l'impact de l'inflation sur les coûts gérables reste considéré comme non-gérable et que les seuils sont adaptés chaque année pour en tenir compte.

Régulation incitative sur objectifs (KPI)

Les indicateurs de performance clés (KPI) ont été adaptés pour répondre aux nouveaux défis du secteur énergétique, en particulier le déploiement des compteurs intelligents et du réseau intelligent. Ces KPI sont intégrés dans un mécanisme incitatif qui, en cas de bonne performance de Sibelga peut générer un bonus sur son résultat, et en cas de mauvaise performance, peut générer un malus sur son résultat.

Brugel souhaite, via ce mécanisme favoriser l'amélioration continue des services, tout en incitant Sibelga à déployer les compteurs intelligents et à mettre en œuvre le réseau intelligent.

Soldes tarifaires

L'écart entre les coûts gérables déterminé ex-ante et les coûts gérables réalisés sont désormais entièrement à charge ou au bénéfice du GRD. Cependant, les autres écarts, sont eux comptabilisés comme « soldes tarifaires ». Il s'agit :

- Des écarts de coûts non-gérables ;
- Des écarts sur la marge équitable (résultants d'écarts du niveau de la RAB) ;
- Des écarts de recettes provenant des différences entre les volumes projetés et réalisés.

La méthodologie tarifaire 2025-2029 introduit les nouvelles règles suivantes concernant la gestion de ces soldes tarifaires :

- Restitution sur deux périodes tarifaires des soldes du passé (soldes précédents à 2024, année d'introduction de la proposition tarifaire).
- Restitution, a priori automatique, en N+2, des soldes constitués chaque année N de la période tarifaire ; ces soldes doivent par ailleurs être distincts pour le gaz et l'électricité et avec une séparation entre
 - Les écarts provenant des recettes et des coûts liés aux tarifs d'utilisation du réseau
 - Les écarts provenant des recettes et des coûts liés aux tarifs OSP
 - Les écarts provenant des recettes et des coûts liés aux tarifs de transport d'électricité

Structure tarifaire

Concernant la structure tarifaire, celle-ci restera largement inchangée pour le gaz durant toute la période et pour l'électricité durant les trois premières années de la période régulatoire (2025-2027). Toutefois, une nouvelle structure tarifaire est envisagée à partir du 1er janvier 2028, principalement pour les clients électricité alimentés en basse tension. L'objectif de cette évolution est de mieux refléter les coûts réels de Sibelga et d'encourager une consommation plus efficiente. Cette transition progressive permet à Sibelga de s'adapter aux évolutions du marché tout en maintenant une certaine stabilité tarifaire.

En conclusion, la méthodologie tarifaire 2025-2029 offre à Sibelga de nombreuses opportunités pour renforcer sa stabilité financière, son efficacité opérationnelle et son rôle dans la transition énergétique. Toutefois, cette régulation introduit également des risques, notamment en ce qui concerne la gestion des coûts et l'adaptation aux nouvelles structures tarifaires, ce qui nécessite une vigilance continue pour en maximiser les avantages tout en maîtrisant les incertitudes.

1.2. Proposition tarifaire 2025-2029

Suite à la décision de la méthodologie tarifaire 2025-2029 par Brugel, et selon la procédure définie dans cette méthodologie, Sibelga a introduit auprès de Brugel sa proposition tarifaire 2025-2029.

Celle-ci établit, sur base des règles définies dans la méthodologie, une proposition de tarif qui découle des projections de coûts autorisés et de volumes de consommation de gaz et d'électricité.

Après une première version introduite en mai 2024, refusée par Brugel suite à de nombreux échanges et questions, Sibelga a introduit une version amendée en octobre 2024. Brugel a approuvé cette dernière proposition de tarifs 2025-2029.

Avec cette approbation,

- Sibelga dispose d'une sécurité sur son enveloppe de coûts autorisée pour les 5 prochaines années (y compris au niveau de la rémunération, des coûts OPEX et CAPEX autorisés, etc.)
- Les consommateurs de gaz et d'électricité bruxellois ont une visibilité sur l'évolution des tarifs pour les prochaines années (même si, comme indiqué plus haut, les tarifs de distribution d'électricité basse tension devraient connaître une évolution de structure d'ici 2028)

Notons que les tarifs de distribution 2025 sont en hausse par rapport aux tarifs 2024 (l'augmentation est de l'ordre de 11,7% et 14,6% pour un résidentiel et un non-résidentiel respectivement). Cette augmentation s'explique principalement par

- Le rattrapage de l'inflation 2020-2024
- La baisse des volumes de consommation
- Dans une moindre mesure, des coûts additionnels pour préparer le réseau à la transition énergétique

2. Risques techniques et opérationnels

L'identification et l'évaluation des risques de l'entreprise a fait l'objet d'une réévaluation et d'une restructuration en mars 2023. Cette révision s'est faite sur base de sessions de travail impliquant les membres du Comité de Direction ainsi que les Seniors Managers de l'entreprise. Ces sessions visaient à identifier les incidents passés susceptibles de se reproduire ainsi que les incidents futurs qui pourraient mettre à mal l'atteinte des objectifs stratégiques et opérationnels des différents services voire de l'entreprise elle-même. Ce processus a permis d'établir le profil de risque de Sibelga. Celui-ci est constitué de 49 risques (classés en 7 catégories) auxquels ont été associés un impact et une probabilité. Suite à cette évaluation, 13 de ces 49 risques ont été évalués comme étant majeurs compte tenu de leur probabilité d'occurrence ainsi que leur impact potentiel sur nos opérations. L'exposé ci-dessous ne reprendra que les 13 risques majeurs de Sibelga.

La gestion de ces risques est organisée selon sept domaines : (1) Les risques liés aux Clients (2) Les risques de type légaux, réglementaire, de conformité et de gouvernance (3) Les risques liés aux ressources humaines et à l'organisation (4) Les risques opérationnels internes (5) Les risques opérationnels externes (6) Les risques technologiques (7) Les risques financiers.

Le suivi de l'évolution des risques est un élément essentiel de la bonne gestion d'une entreprise. Cette activité est réalisée au sein des organes de gestion internes désignés à cet égard par le Comité de direction ou par le Comité Directeur. En plus du suivi de l'évolution des risques et leur (ré)évaluation, l'efficacité des plans de mitigation y est aussi abordée. En effet l'objectif est de mettre en place et de suivre l'implémentation d'actions efficaces et proportionnées afin de réduire les conséquences de la survenance d'un risque à un niveau acceptable pour l'entreprise. La responsabilité de la mise en œuvre des actions de mitigation est confiée aux lignes opérationnelles.

2.1. Domaine de risques liés aux Clients

CAPACITÉ À TRANSFORMER SIBELGA POUR RÉALISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Ce risque est lié à la capacité de Sibelga de réaliser la transition énergétique en matière de changements culturels, en engageant des ressources qualifiées et en déployant les moyens financiers à hauteur de l'enjeu. Une bonne gestion de ce risque est primordiale pour permettre à Sibelga de jouer son rôle dans l'échiquier énergétique de demain. Dans ce contexte, Sibelga met en place une structure afin, d'une part, de traduire le positionnement et les ambitions en objectifs concrets et d'autre part d'organiser, de diriger et de suivre la transformation à tous les niveaux de l'entreprise (pas seulement sur des aspects techniques).

2.2. Domaine de risques de type légaux, réglementaire, de compliance et de gouvernance

GESTION DES STAKEHOLDERS

Il est primordial que Sibelga continue à entretenir des interactions fructueuses avec ses parties prenantes, qu'il s'agisse des actionnaires, du régulateur, des fournisseurs d'énergie, des administrations ou des autorités politiques. En effet, compte tenu de la nature de ses missions et de ses 3 rôles (gestionnaire de réseaux, facilitateur de marché, partenaire des autorités), la qualité de ces interactions est une condition nécessaire à leur bonne exécution, dans l'intérêt de tous et singulièrement des Bruxellois.

L'enjeu est d'abord de maintenir une cartographie des parties prenantes et d'identifier leur importance (en matière, par exemple, d'influence, d'impact sur notre activité, etc.). Ensuite, il s'agit de correctement évaluer les attentes de ces parties prenantes, d'identifier les modes de collaboration les plus adéquats et de définir les actions à mettre en place afin de trouver le juste équilibre dans la rencontre des préoccupations, des contraintes et des intérêts respectifs.

2.3. Domaine de risques liés aux ressources humaines et à l'organisation

GESTION DES PROJETS ET LEUR OPÉRATIONNALISATION

Ce risque vise la livraison des projets dans le budget, le temps et le périmètre voulus ainsi que l'opérationnalisation des projets critiques d'entreprise tels que Smart Meter ou ISL LED⁷ par exemple. C'est pourquoi Sibelga veille à s'assurer de la disponibilité des ressources, de la bonne gestion des parties tierces devant livrer des produits clés, de mettre en place la transversalité nécessaire dans les analyses de besoins, de la réalisation d'une gestion du changement efficace, de la prise en compte de l'ensemble des projets ou changements affectant une même équipe ou un même service.

La gestion de ce risque se fait via le suivi et la gestion du portefeuille de projets à travers les différents organes de gouvernance de l'entreprise. L'aspect Change Management dans les projets se développe aussi afin d'actionner les évolutions culturelles et comportementales nécessaires à la réalisation et à l'implémentation des projets.

⁷ Intelligence Street Lighting LED

ATTRACTION ET RÉTENTION DES TALENTS

Ce risque concerne, d'une part, la capacité de recruter les ressources humaines internes et externes nécessaires pour maintenir et développer les opérations et les services fournis par l'entreprise. D'autre part, ce risque concerne aussi la capacité de retenir ces ressources dans l'entreprise et finalement la capacité de les former et de les faire évoluer.

Sibelga a mis en place diverses actions de mitigation pour adresser ce risque. Ceci se confirme, par exemple, par les nombreuses heures de formation (techniques ou non) qui sont dispensées. L'attraction des talents, que ce soit pour des fonctions techniques ou non, reste un défi important à gérer, si bien que Sibelga se penche continuellement sur de nouvelles initiatives comme, par exemple, la mise en place d'une prime à l'engagement bénéficiant aux employés facilitant l'embauche de nouvelles recrues.

SÉCURITÉ PHYSIQUE ET BIEN-ÊTRE DES PERSONNES

Ce risque concerne l'identification des éléments ayant une influence sur le bien-être des travailleurs dans l'exécution de leur travail, et ce, en termes de sécurité, de santé, de risques psychosociaux, d'ergonomie, d'hygiène, d'embellissement des lieux de travail ou, de mesures en matière d'environnement. Les initiatives à mettre en place afin d'assurer le bien-être des travailleurs sont formalisées dans un plan à 5 ans appelé « Plan global de prévention ». Celui-ci est décliné dans un plan annuel afin d'en assurer la mise en place et le suivi.

2.4. Domaine lié aux risques opérationnels internes

COMPLEXIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRES PREMIÈRES

Ce risque concerne d'une part l'impossibilité de mener nos activités en raison d'une pénurie mondiale ou locale impactant l'approvisionnement ou la fourniture de produits critiques tels que les câbles ou les transformateurs. D'autre part, du fait de la complexité du processus de remise d'offres via les appels d'offres publics, une conséquence pourrait être d'obtenir un nombre d'offres en baisse, avec comme effet un impact potentiel sur le choix. Enfin, compte tenu du nombre croissant d'investissements (réalisés par d'autres gestionnaires de réseau en Europe) sollicitant les mêmes entreprises ou entrepreneurs dont le nombre est limité, leur disponibilité pourrait également se réduire, avec comme effet un impact potentiel sur les prix à la hausse. Consciente de ce risque, Sibelga a entamé une réflexion globale sur les stratégies d'achat à mettre en œuvre afin de le limiter au maximum.

GESTION DES DONNÉES

Le risque est celui lié à la gestion des données afin de s'assurer qu'elles restent d'une bonne qualité, qu'elles soient cohérentes et disponibles pour permettre non seulement la bonne réalisation des opérations, mais aussi pour permettre au management de prendre les décisions appropriées et agir efficacement. De nombreuses actions existent pour mitiger ce risque, par exemple au niveau de la qualité des données à transmettre au marché ou dans le fait d'avoir une infrastructure IT redondante afin d'assurer la disponibilité de ces données. Des initiatives sont aussi en place afin de définir et maintenir une gouvernance autour de ces données.

RISQUE LIÉ À LA FIABILITÉ DU RÉSEAU

Ce risque vise la capacité de Sibelga à garantir en permanence, via monitoring ou un plan de développement, que son infrastructure bénéficie de la maintenance et des investissements nécessaires pour éviter tout dysfonctionnement et donc d'en garantir sa disponibilité.

Concrètement, afin d'atteindre les objectifs de performance de ses installations, Sibelga doit être en mesure de maîtriser l'impact d'un incident ou d'une quantité d'incidents similaires survenus sur ses réseaux. À cette fin, Sibelga analyse les incidents, en étudie les causes et propose des remèdes. Ceux-ci sont formalisés dans le plan de développement à 5 ans, dans des politiques de maintenance préventive et dans le « plan sécurité gaz ».

De plus, même si Sibelga gère ses réseaux pour qu'ils soient les plus fiables possibles, ils ne sont pas à l'abri d'incidents pouvant conduire à une interruption locale ou générale de la distribution. Ces incidents peuvent être dus à des phénomènes naturels, à des dégradations involontaires ou à des actes malveillants (sabotages, vol de cuivre...). Des polices d'assurance visent à couvrir partiellement les conséquences financières de ces risques et des mesures sont prises pour sécuriser nos installations.

ATRIAS

Atrias soutient le développement du marché belge libéralisé de l'énergie au niveau de la distribution, en jouant un rôle clé en tant que fournisseur d'informations. Atrias est une initiative commune des quatre plus grands gestionnaires de réseaux de distribution en Belgique, à savoir Fluvius, ORES, Sibelga et RESA.

Atrias fournit les données relatives à la facilitation du marché pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution et en étroite collaboration avec eux. Atrias développe également une infrastructure informatique innovante, qui profite à tous les acteurs du marché.

C'est pourquoi des interactions efficaces avec Atrias sont primordiales pour assurer un bon fonctionnement du marché, et cela dans l'intérêt des clients bruxellois. Dans ce contexte, Sibelga met tout en œuvre pour contribuer à la bonne gestion de cette entité dont elle n'a pas le contrôle complet et dont la gouvernance avec tous les gestionnaires de réseaux belges, les fournisseurs d'énergie et les régulateurs est parfois complexe pour arriver à des accords équilibrés entre les intérêts de toutes les parties prenantes.

2.5. Domaine lié aux risques opérationnels externes

CAPACITÉ À RÉALISER LES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

Ce risque fait référence à la capacité à réaliser les chantiers et travaux de construction compte tenu des contraintes (urbanistiques ou autres) imposées ou de fait. Dans ce contexte Sibelga s'inscrit dans les principes de gestion centralisée des chantiers sur le territoire de la région bruxelloise notamment via la plateforme OSIRIS et Sibelga possède des processus permettant une bonne gestion des demandes de permis notamment.

2.6. Domaine de risques technologiques

RISQUES LIÉS À LA SÉCURITÉ DES SYSTÈMES D'INFORMATION

Dans le contexte d'un recours croissant aux solutions digitales de ses activités opérationnelles et d'un cadre législatif en évolution (notamment la transposition de la directive européenne NIS2 pour laquelle Sibelga est identifiée comme *Entité Essentielle* depuis octobre 2024), Sibelga doit gérer les risques liés aux technologies de l'information et des télécommunications, dont :

- la continuité des solutions informatiques mises en œuvre, dans la mesure où tout dysfonctionnement, même momentané, entraîne une indisponibilité qui empêche le personnel concerné de réaliser ses activités quotidiennes ou génère potentiellement des erreurs dommageables pour les activités opérationnelles de Sibelga ;
- la sécurité des systèmes d'information et la protection des données

Pour gérer ces risques Sibelga :

- a confirmé et consolidé son programme de certification du système de gestion de la sécurité de l'information au regard de la norme ISO27001 à l'horizon d'avril 2027 ;
- a déployé une approche d'amélioration continue de ses activités de sécurité pour assurer de maintenir le niveau de protection requis ;
- investit en continu dans les compétences de l'équipe de gestion de la sécurité chapeautée par le Chief Information Security Officer (CISO) ;
- a renforcé ses plans de sensibilisation à la sécurité de l'information auprès de l'ensemble des collaborateurs de l'entreprise ;
- souscrit, depuis 2018, une assurance « cyber risks ».

2.7. Domaine de risques financiers

RISQUE LIÉ À LA FAILLITE D'UN FOURNISSEUR MAJEUR D'ÉNERGIE

Dans le cadre de la politique des risques liés à ses activités commerciales, Sibelga a, pour la majeure partie de ses activités, la faculté de demander une garantie bancaire à ses contreparties qui ne présentent pas les critères de solvabilité suffisants. Sibelga applique une politique de suivi rigoureux de ses créances commerciales et évalue systématiquement la capacité financière de ses contreparties. Le risque de défaillance est ainsi limité.

Néanmoins, compte tenu du fait que le nombre des débiteurs de Sibelga est limité — un seul débiteur (Engie-Electrabel) représente 66 % du chiffre d'affaires et les 3 plus gros débiteurs représentent 89 % du chiffre d'affaires — le risque lié à la solvabilité des débiteurs de Sibelga est fortement concentré.

Précisons toutefois que les coûts consécutifs à la faillite d'un débiteur « fournisseur d'énergie » sont considérés en principe, et selon le cadre réglementaire, comme non gérables. Cela implique que ceux-ci sont neutralisés à terme via les soldes réglementaires et que seul l'impact transitoire sur la trésorerie serait à prendre en compte.

Le risque de défaut d'un fournisseur d'énergie s'était considérablement accru en 2022 suite à la forte hausse des prix de l'énergie, en particulier, pour les fournisseurs de petite taille ne disposant pas de la trésorerie nécessaire ou des moyens de production propres. Ceci s'est concrétisé en 2022 par le retrait de contrat d'accès de trois fournisseurs en région bruxelloise, ainsi que par une faillite. En 2023, il n'y a pas eu de faillite de fournisseur d'énergie ; seul un fournisseur a demandé à retirer ses contrats d'accès gaz et électricité ne fournissant plus de clients à Bruxelles depuis début 2022. En 2024, Brugel a fait retirer les licences gaz et électricité de trois petits fournisseurs entraînant la résiliation de leurs contrats d'accès.

Suite à ce risque accru, Sibelga est en contact fréquent, tant avec les fournisseurs d'énergie pour évaluer leurs difficultés, qu'avec le régulateur pour agir très rapidement en cas de défaut avéré ou attendu afin de limiter au maximum les impayés pour Sibelga. De plus, afin de diminuer cet impact transitoire, Sibelga est en mesure d'identifier avec diligence le portefeuille de clients d'un débiteur en faillite pour le transférer au fournisseur de substitution désigné par le Gouvernement.

INFLATION ET DÉPASSEMENTS DE COÛTS

Il s'agit ici du risque que Sibelga doive supporter des coûts plus élevés que prévus ou inattendus et qui ne soient pas couverts par le cadre réglementaire en vigueur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'exécution des travaux et d'autres activités principales. Dans ce contexte, Sibelga possède un processus d'établissement du budget ainsi que de suivi des budgets mensuels et trimestriels afin d'identifier rapidement tout écart notable et d'y faire face.

3. Autres risques financiers

3.1. Risque de taux d'intérêt

Sibelga opérant dans un secteur régulé, l'exposition de Sibelga par rapport aux fluctuations des taux d'intérêt dépend du cadre réglementaire applicable pour la période en cours. Dans le cadre réglementaire 2020-2024, tous les coûts liés à la politique de financement (charges d'intérêts et autres) étaient couverts par l'enveloppe tarifaire réglementaire. En revanche, dans le nouveau cadre applicable pour la période 2025-2029, Sibelga est davantage exposé à ce risque. En effet, le coût de la dette a été fixé pour toute la période, comme mentionné au point **IV./ 1. /1.1 Méthodologie Tarifaire 2025-2029**. Ce risque présente toutefois à la fois une opportunité pour Sibelga dans la mesure où une baisse des taux d'intérêt pourrait permettre à Sibelga de bonifier son résultat.

Sibelga n'a pas recours à des produits dérivés de couverture de type « swap » ou « cap ». Les positions de taux sont revues périodiquement et lors de toute nouvelle levée de financement.

Pour ce qui concerne d'éventuels excédents de liquidités, Sibelga n'a pas été confrontée en 2024 au problème des taux d'intérêt négatifs. La politique financière de Sibelga a dès lors consisté à maximiser ces excédents dans le cadre du cash pooling au sein du groupe et à effectuer une gestion active des placements à terme des excédents de trésorerie.

3.2. Risque de liquidité et de crédit

Le risque de liquidité et de crédit est lié à la nécessité pour Sibelga d'obtenir les financements externes nécessaires, entre autres, à la réalisation de son programme de développement ainsi qu'au refinancement des dettes existantes. La liquidité de Sibelga repose en outre sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées.

La situation sensible du marché du crédit ou des capitaux sur le plan européen pourrait, si elle se dégradait, porter atteinte aux activités, à la situation financière et aux résultats de Sibelga.

La politique de financement diversifiée et adaptée de Sibelga vise à limiter ce risque de liquidité et de crédit. L'emprunt sur le marché USPP auprès d'investisseurs américains réalisé en 2023 afin de financer le remboursement de l'émission obligataire réalisée en 2013 s'inscrit pleinement dans cette politique. Il en est de même que pour les financements par emprunts bancaires réalisés en 2021 et 2024 auprès des 4 grandes banques belges.

Des besoins de financements ont été nécessaires en 2024 et sont encore attendus pour les années à venir. Ceux-ci sont principalement liés aux points suivants :

- Une partie du financement de Sibelga est assurée par les soldes réglementaires et le régulateur a demandé de les réduire dans la proposition tarifaire 2025-2029.
- De plus, les investissements sont globalement supérieurs aux amortissements.

Afin d'élargir la panoplie des outils de financement à disposition, Sibelga dispose d'un programme MTN (Medium Term Notes) pour un montant de 200 M€.

3.3. Risque pensions

Avant 1993, le régime de retraite des employés (ou de leurs ayants droit) imputé à Sibelga était constitutif de rentes. Les paiements annuels au titre de ces rentes décroissent progressivement, le nombre de personnes bénéficiaires étant en diminution. En 2024, les montants effectivement déboursés au titre de charges de pension non capitalisées se sont élevés à 4 238 938,13 €.

Les rentes payées sont prises en charge en frais d'exploitation au moment de leur paiement et elles sont facturées par la filiale BNO à Sibelga. Ces charges de rentes (tout comme les autres charges liées au personnel) sont répercutées par Sibelga dans les tarifs de distribution.

Il convient de souligner que, conformément aux normes comptables belges, la valeur actuarielle de ces engagements de paiements futurs n'est pas reconnue comme dette financière. Cette valeur actuarielle des paiements de rentes futurs est estimée, tenant compte de certaines hypothèses, entre autres en termes de taux d'actualisation et d'espérance de vie résiduelle, à un montant estimé à 25 009 155,08 €. Cette estimation est susceptible de varier en fonction des hypothèses retenues.

Notons que les charges relatives aux pensions non capitalisées sont couvertes par une surcharge tarifaire approuvée par le régulateur conformément aux ordonnances et aux méthodologies « électricité » et « gaz ».

Par ailleurs, le risque financier résiduel en cas de modification du cadre légal ou réglementaire est couvert

- d'une part, par la ligne de crédit Synatom qui a repris les engagements d'Electrabel après le retrait de cette dernière du capital de Sibelga à fin 2012,
- et d'autre part, par Interfin, pour sa quote-part, qui a inscrit dans ses comptes une réserve indisponible spécialement dédiée à cet effet. Cette réserve est ajustée chaque année par l'Assemblée générale d'Interfin en fonction de l'évolution de ce risque.

3.4. Risque fiscal

L'impact des réformes fiscales pour Sibelga est limité, car les impôts mis à sa charge sont répercutés dans les tarifs conformément à l'ordonnance du 8 mai 2014.

3.5. Dettes supplémentaires de Sibelga

Le taux d'endettement de Sibelga reste encore relativement faible, bien qu'il se soit encore accru davantage en 2024. Comme mentionné ci-avant, le poids de la dette est amené à augmenter dans le futur sur la base des deux éléments : d'une part une réduction des fonds de régulation et d'autre part un plan d'investissement soutenu dans le réseau pour assurer la transition énergétique.

3.6. Risques macroéconomiques et conjoncturels

Nous avons pu constater à travers les turbulences économiques que nous avons vécu ces dernières années, que des événements conjoncturels peuvent avoir des répercussions sur la demande de gaz et d'électricité. La diminution de volumes, par rapport à ceux prévus dans la proposition tarifaire, due à des facteurs macroéconomiques ou conjoncturels est cependant un risque qui n'est pas supporté par Sibelga, puisque dans le régime réglementaire actuel, la perte de revenus résultant de diminutions de volumes pourra être reprise dans le cadre de l'approbation des soldes en fin de période réglementaire et être dès lors répercutée dans les tarifs de la prochaine période réglementaire. Il en va de même pour l'inflation.

V. Analyse du résultat 2024 selon l'approche réglementaire

Le résultat de l'exercice se chiffre à 49 067 501,29 €. Il résulte de nos activités « gestion des réseaux » :

- **régulées** : + 49 136 784,13 € constituant le « core business » de Sibelga. Ce résultat régulé (après traitement des soldes non maîtrisables) se décompose de la façon suivante selon les activités :

	Électricité	Gaz	Total
Rémunération équitable 2024	30 536 444,22 €	14 298 658,11 €	44 835 102,33 €
Régulation incitative sur coûts gérables	2 925 051,40 €	982 093,53 €	3 907 144,93 €
Régulation incitative sur KPI 2023 ⁸	375 430,00 €	178 725,00 €	554 155,00 €
Correction des soldes réglementaires 2023 ⁹	-127 336,20 €	-32 281,93 €	-159 618,13 €
Total « régulé »	33 709 589,42 €	15 427 194,71 €	49 136 784,13 €

- **non régulées** : - 69 282,84 €. Ce résultat, non significatif, se ventile de la façon suivante :

	Électricité	Gaz	Total
Reliquat de l'activité « ex-supply »	4 229,61 €	-106,00 €	4 123,61 €
Activité « location de radiateurs »		-26 373,28 €	-26 373,28 €
Projet « MobiClick »	-7 883,17 €		-7 883,17 €
Projet « Réseau de chaleur »	-39 150,00 €		-39 150,00 €
Total « non régulé »	-42 803,56 €	-26 479,28 €	-69 282,84 €

⁸ cf. Décisions Brugel 20241024-292 et 293 portant sur l'exercice 2023

⁹ Idem

Le projet « MobiClick » n'est pas une activité non régulée au sens strict du terme puisqu'il s'agit d'une mission de service public dont la partie non financée par les subsides est à charge de l'intercommunale et ne rentre donc pas dans le scope des tarifs. Elle peut donc être considérée comme non régulée au sens tarifaire du terme.

1. Commentaires sur les rubriques

La rémunération équitable est déterminée par la formule inscrite dans la méthodologie tarifaire approuvée par Brugel.

La régulation incitative sur coûts gérables octroie à Sibelga 50 % de l'écart de coûts maîtrisables entre la réalité et la norme budgétaire/tarifaire. L'incitant est de maximum 10 % des coûts maîtrisables budgétés réindexés. Les autres 50 % de l'écart sont repris en soldes non maîtrisables et sont transférés au Fonds de régulation.

La régulation incitative sur qualité des services (KPI) de l'année N n'est comptabilisée qu'en année N+1 suite au contrôle ex post du régulateur. Dès lors, aucun résultat relatif à 2024 n'est reconnu par Sibelga dans le résultat de 2024. Par contre, le résultat sur KPI relatif à l'exercice 2023 ayant été validé par Brugel en octobre 2024, a pu être reconnu et comptabilisé dans le résultat 2024.

Les soldes portés au passif du bilan en 2024 ont diminué de 55,2 M€. Pour rappel, ces soldes servent à ajuster le résultat comptable afin que ce dernier corresponde au résultat régulé autorisé. Les soldes sont de différents ordres :

Les **soldes non maîtrisables de l'exercice** (- 39,3 M€), qui concernent essentiellement les écarts entre les budgets tarifaires et le réalisé des éléments suivants

- les recettes (écarts de volumes) ;
- le budget des coûts gérables (lié à la réindexation) ;
- les obligations de service public ;
- les amortissements ;
- la marge bénéficiaire équitable ;
- les suppléments et prélèvements tels l'impôt et les charges de pension ;
- le coût des pertes ;
- les charges et produits exceptionnels ;
- les charges financières (embedded costs).

Dans le cas présent, les soldes non maîtrisables de l'activité « électricité » pour l'année 2024 s'élèvent à un montant global de - 26 561 137,15 € qui constituent un trop peu perçu (créance) par rapport au marché.

Les soldes non maîtrisables de l'activité « gaz » pour l'année 2024 s'élèvent quant à eux à un montant global de - 12 751 088,37 € qui constituent un trop peu perçu (créance) par rapport au marché.

le **transfert au fonds de régulation** :

- de la partie des soldes maîtrisables non repris dans la régulation incitative (50 % du total de l'écart) (3,9 M€). En 2024 encore, les soldes maîtrisables sont positifs, ce qui signifie que tant en « électricité » qu'en « gaz », les charges réelles sont restées en deçà du budget tarifaire autorisé ;
- la correction demandée par Brugel suite au contrôle ex post 2023 (0,2 M€) ; ce qui impacte directement et négativement le résultat et qui augmente les soldes 2024.

Les **dotations** (-) et **utilisation** (-20,0 M€) **des soldes non maîtrisables du passé** telles que prévues dans la proposition tarifaire.

Soldes non maîtrisables	Électricité	Gaz	Total
Soldes non maîtrisables 2024	-26 561 137,15 €	-12 751 088,37 €	-39 312 225,52 €
Quote-part du solde des coûts gérables versée dans le Fonds de régulation	2 925 051,39 €	982 093,52 €	3 907 144,91 €
Corrections des soldes 2023	127 336,20 €	32 281,93 €	159 618,13 €
Dotation des soldes	-	-	-
Utilisation des soldes du passé	-16 336 448,38 €	-3 657 438,62 €	-19 993 887,00 €
Total soldes non maîtrisables portés au passif du bilan	-39 845 197,94 €	-15 394 151,54 €	-55 239 349,48 €

2. Commentaires sur les tendances

La rémunération équitable qui avait été très stable jusqu'en 2022 compte tenu du niveau du taux OLO avait nettement augmenté en 2023. En effet, le taux OLO étant un paramètre essentiel dans la formule de rémunération équitable, l'évolution de celui-ci n'a pas eu d'impact avant 2023 étant donné la fixation du seuil minimum de 2,2 % prévu par les méthodologies tarifaires. En 2024, le taux OLO moyen est resté au-dessus du seuil de 2,2 % mais toutefois inférieur au niveau de 2023. Ainsi la rémunération équitable a baissé de -1,5 M€ par rapport à 2023. En effet, le taux OLO moyen en 2024 s'élève à 2,91% contre 3,12 % en 2023.

La base de la rémunération équitable (la RAB) a légèrement progressé dans son ensemble par rapport à 2023. En électricité, elle a augmenté grâce aux investissements supérieurs aux amortissements. En gaz, elle a, dans une moindre mesure, diminué avec des amortissements et des désaffectations supérieurs aux investissements.

La régulation incitative nous permet, conformément à la méthodologie, de dégager un résultat complémentaire suite à des coûts maîtrisables inférieurs au budget et à l'atteinte d'objectifs de qualité de service.

La régulation incitative est essentiellement générée par les éléments suivants :

- un niveau d'inflation ayant généré une réindexation de l'enveloppe tarifaire, mais dont les effets dans les coûts réels ont été partiellement retardés notamment grâce à une bonne gestion des contrats ;
- une maîtrise des coûts au travers d'une efficacité accrue, et ce malgré l'impact de l'indexation ;
- des services de qualité permettant de dégager un incitant sur la qualité de service.

Par ailleurs, de l'analyse des soldes non maîtrisables de l'exercice ressortent des éléments significatifs :

en faveur des soldes :

- les réconciliations des consommations d'exercices écoulés ont permis à l'intercommunale de récupérer son dû auprès des acteurs du marché ;
- la charge d'impôt inférieure aux prévisions ;
- la quote-part de l'économie sur les coûts maîtrisables revenant aux tarifs comme prévu dans le cadre réglementaire est versée dans le Fonds de régulation.

en défaveur des soldes :

- la réindexation du budget tarifaire des coûts gérables, comme le prévoit la méthodologie tarifaire ; en effet l'indexation réelle a évolué plus vite que l'indexation prévisionnelle reprise dans les budgets tarifaires ;
- l'achat des pertes réseau s'est avéré bien plus coûteux que prévu par rapport à la proposition tarifaire ;
- l'achat de l'énergie pour les clients protégés et hivernaux s'est également avérée beaucoup plus coûteux que ce qui était prévu dans la proposition tarifaire ;
- la charge d'amortissement est supérieure à ce que prévoyait la proposition tarifaire tant pour l'électricité que pour le gaz ;
- les volumes en gaz et électricité, qui malgré leurs hausses respectives en 2024, restent inférieurs au niveau des prévisions de la proposition tarifaire ;
- les utilisations de soldes telles que prévues dans la proposition tarifaire.

3. Rendement

Dans notre approche analytique, le résultat de l'exercice 2024 se construit donc de la manière suivante :

Rémunération équitable	44 835 102,33 €	
Incentive régulations	4 461 299,93 €	1
Correction des soldes réglementaires 2022	-159 618,13 €	
Résultat régulé	49 136 784,13 €	2
Résultat non régulé	-69 282,84 €	
Résultat de l'exercice	49 067 501,29 €	3

1 La rémunération équitable procure un rendement de 5,21 % par rapport aux fonds propres moyens hors subsides en capital.

2 Si l'on prend en compte l'impact positif des deux incentive régulations (sur coûts gérables et sur la qualité des services) et l'impact négatif des corrections des soldes réglementaire de l'année précédente, le rendement passe à 5,71 %.

3 Le résultat de l'exercice incluant la partie non régulée ramène ainsi le rendement à 5,70 %.

VI. Suite du rapport annuel visé aux articles 3:5 et 3:6 du Code des sociétés et des associations

1. Commentaires sur les comptes annuels en vue d'exposer d'une manière fidèle l'évolution des affaires et la situation de la société

1.1. Comptes de bilan

Le pied de bilan se chiffre à 1 511 461 285,06 € contre 1 398 099 851,93 € l'exercice précédent, soit une augmentation de 113 361 433,13 €.

Les commentaires succincts qui suivent portent sur les rubriques et mouvements les plus significatifs.

Comptes d'actif

Frais d'établissement : 480 270,61 € (-57 343,40€)

Les frais d'établissement portés à l'actif correspondent aux frais bancaires d'émission d'emprunts relatifs au nouvel emprunt réalisé en 2023 pour un montant total de 573 434,00€ diminués des amortissements de l'année et de l'exercice précédent à raison de 93 163,39 €.

Actifs immobilisés : 1 335 495 387,68 € (+ 41 452 907,59 €)

• Immobilisations incorporelles : 4 998 539,02 € (+ 1 788 020,02 €)

Les immobilisations incorporelles se composent des certificats verts invendus au 31 décembre 2024.

Ceux-ci ont été valorisés selon la méthode FIFO sur base des prix de ventes fixés contractuellement avec la société Electrabel nv, laquelle s'engage à acheter auprès de Sibelga 105 000 certificats verts entre le 1 janvier 2025 et le 31 mars 2027, à raison de 35 000 certificats par année civile. Le prix de vente à l'unité ayant été fixé à 80,07€ pour 2025, 81,07€ pour 2026 et 82,07€ pour 2027.

• Immobilisations corporelles : 1 326 437 624,24 € (+ 39 661 257,57 €)

La quasi-totalité de la rubrique porte sur la valeur de nos réseaux ou « Regulatory Asset Base » (RAB).

Celle-ci constitue la base de la rémunération équitable.

L'évolution à la hausse résulte essentiellement de la réalisation du programme d'investissements sous déduction des amortissements et des désaffectations.

L'essentiel des investissements réalisés en 2024 peut se résumer comme suit :

- les travaux d'assainissement du réseau en vue d'assurer la continuité de service, la maîtrise des charges d'exploitation ainsi que l'amélioration de la sécurité. Citons par exemple le renouvellement de cabines de transformation électrique et de détente gaz, le renouvellement de tableaux de distribution dans les points d'interconnexion, le renouvellement de lignes de détente aux stations de réception ainsi que le remplacement de câbles vétustes ;
- les travaux réalisés dans le cadre d'obligations légales. Citons par exemple le déploiement des compteurs smart ou le remplacement de compteurs imposé par la métrologie ;
- les travaux à la demande de tiers tels que les extensions, les renforcements, les nouveaux raccordements ainsi que les déplacements de canalisations ou d'installations suite aux renouvellements de voirie ou pour des extensions de voies de tram pour la STIB ;
- les travaux de renforcement dans le but de résoudre ou d'anticiper des congestions sur le réseau ;
- les investissements dans les fibres optiques dans le cadre du projet « Backbone ».

L'évolution des investissements nets 2020-2024 (= investissements bruts — interventions clientèle — subsides) se présente comme suit :

Investissements nets

€	Distribution Électricité	Distribution Gaz	Total actifs régulés	Actifs non régulés
Réalisé 2020	63 215 218	19 584 062	82 799 280	83 938
Réalisé 2021	68 224 478	15 958 221	84 182 699	91 552
Réalisé 2022	69 808 241	16 494 518	86 302 759	51 351
Réalisé 2023	80 442 956	15 794 603	96 237 559	22 397
Réalisé 2024	98 738 080	14 893 640	113 631 720	32 041

L'évolution de la RAB et accessoirement de quelques actifs non régulés se présente comme suit :

RAB				
Valeur comptable (€)	Distribution Électricité	Distribution Gaz	RAB	Actifs non régulés
au 31/12/2020	757 992 102	469 725 744	1 227 717 846	184 193
au 31/12/2021	785 099 328	461 196 020	1 246 295 348	199 543
au 31/12/2022	812 574 623	444 022 864	1 256 597 486	177 185
au 31/12/2023	849 037 609	433 158 469	1 282 196 078	130 169
au 31/12/2024	899 883 540	421 145 889	1 321 029 429	101 417

La RAB et les actifs non régulés correspondent aux immobilisations corporelles desquelles on a déduit les subsides et les impôts différés.

Valeur comptable (€)	Immobilisations corporelles	Subsides & Impôts différés	Total
au 31/12/2020	1 230 999 013	-3 096 974	1 227 902 039
au 31/12/2021	1 250 583 702	-4 088 811	1 246 494 891
au 31/12/2022	1 260 852 659	-4 077 988	1 256 774 671
au 31/12/2023	1 286 776.367	-4 450 119	1 282 326 248
au 31/12/2024	1 326 437 624	-5 306 778	1 321 130 846

• **Immobilisations financières : 4 059 224,42 € (+ 3 630,00 €)**

La rubrique porte essentiellement sur la participation de Sibelga dans sa filiale Brussels Network Operations (BNO). A la marge, cette rubrique inclut aussi la participation de Sibelga en Atrias ainsi que divers cautionnements et/ou cantonnements qui expliquent les légères évolutions de cette rubrique.

Actifs circulants : 175 485 626,77 € (+ 71 965 868,94 €)

• **Stocks et commandes en cours d'exécution : 15 142 116,66 € (-1 111 237,54€)**

La rubrique couvre les fournitures relatives aux activités « électricité », « gaz », « mixtes » et « éclairage public ».

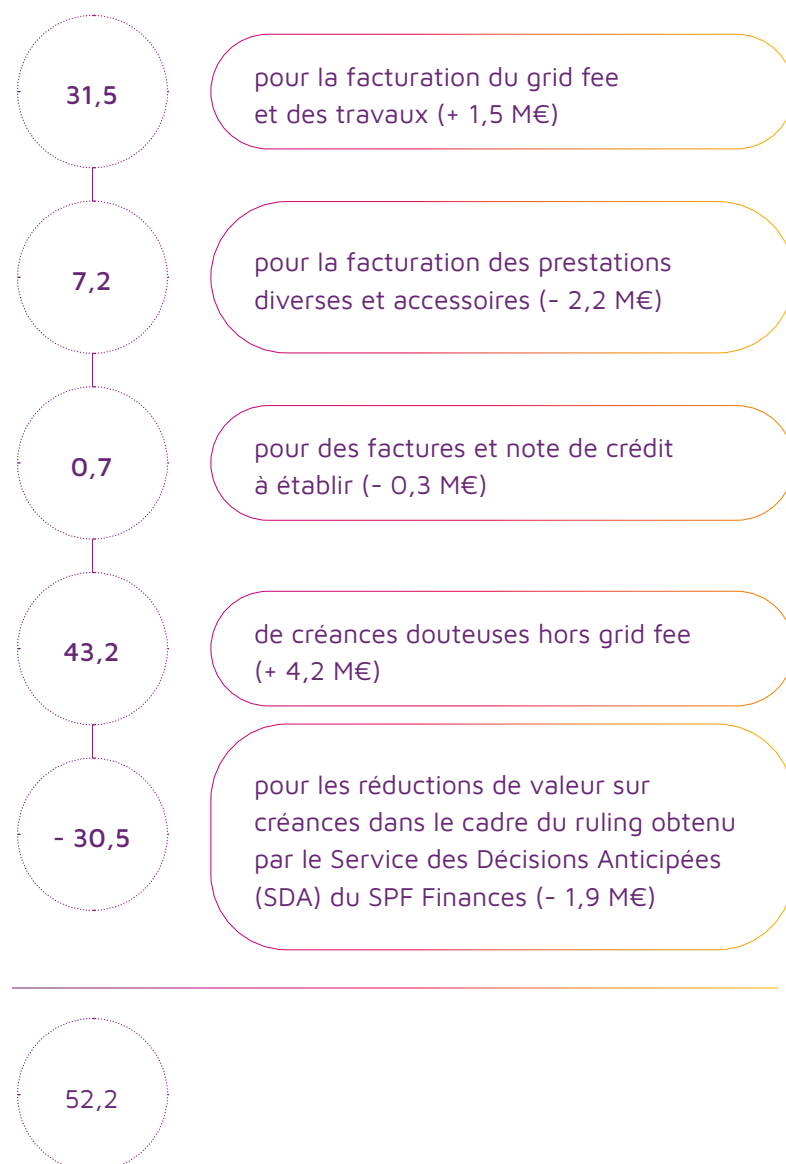
La rubrique est en diminution, celle-ci provient principalement des fournitures « éclairage public » (- 0,8 M€), accentuée par les diminutions au niveau des fournitures « électricité » (- 0,2 M€) et « gaz » (- 0,1M€) tandis que les fournitures « mixtes » restent stables.

Cette diminution, malgré des achats plus importants (voir ci-après) s'explique par un travail commencé en 2024 sur l'optimisation des stocks de Sibelga. Sibelga s'est fixé comme objectif d'augmenter de 40 % son taux de rotation de stock à l'horizon 2029.

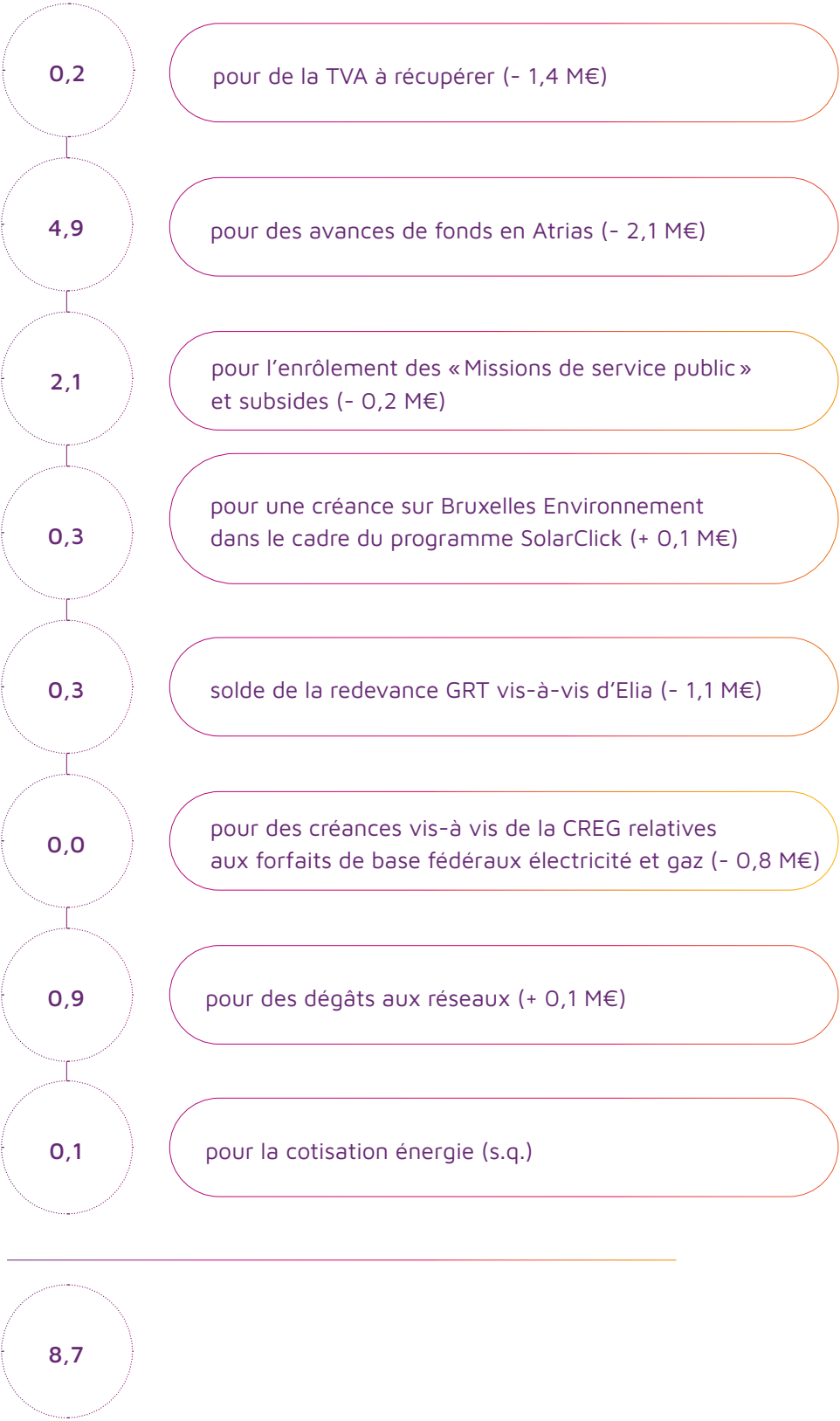
• **Créances à un an au plus : 60 949 952,57 € (- 4 077 204,83 €)**

L'essentiel de la rubrique porte sur les créances commerciales, pour un montant de 52 201 209,83 € ; celles-ci augmentent à raison de de 1 418 865,79 €.

Les créances commerciales se répartissent de la façon suivante (en M€) :



Cette rubrique est complétée par les créances diverses pour un montant de 8 748 742,74€. Ce montant diminue de 5 496 070,62 €.
Il se répartit de la façon suivante (en M€) :



- **Placements de trésorerie et valeurs disponibles : 88 811 625,17 €
(+ 82 500 107,19€)**

Il s'agit de placements à terme de 88,5 M€ (+ 88,4 M€) et de valeurs disponibles de 0,3 M€ (- 5,9 M€).

La forte augmentation de la rubrique résulte des nouveaux emprunts contractés en 2024 sur base des besoins attendus en 2024 et 2025, du test de liquidité établi en 2024 et des excellentes conditions offertes par les banques.

Nous référons au tableau de financement repris plus bas pour davantage d'information quant à l'évolution de la trésorerie au cours de l'année.

- **Comptes de régularisation d'actif : 10 581 932,37 € (- 5 345 795,88€)**

Les montants qui subsistent portent essentiellement sur :

- des charges à reporter sur des factures pluriannuelles pour 5,9 M€ (+ 0,8 M€) , en conformité avec le droit comptable et fiscal ;
- des produits acquis sur des travaux réalisés pour 0,5 M€ (+0,2 M€) ;
- des produits à recevoir de la CREG pour le tarif social spécifique pour 1,1 M€ (- 4 M€) ;
- des produits à recevoir de Bruxelles Environnement pour 1,6 M€ (-3,0 M€) ;
- des produits à recevoir correspondant à la valorisation de certificats verts, non-encore octroyés par Brugel, concernant la production d'électricité du 4e trimestre de l'année 2024 des installations de cogénération de Sibelga pour 0,6 M€ (+ 0,6 M€) ;
- divers produits à recevoir pour 0,6 M€ (+ 0,1 M€).

Comptes de passif

Capitaux propres : 861 150 642,25 € (+ 585 151,15 €)

- **Apport indisponible hors capital (ex – Capital) : 580 000 000,00 € (s.q.)**

Celui-ci est représenté par :

2 170 000 actions A pour une valeur de 217 000 000,00 €

3 630 000 actions E pour une valeur de 363 000 000,00 €

- **Plus-values de réévaluation : 165 419 843,95 € (- 7 186 828,59 €)**

Cette diminution résulte du traitement de la réduction de valeur sur la plus-value de la Regulatory Asset Base (RAB) inscrite dans les immobilisations corporelles.

- **Réserve statutairement indisponible (ex – Réserve légale) : 200 000,00 € (s.q.)**

Celle-ci a été constituée par le passé, conformément à l'article 428 de l'ancien Code des Sociétés, avec une limite fixée à 10 % de la part fixe du capital social.

- **Réserves indisponibles autres : 111 070 443,92 € (+ 7 186 828,59 €)**

Celles-ci sont déterminées en application de la dérogation en matière de réévaluation des immobilisations corporelles, correspondant à l'amortissement relatif de plus-value de ces immobilisations, ainsi qu'aux plus-values de réévaluation sur installations désaffectées en référence à l'avis 113/6 de la Commission des Normes Comptables (CNC) et en conformité avec la méthodologie réglementaire.

L'augmentation de ces réserves constitue la contrepartie de la diminution des plus-values de réévaluation (voir ci-avant).

- **Réserve disponible : 480 270,61 € (-57 343,40 €)**

Cette rubrique a été constituée en 2023 pour le montant correspondant aux frais annexes non-amortis du nouvel emprunt de 190 M€ repris également à l'actif sous les frais d'établissement.

- **Subsides en capital : 3 980 083,77€ (+ 642 494,55 €)**

Cette rubrique reprend des subsides de la région bruxelloise pour des travaux de déplacement de canalisations ainsi que des primes « énergie » de Bruxelles Environnement obtenues sur des travaux d'investissement en bâtiment.

Sous le champ d'application de l'Isoc, une quote-part de 25,00 % des subsides est transférée dans la rubrique « Impôts différés » (voir ci-après).

Provisions et impôts différés : 14 190 656,53 € (- 4 158 462,92 €)

- **Provisions pour risques et charges : 12 863 961,89 € (-4 372 627,80 €)**

En règle générale, la couverture des risques et charges identifiés est ajustée en permanence.

La rubrique « Provisions pour risques et charges » dans les comptes comporte encore trois postes :

- Assainissement des sites : 0,2 M€ (-2,5 M€). Cette provision s'inscrit dans le cadre des obligations environnementales. Il y a eu une forte diminution, due à une reprise importante de la provision pour assainissements des sites qui avait été constituée lorsque la société était encore sous le régime de l'impôt aux personnes morales et une utilisation complète de la provision pour assainissement des sites qui avait été constituée plus tard lorsque Sibelga avait changé de régime d'imposition.
Une partie importante de la provision précédemment constituée était relative à l'assainissement des sols sur le site de Forest. Celle-ci a ainsi fait l'objet d'utilisation pour 0,7 M€ en 2024 et de reprises pour 1,8 M€ grâce à l'acceptation par Bruxelles Environnement de l'approche proposée par Sibelga et décrite au chapitre III. *Faits saillants > 14. Assainissement du site de Forest.*
- Rest term : 11,6 M€ (- 1,8 M€). Il constitue la couverture financière de l'écart entre les volumes d'énergie alloués (ex ante) et les volumes d'énergie mesurés (ex post) en réconciliation.
- Cogénération : 1,0 M€ (s.q.). Cette provision couvre les entretiens et réparations non courants sur nos installations de cogénération.

• **Impôts différés : 1 326 694,64 € (+ 214 164,88 €)**

Sous le champ d'application de l'Isoc, compte tenu de la loi portant réforme de l'Impôt des Sociétés, une quote-part de 25,00 % des subsides en capital est imputée dans la rubrique « Impôts différés ». Celle-ci est réduite par la suite au rythme de l'amortissement de l'actif sous-jacent financé par le subside.

Dettes : 636 119 986,28 € (+ 116 934 744,90 €)

• **Dettes à plus d'un an : 357 616 288,82 € (+ 141 943 412,63 €)**

La rubrique est constituée des éléments suivants :

- l'emprunt obligataire non-subordonné : 190 M€ (s.q.). Cet emprunt sur 10 ans conclu en mars 2023 auprès d'investisseurs privés sur le marché USPP a notamment permis de rembourser l'emprunt obligataire de 100 M€ qui était venu à échéance en mai 2023 ;
- les emprunts bancaires : 167 M€ (+ 143 M€). En 2024, Sibelga a obtenu de nouveaux financements via divers emprunts de types (bullet ou amortissables) et maturités (10 ans, 15 ans et 20 ans) variables pour un total de 150 M€ dont des tirages en juin pour 125 M€ et en décembre pour 25 M€ ;
- la ligne de crédit « pensions » : 0,5 M€ (- 1,1 M€). Il s'agit de la ligne de crédit auprès de Synatom assortie d'un taux variable ; celle-ci viendra à échéance en décembre 2026 ;
- des cautionnements reçus en numéraire : 0,1 M€ (s.q.).

- **Dettes à un an au plus : 163 987 283,88 € (+ 29 162 515,64 €)**

La rubrique est constituée essentiellement de 4 éléments :

- les dettes à plus d'un an échéant dans l'année : 5,8 M€ (+ 4,3 M€) ;
- les dettes commerciales : 90,7 M€ (+ 25,4 M€) ;
- les dettes fiscales, salariales et sociales : 3,8 M€ (+ 0,4 M€) ;
- les autres dettes : 63,7 M€ (- 0,9 M€).

Les dettes à plus d'un an échéant dans l'année sont globalement en augmentation suite aux nouveaux emprunts de type amortissable contractés en 2024.

Les dettes commerciales augmentent essentiellement au niveau du poste fournisseurs : 62,3 M€ (+ 18,6 M€).

Les clients ayant un solde créditeur représentent 0,8 M€ (s.q). Les factures et notes de crédit à recevoir sont quant à elles en augmentation (+ 6,7 M€) et représentent 27,7 M€.

Les dettes fiscales s'élèvent à 3,8 M€ (+ 0,4 M€) et sont principalement composées de l'impôt définitivement dû sur le résultat 2023 de 3,3 M€ suite à la réception de l'avertissement extrait de rôle ainsi que d'un complément d'impôt estimé sur le résultat 2024 de 0,4 M€. Le reste de la rubrique est composé d'une série de cotisations à payer pour 0,2 M€ (s.q).

Les autres dettes couvrent essentiellement les dividendes aux associés arrondis à : 49,1 M€ (- 2,9 M€), le solde de la redevance de voirie due aux communes : 10,0 M€ (+ 3,1 M€), la quote-part due à Bruxelles Environnement pour le Fonds de guidance énergétique et le Fonds relatif à la politique de l'énergie : 4,5 M€ (+ 1,7 M€).

- **Comptes de régularisation de passif : 114 516 413,58 € (- 54 171 183,37 €)**

La rubrique se compose principalement des produits à reporter : 113,2 M€ (- 54,4 M€) qui portent quasi exclusivement sur la dette régulatoire pour les activités non contrôlables (= soldes régulatoires) pour 110,7 M€ (- 55,2 M€). Le solde des produits à reporter concerne des produits à reporter relatifs à des subsides pour 0,6 M€ (+ 0,4 M€), des travaux et des loyers pour 1,8 M€ (+ 0,4 M€).

Notons que les soldes régulatoires ont été principalement impactés en 2024 par : les écarts résultant de l'indexation des coûts gérables électricité et gaz confondus (- 16,2 M€), la baisse des volumes en gaz (- 11,1 M€), des coûts liés aux obligations de service public supérieurs aux prévisions de la proposition tarifaire spécifique 2024 (- 9,6 M€), ainsi que par l'utilisation des soldes du passé pour le lissage des tarifs 2020-2024 en électricité (- 14,8 M€).

Accessoirement la rubrique contient aussi les charges à imputer : 1,3 M€ (+ 0,2 M€) qui porte essentiellement sur des charges financières sur les divers emprunts à hauteur de 1,1 M€ (+ 0,1 M€) ainsi que sur des provisions pour factures à recevoir à hauteur de 0,1 M€ (s.q).

1.2. Compte de résultats

Globalement, Sibelga présente pour l'exercice 2024 un bénéfice de 49 067 501,29 € pour 52 565 320,15 € lors de l'exercice antérieur, soit une diminution de 3 497 818,86 €. Celle-ci trouve sa justification dans les commentaires évoqués ci-après.

Ventes et prestations : 441 189 629,00 € (+ 28 359 677,39 €)

- **Chiffre d'affaires : 415 398 290,01 € (+35 773 779,45€)**

Cette rubrique concerne principalement la facturation de la redevance d'utilisation du réseau (grid fee) aux fournisseurs d'énergie pour un montant de 342,3 M€ (+ 33,4 €).

Ce montant a été augmenté d'un montant de 55,2 M€ (+ 1,1 M€) dans le cadre du traitement des soldes régulatoires. Ce montant a été déduit de la rubrique « produits à reporter » dans les comptes de régularisation du passif (voir ci-avant).

Focalisons-nous sur la facturation du **grid fee**.

- **Pour ce qui concerne l'activité «électricité»**, elle porte sur 685 206 points de fourniture actifs (EAN).

Les quantités facturées sont de 3 922 586 MWh, ce qui correspond à une augmentation de 2,60 % par rapport à l'exercice précédent. Il y a lieu de préciser que comme les années précédentes, l'énergie en compteur (énergie consommée, mais non relevée) n'a pas été prise en compte. Il est intéressant de noter que c'est la première fois depuis 2010 que nous observons une augmentation de la consommation en électricité. Il sera ainsi intéressant de voir si ce phénomène perdurera dans le temps, comme on peut raisonnablement s'y attendre avec la décarbonation progressive ou s'il s'agit simplement du rebond lié à la baisse des prix de l'énergie suite à la chute marquée du niveau de consommation ces dernières années.

Ces quantités ont permis à l'intercommunale de facturer 244 152 162,63 € (y compris la redevance de voirie pour un montant de 24 924 150,50 €), ce qui constitue une augmentation de 11,53 %. Cette augmentation importante des recettes malgré une augmentation moins marquée au niveau des quantités distribuées s'explique principalement par le fait que les tarifs 2024 sont globalement en hausse par rapport aux tarifs 2023. Ceci couplé à la hausse des volumes a généré un impact positif sur le niveau des facturations.

A noter toutefois qu'une partie du tarif n'est pas liée aux fluctuations de volumes. C'est le cas du tarif de mesure et comptage et des tarifs capacitaires.

- **Pour ce qui concerne l'activité « gaz »,** elle porte sur 433 873 points de fourniture actifs (EAN).

Les quantités facturées sont de 8 428 151 MWh, ce qui correspond à une hausse de 7,86 % par rapport aux quantités facturées en 2023 (l'énergie en compteur n'a pas été prise en compte). Il est toutefois utile de noter que si l'on compare les quantités facturées au cours de l'exercice 2024 relatives à l'année 2024 par rapport aux quantités facturées au cours de l'exercice 2023 relatives à l'année 2023, l'augmentation n'est que de 0,92%. Cette différence provient de l'impact de régularisations liées à des exercices antérieurs.

Les quantités ont permis à l'intercommunale de facturer 98 175 387,44 € en 2024 (y compris la redevance de voirie pour un montant de 12 544 081,58 €), ce qui constitue une hausse de 9,05 %.

Cette augmentation significative du niveau de facturation s'explique principalement par un impact moins important des régularisations relatives aux années antérieures en 2024 (- 3,5 M€) par rapport au niveau des régularisations en 2023 (- 10,0 M€). Cet effet est légèrement accentué par une légère hausse du niveau de consommation facturé en 2024 par rapport à l'année précédente couplée à une hausse des tarifs (+ 1,7 M€).

A noter que les degrés-jours de l'exercice 2024 s'élèvent à 1 942. Ils se situent ainsi légèrement au-dessus du niveau de l'année précédente (1 914), soit une augmentation de 1,46 %, ce qui peut ainsi également expliquer la hausse des quantités. Ils se situent 14,42 % en-dessous de la norme de la proposition tarifaire (2 222).

La rubrique « chiffre d'affaires » reprend également (en M€) :

des redevances d'utilisation de postes facturées à Elia, Iverlek et Sibelgas	1,9	(s.q)
des ventes d'énergie aux clients protégés	9,5	(+ 0,8)
des ventes de chaleur (cogénération) et ventes de certificats verts	4,6	(+ 0,3)
des travaux pour compte de tiers	0,8	(+ 0,5)
des frais d'études facturés	0,4	(- 0,1)
des frais portés en compte aux filiales	0,6	(- 0,3)
location d'appareils gaz	0,1	(s.q.)
	17,8	(+ 1,3)

Le niveau des ventes aux clients protégés avait connu une hausse spectaculaire en 2023, suite aux modifications apportées par la nouvelle ordonnance du 17 mars 2022. En 2024, ce poste augmente à nouveau mais plus légèrement. Ceci s'explique principalement par un effet volume lié notamment à la hausse du nombre de clients protégés entre 2023 et 2024.

Les ventes de chaleur des installations de cogénération sont en diminution (- 1,7 M€), tandis que les revenus provenant des certificats verts sont en augmentation (+ 2,1 M€). En 2024, Sibelga a conclu un contrat avec Electrabel dans lequel ce dernier s'engage à acheter auprès de Sibelga 105 000 certificats verts entre le 1 janvier 2025 et le 31 mars 2027, à raison de 35.000 certificats par année civile. En outre, en novembre 2024, Sibelga a vendu 10 000 certificats verts à Electrabel au prix de 84,01€ l'unité.

En ce qui concerne la hausse des travaux pour compte de tiers (+ 0,5 M€), celle-ci s'explique principalement par des travaux d'éclairage public facturés plus importants en 2024.

En résumé, le chiffre d'affaires de l'exercice 2024 est de 415 398 290,01 € pour 379 624 510,56 € au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 35 773 779,45€, principalement liée à l'augmentation du gridfee.

- **Autres produits d'exploitation : 23 991 077,37€ (- 9 179 124,70€)**

Ces autres produits portent principalement sur (en M€) :

	Variation	
des facturations de prestations de services (foires et festivités, ouvertures et fermetures de compteurs, travaux sans prises de disposition, fraudes et bris de scellés, réparation dégâts)	6,8	(- 0,2)
des récupérations de frais administratifs (fraudes, bris de scellés)	0,5	(- 0,3)
des récupérations de frais de gestion	0,4	(s.q)
des indemnités compensatoires (compteurs oubliés, fraudes, bris de scellés)	6,7	(- 8,8)
des subsides d'exploitation (programmes NRClick et SolarClick)	4,5	(- 0,3)
des redevances d'utilisation et récupération de frais	1,7	(+ 0,1)
des plus-values sur réalisations d'immobilisations corporelles	1,0	(s.q)
des récupérations sinistres	0,2	(+ 0,1)
des récupérations diverses	2,2	(+ 0,3)
	24,0	(- 9,2)

La baisse des autres produits d'exploitation résulte principalement de la diminution des indemnités compensatoires (- 8,8 M€) ; celle-ci provient d'un part, des facturations pour fraudes et bris de scellés moins importantes en 2024 (- 4,4 M€) (tarifs moins élevés fixés par la nouvelle ordonnance depuis le 1er avril 2024), du prix de l'énergie plus bas (base de calcul des indemnités) ; et d'autre part, des indemnités Delta CREG (- 4,0 M€) moins importantes compte tenu du nombre décroissant de clients protégés pouvant bénéficier de l'intervention fédérale et de la valeur de l'intervention moindre entre 2023 et 2024.

- **Produits d'exploitation non récurrents : 1 800 261,62€ (+ 1 765 022,64 €)**

La rubrique « produits d'exploitation non récurrents » (anciennement produits exceptionnels) se chiffre à 1 800 261,62 € pour 35 238,98 € au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 1 765 022,64 €. Celle-ci est exclusivement imputable à des reprises de provisions pour assainissement des sols précédemment constituées. La majeure partie de ces reprises de provisions est liée à l'assainissement du site de Forest comme décrit au chapitre **III. Faits saillants > 14. Assainissement du site de Forest**.

Le chiffre d'affaires réalisé, complété par les autres produits d'exploitation et par les produits d'exploitation non récurrents, doit permettre à l'intercommunale de couvrir ses charges.

Coût des ventes et des prestations : 366 440 510,10 € (+ 31 249 814,29 €)

- **Approvisionnements et marchandises : 74 869 301,85 € (+ 21 617 538,15 €)**

Cette rubrique en augmentation couvre les achats et la variation des stocks.

Dans le respect de la loi sur les marchés publics, ces achats sont attribués aux conditions économiques les plus favorables compte tenu des critères repris dans les cahiers des charges.

- **Les achats pour fournitures de stocks**, pour un montant de 28,8 M€ qui augmente globalement de 3,1 M€. Cette augmentation se justifie principalement par l'augmentation des achats de fournitures « électricité » (+ 1,6 M€) et pour l'« éclairage public » (+ 1,7 M€), effets des programmes smart meters et LED ; partiellement compensée par une diminution au niveau retours stock (- 0,3 M€), tandis que les achats de fournitures « mixtes » augmentent légèrement (+ 0,2 M€).
- **Les achats d'énergie** complètent la rubrique achats pour un montant de 45,4 M€, en augmentation de 15,6 M€.

Ils se ventilent comme suit (exprimés en M€) :

Activités	Électricité	Gaz	Total	Variation
Réconciliation marché libéralisé	1,0	-3,5	- 2,5	-0,3
Clients protégés	6,4	5,3	11,7	+ 2,6
Perte réseau	17,1	-	17,1	+ 7,8
Cogénération	-	7,4	7,4	+ 2,8
Éclairage public	11,6	-	11,6	+2,7
Total	36,1	9,2	45,4	+ 15,6

La réconciliation financière entre les acteurs du marché libéralisé pour les exercices 2020 (réconciliation définitive), 2021 et 2022 (réconciliation provisoire) a permis à Sibelga de récupérer pour l'activité « gaz » un montant de - 3,5 M€ par rapport à une récupération de - 1,9 M€ l'année passée (- 1,6 M€). Pour la réconciliation financière relative à l'activité « électricité », Sibelga a enregistré une récupération de 1,0 M€ par rapport à une récupération de -0,3 M€ l'an passé (+ 1,3 M€).

Les achats d'énergie pour les clients protégés pour un montant global de 11,7 M€ sont en augmentation de 2,6 M€. Cette nette augmentation résulte principalement de la hausse significative du nombre de clients protégés compte tenu des modifications apportées par la nouvelle ordonnance au niveau des conditions d'acquisition du statut de client protégé;

Notons également les achats d'énergie pour couvrir les pertes réseaux pour un montant de 17,1 M€ (+ 7,8 M€) et pour la cogénération pour un montant de 7,4 M€ (+ 2,8 M€). L'augmentation des coûts pour couvrir les pertes réseaux est expliquée par une augmentation importante du prix d'achat (effet prix de + 5,3 M€) combinée à un volume plus important d'achat (effet volume de + 2,5 M€) suite à l'arrêt de l'installation de cogénération de Sibelga au Quai des Usines pendant la 1ère moitié de 2024 pour cause d'une instabilité de voirie ayant une incidence sur l'exploitation de la canalisation gaz alimentant l'installation. Pour la cogénération, l'augmentation des coûts s'explique ainsi par une augmentation du prix d'achat du gaz (effet prix de + 6,5 M€) compensée par une diminution du volume (effet volume de - 3,6 M€).

L'achat d'énergie pour l'éclairage public pour un montant de 11,6 M€ est en augmentation (+ 2,7 M€). Ceci s'explique par un prix moyen plus élevé en 2024 (prix fixé en 2023) par rapport à celui de 2023 qui était basé sur un prix « spot » (effet prix de + 3,8 M€); cette augmentation est compensée par un moindre volume consommé (effet volume de - 1,1 M€).

Enfin, **les variations de stocks** constituent globalement une charge positive de 0,7 M€ par rapport à une charge négative de 2,2 M€ au cours de l'exercice précédent, soit une hausse de charge de près de 2,9 M€.

• **Services et bien divers : 211 938 347,93 € (+ 7 052 274,40 €)**

Cette rubrique constitue près de 2/3 de l'ensemble des charges d'exploitation. Elle est globalement en augmentation de 2,22 %.

Voyons par ailleurs plus en détail les principaux éléments de la rubrique (exprimés en M€) avec la variation par rapport à l'exercice précédent :

Activités	Charges	Variation
Factures de gestion (BNO)	142,6	+ 8,9
Sous-entreprise (entretien & réparations)	64,2	+ 5,1
Prestations de tiers	57,1	+ 5,2
Redevances de voirie	37,5	+ 3,2
Achats directs	13,9	+3,1
Licences et redevances droits incorporels	10,3	- 1,6
Frais de réseaux d'internet, téléphoniques et postaux	2,7	+ 0,5
Redevances diverses	0,5	+ 0,0
Assurances	1,1	+ 0,4
Energie pour usage propre	1,7	+ 0,7
Cotisations	0,9	+ 0,6
Annonces et informations	0,5	- 0,1
Frais liés au transport	1,0	+ 0,1
Frais transférés aux immobilisations corporelles	-123,8	- 18,0
Sous-total	210,2	+ 8,0
Autres divers	1,7	-1,0
Total	211,9	+7,1

Commentaires :

- Les **factures de gestion (BNO)** constituent la charge la plus importante de la rubrique avec 142,6 M€, en augmentation de + 8,9 M€.

L'élément le plus important expliquant cette augmentation provient des rémunérations, charges sociales et pensions portées en compte pour un montant de 133,5 M€, en augmentation de + 8,4 M€ par rapport à l'exercice précédent. Celle-ci se justifie notamment par l'index moyen qui a augmenté de + 2,8% par rapport à l'exercice précédent ; mais aussi par l'augmentation des effectifs de BNO. Les effectifs ont, en effet, augmenté de + 64,2 ETP de fin 2023 à fin 2024, ce qui représente une augmentation de + 5,7%.

- La **sous-traitance impliquée dans les travaux d'entretien et de réparation** pour 64,2 M€ est en augmentation de + 5,1 M€. Notons que cette charge est en partie imputable aux investissements et en partie également à l'exploitation. La partie imputable aux investissements est quant à elle transférée aux immobilisations corporelles (voir ci-après) ;

- Les **prestations de tiers** restent un poste important avec une charge de 57,1 M€, en augmentation de + 5,2 M€. Elles couvrent essentiellement l'appel à la consultance informatique ;

- Les **redevances de voirie** pour un montant de 37,5 M€ sont en augmentation de 3,2 M€. Nous avons vu ci-avant que les quantités distribuées augmentaient de 2,60 % en électricité et de 7,86 % en gaz.

Rappelons que, conformément à l'ordonnance du 1er avril 2004 encadrant la redevance de voirie, une indexation est appliquée aux montants de base.

Il en résulte une facturation ventilée par fluide :

- a. en électricité, 24,9 M€, en augmentation de 1,8 M€ ;
- b. en gaz, 12,5 M€, en augmentation de 1,3 M€ ;

- Les **achats directs** pour un montant de 13,9 M€ sont en augmentation de 3,1 M€. Notons que ces achats directs sont imputables tant aux investissements qu'à l'exploitation. La partie imputable aux investissements est transférée aux immobilisations corporelles (voir ci-après) ;

- **Les licences** pour un montant de 10,3 M€, en diminution de 1,6 M€ ;

- **Les frais de réseaux d'internet, téléphoniques et postaux** pour un montant de 2,7 M€ en augmentation de 0,5 M€. Cette augmentation résulte d'une augmentation des coûts liés à la connexion au réseau internet mais aussi de frais de communication pour l'ISL ¹⁰ ;

¹⁰ Intelligence Street Lighting LED

- **Les redevances diverses** pour un montant de 0,5 M€ qui restent stables ;
- **Les assurances** pour un montant de 1,1 M€, en augmentation de 0,4 M€ ;
- **Les frais en énergie pour usage propre** pour un montant de 1,7 M€ ont augmenté de + 0,7 M€ ;
- **Les cotisations diverses** pour un montant de 0,9 M€, en augmentation de 0,6 M€. Cette augmentation résulte de l'impact de la comptabilisation, en 2023, d'une note de crédit reçue de Synergrid pour 0,5 M€;
- **Les frais d'annonces et d'information** pour un montant de 0,5 M€ sont en diminution de 0,1 M€ ;
- **Les frais liés au transport** pour un montant de 1,0 M€, en augmentation de 0,1 M€ ;
- **Les frais transférés aux immobilisations corporelles** d'un montant de 123,8 M€ sont en augmentation de 18,0 M€ (représentant une diminution de la charge). Ils sont liés à la réalisation du programme d'investissements et aux acquisitions immobilières.

Au-delà des éléments les plus importants évoqués ci-avant, l'ensemble des autres postes constitue une charge de 1,7 M€, en diminution de 1 M€. Cette diminution s'explique principalement par une écriture de transfert des coûts d'assainissement du sol des services et bien divers vers les charges exceptionnelles. Ces dernières sont toutefois compensées par l'utilisation de la provision précédemment constituée.

- **Rémunérations, charges sociales et pensions : 30 312,72 € (+ 1 087,92 €)**

Cette rubrique est devenue non significative depuis le transfert du personnel dans la filiale BNO au 1^{er} octobre 2009.

- **Amortissements et réductions de valeur sur immobilisations corporelles : 69 245 888,34€ (+ 1 468 073,96 €)**

Ceci correspond à une augmentation de 2,2 % en cohérence avec l'augmentation des immobilisations corporelles. Partons du postulat que les amortissements et les réductions de valeur constituent l'autofinancement de nos investissements. Par rapport aux investissements nets (hors subsides), le déficit d'autofinancement est de 55,8 M€ pour l'activité « électricité ». Pour l'activité « gaz », nous avons un boni de 10,3 M€. On constate donc un déficit d'autofinancement lié à l'investissement de 45,5 M€.

Notons que l'inscription de la RAB à l'actif du bilan a entraîné une plus-value. Celle-ci fait l'objet d'amortissements au rythme des actifs sous-jacents.

- **Réductions de valeur sur stocks et sur créances commerciales : 2 352 510,29 € (-2 543 643,04€)**

- **Les réductions de valeur sur stocks** font l'objet d'un ajustement permanent de la valorisation en fonction de l'activité de l'intercommunale et de la réalité économique. Les mouvements au cours de l'exercice se chiffrent à 0,5 M€, soit une diminution de la charge de 0,6 M€.
- **Les réductions de valeur sur créances commerciales** représentent une charge de 1,9 M€ (- 1,9 M€).

Au cours de cet exercice, nous avons acté des réductions de valeur sur les créances commerciales relatives à nos activités diverses et accessoires pour un montant de 11,4 M€, (-1,6 M€).

Cette diminution concerne principalement les dotations CHC/fraudes (- 2,1 M€) et est partiellement compensée par une augmentation des réductions de valeur pour les clients protégés (+ 0,5 M€) en relation directe avec l'augmentation des facturations d'énergie aux clients protégés.

Nous avons également procédé à des utilisations de réductions de valeur antérieurement constituées pour - 2,4 M€ et des reprises pour - 7,0 M€.

En résumé, les réductions de valeur sur créances commerciales constituent une charge de 1,9 M€ et se présentent comme suit :

(en M€)	2024	2023	Delta (impact résultat)
Dotations	11,4	13,0	- 1,6
Utilisations	- 2,4	- 2,4	s.q.
Reprises	- 7,0	- 6,8	- 0,3
Total	1,9	3,8	- 1,9

- **Provisions pour risques et charges : - 1 830 224,79 € (+ 622 637,15€)**

Celles-ci constituent une charge négative de - 1 830 224,79 € en comparaison avec une charge négative de - 2 452 861,94 € au cours de l'exercice précédent.

Les explications sont les suivantes :

- en ce qui concerne les dotations aux provisions, elles concernent exclusivement la couverture du risque « rest term » pour 2,0 M€ par rapport à 4,6 M€ au cours de l'exercice précédent suite à une nette diminution des consommations non mesurées et hors contrat ;
- au niveau des utilisations de provisions, elles concernent principalement le « rest term » pour - 2,5 M€ (- 2,5 M€) ;
- au niveau des reprises de provisions, notons une reprise de provisions concernant le « rest term » de 2018 pour - 1,2 M€ en 2024 par rapport à une reprise de - 7,0 M€ au cours de l'exercice précédent qui concernait alors la reprise de la provision « rest term » de 2017.

En résumé, les mouvements sur provisions se présentent comme suit :

(en M€)	2024	2023	Delta (impact résultat)
Dotations	2,0	4,6	- 2,6
Utilisations	- 2,6	- 0,1	- 2,5
Reprises	- 1,2	- 7,0	+ 5,7
Total	- 1,8	- 2,5	+ 0,6

• **Autres charges d'exploitation : 9 835 866,10 € (+ 3 035 511,69€)**

Cette rubrique porte essentiellement sur deux postes :

- **les moins-values sur réalisations d'immobilisations corporelles** pour un montant de 5,8 M€ reprennent essentiellement les démolitions. Celles-ci augmentent (+ 2,7 M€). L'augmentation s'explique d'une part, par les désaffectations sur le réseau électrique en augmentation de + 1,5 M€ (principalement liées à l'accélération du programme de déploiement smart meter impliquant la désaffectation de compteurs), et d'autre part, par des désaffectations liées à des travaux de démolition dans le cadre de l'agrandissement du hangar de Sibelga (+ 1,3 M€) ;
- **les moins-values sur réalisations de créances commerciales** qui sont comptabilisées pour 3,1 M€ en conformité avec le droit comptable et le cadre fiscal. Celles-ci sont stables par rapport à l'exercice précédent. Rappelons ici que la majorité de la charge concerne les créances pour fraudes et consommations hors contrat.

Le solde concerne principalement les accises spéciales pour 0,7 M€ en augmentation (+ 0,2 M€).

- **Charges d'exploitation non récurrentes : - 1 492,34 € (- 3 665,94 €)**

Les charges d'exploitation non récurrentes sont essentiellement les coûts relatifs à l'assainissement des sols (0,7M€), principalement lié au site de Forest, comme décrit précédemment, compensé par l'utilisation de la provision pour un montant équivalent.

Le résultat d'exploitation s'élève à 74 749 118,90 € contre 77 639 255,80 € au cours de l'exercice précédent.

Ce résultat d'exploitation diminue de 2 890 136,90 €. Le tableau synthétique ci-après résume les grandes tendances :

(en M€)	2024	2023	Impact résultat
Chiffre d'affaires	415,4	379,6	+ 35,8
Autres produits	24,0	33,2	- 9,2
Produits non récurrents	1,8	0,0	+ 1,8
Sous-total produits	441,2	412,8	+ 28,4
Approvisionnements	74,9	53,3	+ 21,6
Services et biens divers	211,9	204,9	+ 7,1
Amortissements	69,2	67,8	+ 1,5
Réductions de valeur	2,4	4,9	- 2,5
Mouvements sur provisions	- 1,8	- 2,5	+ 0,6
Autres charges (moins-values)	9,8	6,8	+ 3,0
Charges non récurrentes	0,0	0,0	0,0
Sous-total charges	366,4	335,2	+ 31,2
Résultat d'exploitation	74,7	77,6	- 2,9

Le résultat financier constitue une charge. Celle-ci s'élève à 7 572 282,69 € contre 4 409 586,58 € au cours de l'exercice précédent.

Le résultat financier diminue de 3 162 696,11 €.

- Au niveau des **produits financiers**, ceux-ci passent de 2 168 957,09 € à 2 928 625,96 € (+ 759 668,87 €).

Ceux-ci sont principalement composés d'intérêts sur les comptes à vue et placements pour 2,5 M€ (+ 1,0 M€), d'intérêts avances pour 0,2 M€ (- 0,3 M€), et des reprises de subsides en capital pour 0,1 M€ (s.q.).

Cette hausse des produits financiers découle essentiellement des intérêts générés par l'augmentation du cash disponible, consécutive à la souscription de nouveaux emprunts en 2024, ayant permis d'effectuer des placements financiers avec les excédents de trésorerie.

- Au niveau des **charges financières**, celles-ci passent de 6 578 543,67 € à 10 500 908,65 € (+ 3 922 364,98 €).

L'essentiel des charges concerne principalement les intérêts sur l'emprunt USPP de 2023 pour 8,0 M€ (+ 3,1 M€), les intérêts sur les emprunts bancaires pour 2,3 M€ (+ 2,2 M€) et les intérêts sur la ligne de crédit Synatom 0,1 M€ (s.q.).

L'augmentation des charges financières s'explique ainsi, d'une part, par la prise en compte d'une année complète de paiement des intérêts liés à l'emprunt USPP (+ 3,1 M€), partiellement compensée par l'extinction des intérêts sur coupons du précédent emprunt obligataire arrivé à échéance en 2023 (- 1,2 M€). Et d'autre part, cette hausse résulte également de la charge d'intérêts générée par les nouveaux emprunts contractés en 2024 (+2,2 M€).

Le bénéfice de l'exercice avant impôts se chiffre à 67 176 836,21 € par rapport à 73 229 669,22 € au cours de l'exercice précédent.

- **Prélèvements sur les impôts différés : 48 283,45 € (+ 10 502,56 €).**

Cette rubrique est alimentée au même rythme que l'amortissement des immobilisations corporelles financées partiellement par un subside d'investissement.

- **Les impôts sur le résultat**

Cette rubrique se chiffre à 18 157 618,37 € (- 2 544 511,59 €).

L'évolution à la baisse de la rubrique s'explique principalement par :

- la diminution de la base taxable (- 8,4 M€ * 25 % d'impôt = - 2,1 M€) :
 - La diminution du résultat avant impôts (- 6,1 M€),
 - Les variations de DNA et réserves (- 2,2 M€).
- Une reprise de provision taxable au taux historique.

Le bénéfice de l'exercice se chiffre à 49 067 501,29 € par rapport à 52 565 320,15 € au cours de l'exercice précédent.

Affectation de ce bénéfice

Il est proposé à l'Assemblée générale ordinaire du 17 juin 2025 de distribuer un dividende d'un montant de 49 124 844,69 € correspondant au bénéfice de l'exercice augmenté du prélèvement sur les réserves disponibles lié à l'amortissement des frais d'émission relatif à l'emprunt USPP contracté en 2023.

Cette proposition est conforme aux articles 6:114, 6:115 et 6:117 du CSA (**test d'actif net** qui fera l'objet d'un rapport séparé).

Cette proposition résiste au test de solvabilité qui consiste à interdire une distribution de dividendes si l'actif net est négatif ou le deviendrait à la suite d'une telle distribution.

Le paiement de ce montant sera effectué à fin juin 2025.

1.3. Tableau de financement

Ce tableau de synthèse représente l'ensemble des ressources mobilisées au cours de l'exercice et l'usage qui en a été fait.

Cash flow statement 31.12.2024 (M€)	Détail	Total
Cash Flow « activités opérationnelles »		
Résultat de l'exercice	49,1	
Charges non décaissées	69,9	
Évolution du fonds de roulement	-20,8	
Cash flow « activités opérationnelles » = (A)		98,2
Cash Flow « activités d'investissement »		
Investissements de l'exercice	-116,5	
Désinvestissement	5,8	
Cash flow « activités d'investissements » = (B)		-110,7
Cash Flow « activités de financement »		
Capital		
- augmentation	0,0	
- réduction	0,0	
Subsides en capital	0,9	
Dettes LT		
- augmentation	150,0	
- remboursement	-3,8	
Dividendes payés	- 52,0	
Cash flow « activités de financement » = (C)		95,0
Cash flow net = (A) + (B) + (C)		82,5
Liquidités et placements de trésorerie		
Début de période = (D)		6,3
Fin de période = (F)		88,8
Delta = (F) — (D)		82,5

2. Données sur les événements importants survenus après la clôture de l'exercice

Néant.

3. Indications sur les circonstances susceptibles d'avoir une influence notable sur le développement de la société

3.1. Tiers investisseur(s)

La société privée Electrabel s'étant retirée de l'intercommunale au 31 décembre 2012, les statuts de Sibelga autorisent l'arrivée d'un ou plusieurs tiers investisseurs à concurrence de maximum 30 % du capital social. Cette éventualité ne s'inscrit toutefois pas dans une perspective à court terme.

Les pouvoirs publics associés garderont, quoi qu'il arrive, une participation de minimum 70 % du capital social.

3.2. Contexte institutionnel, budgétaire et réglementaire en Région de Bruxelles-Capitale

Avec la nouvelle législature régionale et une fois un nouveau gouvernement de plein exercice mis en place, le cadre légal applicable aux activités de Sibelga est susceptible d'évoluer. On peut penser notamment aux ordonnances encadrant les marchés de l'électricité et du gaz, les réseaux d'énergie thermique ou encore la coopération intercommunale. Par ailleurs, la situation budgétaire difficile de la Région pourrait impacter négativement les missions de service public de Sibelga qui bénéficient de subsides régionaux.

3.3. Évolution du cadre européen

Les évolutions au niveau du cadre européen pourraient avoir des impacts sur les activités de Sibelga, notamment au travers de :

- **EU Gas and Hydrogen package et EU methane emissions regulation** : L'Union européenne a adopté une réforme importante de la réglementation gazière qui pourrait impacter les activités de distribution de gaz. Parmi les enjeux notons : la gestion des fuites sur le réseau, le déploiement des compteurs intelligents pour le gaz et les plans de désaffectation progressive des infrastructures gazières.
- **Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) et EU Omnibus Package** : L'évolution des exigences en matière de reporting et de transparence imposera à Sibelga une adaptation de ses processus de communication financière et extra-financière, notamment en ce qui concerne les critères environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG).

3.4. Risques et incertitudes

Le chapitre « Risques et incertitudes » évoqué ci-avant reprend également des indications sur les circonstances susceptibles d'avoir une influence notable sur le développement de la société.

4. Indications relatives aux activités en matière de recherche et de développement

Compte tenu des grands défis du secteur énergétique liés notamment aux besoins de décarbonation, à une part croissante de la production d'électricité renouvelable et intermittente, à l'évolution des usages (mobilité, chauffage) et à la fluctuation des prix énergétiques, il est de plus en plus nécessaire pour Sibelga d'être bien au fait des évolutions dans ces domaines.

Parmi les différentes actions de recherche et développement en cours chez Sibelga, mentionnons

- **une recherche, en collaboration avec des universitaires, sur la faisabilité de réseaux de chaleur dans certains quartiers à Bruxelles ;**
- **des études sur la flexibilité de la demande dans les réseaux basse tension** (en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau belges).

5. Politique de diversité

Sibelga est attentive à la diversité. A cet égard, depuis la dernière modification des statuts lors de l'assemblée générale du 16 juin 2020, chaque organe de la société doit faire preuve d'exemplarité et tendre vers une représentativité hommes/femmes d'au moins 1/3 - 2/3 au Comité directeur, et tendre vers la parité au Conseil d'administration.

C'est pourquoi, il est exigé des communes qu'elles présentent des candidats de sexe différent si elles disposent de plusieurs mandats.

6. Indications relatives à l'existence de succursales de la société

Néant.

7. Le bilan fait apparaître une perte reportée ou le compte de résultats fait apparaître pendant deux exercices successifs une perte de l'exercice.

Néant.

8. Toutes les informations qui doivent y être insérées en vertu du Code des Sociétés et Associations

Néant.

9. Utilisation des instruments financiers par la société

Si l'intercommunale dispose en cours d'exercice d'excédents de trésorerie, elle suit une politique prudente qui consiste à placer ces excédents en SICAV de trésorerie ou obligataires dont le risque est extrêmement réduit (cotations AAA ou AA) ou dans des comptes à terme, ou encore dans des billets de trésorerie d'institutions publiques bruxelloises.

En vue d'assurer, le cas échéant, le financement de ses activités, Sibelga dispose d'un programme MTN (Medium Term Notes) d'un montant de 200 M€.

Ceci termine nos commentaires par rapport aux comptes annuels 2024.

En conclusion, nous vous prions de bien vouloir approuver les comptes annuels tels qu'ils vous sont présentés.

VII. Administration et surveillance

1. Élections

Suite aux élections communales du 13 octobre 2024, plusieurs mandats d'administrateur sont devenus vacants. En application de l'article 17 des statuts, en cas de vacance d'un mandat d'administrateur, le conseil d'administration a le droit d'y pourvoir provisoirement, sur proposition de l'actionnaire qui a présenté l'administrateur dont le mandat est devenu vacant. L'assemblée générale, lors de sa première réunion, confirme le mandat de l'administrateur coopté.

Vous aurez dès lors à procéder, au cours de cette Assemblée, à la confirmation de la cooptation :

- d'un administrateur, Monsieur David CORDONNIER, appelé à achever le mandat précédemment détenu par Monsieur Christian BEOZIERE, démissionnaire.
- d'un administrateur, Monsieur Thomas ERALY, appelé à achever le mandat précédemment détenu par Madame Adelheid BYTTEBIER, démissionnaire.
- d'une administratrice, Madame Marie-Noëlle STASSART, appelée à achever le mandat précédemment détenu par Madame Cathy CLERBAUX, démissionnaire.
- d'un administrateur, Monsieur Ahmed OUARTASSI, appelé à achever le mandat précédemment détenu par Madame Caroline DUPONT, démissionnaire.
- d'une administratrice, Madame Gudrun WILLEMS, appelée à achever le mandat précédemment détenu par Monsieur Maxime BAUDAUX, démissionnaire.
- d'une administratrice, Madame Gloria GARCIA FERNANDEZ, appelée à achever le mandat précédemment détenu par Monsieur Leonidas PAPADIZ, démissionnaire.
- d'un administrateur, Monsieur Tanguy VERHEYEN, appelé à achever le mandat précédemment détenu par Monsieur Alexandre PIRSON, démissionnaire.
- d'un administrateur, Monsieur Serge JANSSEN, appelé à achever le mandat précédemment détenu par Madame Youssra SELLASSI, démissionnaire.
- d'une administratrice, Madame Valérie LOWAGIE, appelée à achever le mandat précédemment détenu par Madame Stéphanie PAULISSEN, démissionnaire.

Vous aurez également à acter la démission d'un administrateur, Monsieur Abdellah ACHAOUÏ, dont le mandat est resté vacant.

Par ailleurs, en application de l'article 16 des statuts, les mandats de tous les administrateurs prennent fin immédiatement après l'assemblée générale ordinaire qui suit le renouvellement des conseils communaux.

Vous serez dès lors appelés, au cours de cette Assemblée, à acter la fin de mandat de tous les administrateurs en fonction et à procéder à l'élection des membres du Conseil d'administration désignés par les conseils communaux des communes associées pour la période courant jusqu'à l'Assemblée générale de 2031.

Vous aurez enfin à procéder à la réélection ou au remplacement de la SRL EY, actuellement représentée par Monsieur C. D'Addario, commissaire-réviseur, dont le mandat prend fin après la tenue de cette Assemblée. Ce mandat, qui sera ainsi conféré, se terminera immédiatement après la tenue de l'Assemblée générale de 2028.

2. Décharge

Nous vous prions de bien vouloir donner, par un vote spécial, décharge à vos administrateurs et commissaire-réviseur de l'exécution de leur mandat pendant l'exercice 2024.

Bruxelles, le 13 mai 2025
Le Conseil d'administration

Rapport du commissaire à l'assemblée générale de Sibelga CV pour l'exercice clos le 31 décembre 2024

Dans le cadre du contrôle légal des Comptes Annuels de la société Sibelga CV (« la Société »), nous vous faisons rapport dans le cadre de notre mandat de commissaire. Ce rapport inclut notre opinion sur le bilan au 31 décembre 2024, le compte de résultats de l'exercice clos le 31 décembre 2024 ainsi que les annexes formant ensemble les « Comptes Annuels », et inclut également notre rapport sur d'autres obligations légales et réglementaires. Ces rapports constituent un ensemble et sont inséparables. Nous avons été nommés commissaire par l'assemblée générale du 21 juin 2022, conformément à la proposition de l'organe d'administration émise sur recommandation du comité d'audit. Notre mandat vient à échéance à la date de l'assemblée générale qui délibérera sur les Comptes Annuels au 31 décembre 2024. Nous avons exercé le contrôle légal des Comptes Annuels durant 12 exercices consécutifs.

Rapport sur l'audit des Comptes Annuels

Opinion sans réserve

Nous avons procédé au contrôle légal des Comptes Annuels de Sibelga CV, comprenant le bilan au 31 décembre 2024, ainsi que le compte de résultats pour l'exercice clos à cette date et l'annexe, dont le total du bilan s'élève à € 1 511 461 285 et dont le compte de résultats se solde par un bénéfice de l'exercice de € 49 067 501.

A notre avis, les Comptes Annuels donnent une image fidèle du patrimoine et de la situation financière de la Société au 31 décembre 2024, ainsi que de ses résultats pour l'exercice clos à cette date, conformément au référentiel comptable applicable en Belgique.

Fondement de notre opinion sans réserve

Nous avons effectué notre audit selon les normes internationales d'audit (International Standards on Auditing - ("ISA's") telles qu'applicables en Belgique. Par ailleurs, nous avons appliqué les ISA's approuvées par l' International Auditing and Assurance Standards Board ("IAASB") et applicables à la date de clôture et non encore approuvées au niveau national. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Nos responsabilités pour l'audit des Comptes Annuels » du présent rapport.

Nous nous sommes conformés à toutes les exigences déontologiques qui sont pertinentes pour notre audit des Comptes Annuels en Belgique, y compris celles relatives à l'indépendance.

Nous avons obtenu de l'organe d'administration et des préposés de la Société, les explications et informations requises pour notre audit et nous estimons que les éléments probants recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Responsabilités de l'organe d'administration dans le cadre de l'établissement des Comptes Annuels

L'organe d'administration est responsable de l'établissement des Comptes Annuels donnant une image fidèle conformément au référentiel comptable applicable en Belgique et aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique ainsi que du contrôle interne que l'organe d'administration estime nécessaire à l'établissement de Comptes Annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Dans le cadre de l'établissement des Comptes Annuels, l'organe d'administration est chargé d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de fournir, le cas échéant, des informations relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si l'organe d'administration a l'intention de mettre la Société en liquidation ou de cesser ses activités, ou s'il ne peut envisager une autre solution alternative réaliste.

Nos responsabilités pour l'audit des Comptes Annuels

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les Comptes Annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, et d'émettre un rapport du commissaire contenant notre opinion. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit effectué selon les normes ISA's permettra de toujours détecter toute anomalie significative lorsqu'elle existe. Des anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce qu'elles puissent, individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des Comptes Annuels prennent en se fondant sur ceux-ci.

Lors de l'exécution de notre contrôle, nous respectons le cadre légal, réglementaire et normatif qui s'applique à l'audit des Comptes Annuels en Belgique. L'étendue du contrôle légal des Comptes Annuels ne comprend pas d'assurance quant à la viabilité future de la Société ni quant à l'efficacité ou l'efficacités avec laquelle l'organe d'administration a mené ou mènera les affaires de la Société. Nos responsabilités relatives à l'application par l'organe d'administration du principe comptable de continuité d'exploitation sont décrites ci-après.

Dans le cadre d'un audit réalisé selon les normes ISA's, nous exerçons notre jugement professionnel et nous faisons preuve d'esprit critique tout au long de l'audit. Nous effectuons également les procédures suivantes:

- l'identification et l'évaluation des risques que les Comptes Annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, la définition et la mise en oeuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques
- et le recueil d'éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie provenant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;
- la prise de connaissance suffisante du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, mais non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Société;
- l'appréciation du caractère approprié des règles d'évaluation retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par l'organe d'administration, de même que des informations fournies par l'organe d'administration les concernant;
- conclure sur le caractère approprié de l'application par l'organe d'administration du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants recueillis, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport du commissaire sur les informations fournies dans les Comptes Annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport du commissaire. Néanmoins, des événements ou des situations futures pourraient conduire la Société à cesser son exploitation;
- évaluer la présentation d'ensemble, la forme et le contenu des Comptes Annuels, et apprécier si ces Comptes Annuels reflètent les transactions et les événements sous-jacents d'une manière telle qu'ils en donnent une image fidèle.

Nous communiquons au comité d'audit, constitué au sein de l'organe d'administration, notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux

Rapport sur d'autres obligations légales et réglementaires

Responsabilités de l'organe d'administration

L'organe d'administration est responsable de l'établissement et du contenu du rapport de gestion, du respect des dispositions légales et réglementaires applicables à la tenue de la comptabilité, ainsi que du respect du Code des sociétés et des associations et des statuts de la Société.

Responsabilités du Commissaire

Dans le cadre de notre mandat de commissaire et conformément à la norme belge complémentaire (Révisée) aux normes internationales d'audit (ISA's) applicables en Belgique, notre responsabilité est de vérifier, dans tous les aspects significatifs, le rapport de gestion, ainsi que le respect de certaines dispositions du Code des sociétés et des associations et des statuts, ainsi que de faire rapport sur ces éléments.

Aspects relatifs au rapport de gestion

À notre avis, après avoir effectué nos procédures spécifiques sur le rapport de gestion, le rapport de gestion concorde avec les Comptes Annuels et ce rapport de gestion a été établi conformément aux articles 3:5 et 3:6 du Code des sociétés et des associations.

Dans le cadre de notre audit des Comptes Annuels, nous devons également apprécier, en particulier sur la base des renseignements obtenus lors de l'audit, si le rapport de gestion comporte une anomalie significative, à savoir une information incorrectement formulée ou autrement trompeuse. Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'anomalie significative à vous communiquer.

Mentions relatives à l'indépendance

Notre cabinet de révision et notre réseau n'ont pas effectué de missions incompatibles avec le contrôle légal des Comptes Annuels et nous sommes restés indépendants vis-à-vis de la Société au cours de notre mandat.

Les honoraires pour les missions supplémentaires qui sont compatibles avec le contrôle légal des Comptes Annuels visés à l'article 3:65 du Code des sociétés et des associations ont été correctement déclarés et ventilés dans les annexes aux Comptes Annuels.

Autres mentions

- Sans préjudice d'aspects formels d'importance mineure, la comptabilité est tenue conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables en Belgique.
- L'affectation des résultats proposée à l'assemblée générale est conforme aux dispositions légales et statutaires.
- Nous n'avons pas connaissance d'opération conclue ou de décision prise en violation des statuts ou du Code des sociétés et des associations qui devrait être mentionnée dans notre rapport.
- Dans le cadre de l'article 6:115 du Code des sociétés et des associations nous avons établi le rapport d'examen limité joint en annexe relatif au test d'actif net. Nous avons évalué les données comptables et financières historiques et financières reprises dans le rapport de l'organe d'administration dans le cadre de la[les] distribution[s] décidée[s] par l'assemblée générale du 17 juin 2025 conformément à l'article 6:116 du Code des sociétés et des associations et avons transmis notre conclusion à l'organe d'administration.

EY Réviseurs d'Entreprises SRL Commissaire
Représentée par Carlo-Sébastien D'Addario *
Partner
* Agissant au nom d'une SRL

Diegem, le 30 mai 2025

Comptes annuels



Actif

	Codes	31/12/24	31/12/23
FRAIS D'ETABLISSEMENT	20	480 270,61	537 614,01
ACTIFS IMMOBILISES	21/28	1 335 495 387,68	1 294 042 480,09
II. Immobilisations incorporelles	21	4 998 539,02	3 210 519,00
III. Immobilisations corporelles	22/27	1 326 437 624,24	1 286 776 366,67
A. Terrains et constructions	22	67 202 085,52	68 943 095,78
B. Installations, machines et outillage	23	1 211 110 270,39	1 166 584 002,78
C. Mobilier et matériel roulant	24	48 023 851,12	51 119 098,63
E. Autres immobilisations corporelles	26	101 417,21	130 169,48
IV. Immobilisations financières	28	4 059 224,42	4 055 594,42
A. Entreprises liées	280/1	4 018 873,24	4 018 873,24
1. Participations	280	4 018 873,24	4 018 873,24
B. Entreprises avec lesquelles il existe un lien de participation	282/3	3 100,00	3 100,00
1. Participations	282	3 100,00	3 100,00
C. Autres immobilisations financières	284/8	37 251,18	33 621,18
1. Actions et parts	284	288,33	288,33
2. Créances et cautionnements en numéraire	285/8	36 962,85	33 332,85
ACTIFS CIRCULANTS	29/58	175 485 626,77	103 519 757,83
VI. Stocks et commandes en cours d'exécution	3	15 142 116,66	16 253 354,20
A. Stocks	30/36	15 142 116,66	16 253 354,20
1. Approvisionnements	30/31	15 142 116,66	16 253 354,20
VII. Créances à un an au plus	40/41	60 949 952,57	65 027 157,40
A. Créances commerciales	40	52 201 209,83	50 782 344,04
B. Autres créances	41	8 748 742,74	14 244 813,36
VIII. Placements de trésorerie	50/53	88 473 739,02	71 655,35
B. Autres placements	51/53	88 473 739,02	71 655,35
IX. Valeurs disponibles	54/58	337 886,15	6 239 862,63
X. Comptes de régularisation	490/1	10 581 932,37	15 927 728,25
TOTAL DE L'ACTIF	20/58	1 511 461 285,06	1 398 099 851,93

Passif

	Codes	31/12/24	31/12/23
CAPITAUX PROPRES	10/15	861 150 642,25	860 565 491,10
I. Apport	10/11	580 000 000,00	580 000 000,00
A. Indisponible	111	580 000 000,00	580 000 000,00
III. Plus-values de réévaluation	12	165 419 843,95	172 606 672,54
IV. Réserves	13	111 750 714,53	104 621 229,34
A. Réserves indisponibles	131	111 270 443,92	104 083 615,33
1. Réserves statutairement indisponibles	1311	200 000,00	200 000,00
2. Autres	1319	111 070 443,92	103 883 615,33
B. Réserves disponibles	133	480 270,61	537 614,01
VI. Subsidés en capital	15	3 980 083,77	3 337 589,22
PROVISIONS ET IMPOTS DIFFERES	16	14 190 656,53	18 349 119,45
VII. A. Provisions pour risques et charges	160/5	12 863 961,89	17 236 589,69
4. Obligations environnementales	163	214 262,12	2 756 665,13
5. Autres risques et charges	164/5	12 649 699,77	14 479 924,56
B. Impôts différés	168	1 326 694,64	1 112 529,76
DETTES	17/49	636 119 986,28	519 185 241,38
VIII. Dettes à plus d'un an	17	357 616 288,82	215 672 876,19
A. Dettes financières	170/4	357 016 854,73	214 000 000,00
1. Emprunts obligataires non subordonnés	171	190 000 000,00	190 000 000,00
2. Etablissements de crédit	173	167 016 854,73	24 000 000,00
D. Autres dettes	178/9	599 434,09	1 672 876,19

IX. Dettes à un an au plus	42/48	163 987 283,88	134 824 768,24
A. Dettes à plus d'un an échéant dans l'année	42	5 766 477,99	1 496 208,78
C. Dettes commerciales	44	90 745 279,39	65 357 133,97
1. Fournisseurs	440/4	90 745 279,39	65 357 133,97
D. Acomptes reçus sur commandes	46	15 205,25	3 826,25
E. Dettes fiscales, salariales et sociales	45	3 808 850,60	3 401 769,13
1. Impôts	450/3	3 808 502,63	3 401 680,99
2. Rémunérations et charges sociales	454/9	347,97	88,14
F. Autres dettes	47/48	63 651 470,65	64 565 830,11
X. Comptes de régularisation	492/3	114 516 413,58	168 687 596,95
TOTAL DU PASSIF	10/49	1 511 461 285,06	1 398 099 851,93

COMPTE DE RESULTATS	Codes	31/12/24	31/12/23
I. Ventes et prestations	70/76A	441 189 629,00	412 829 951,61
A. Chiffre d'affaires	70	415 398 290,01	379 624 510,56
B. Autres produits d'exploitation	74	23 991 077,37	33 170 202,07
E. Produits d'exploitation non récurrents	76A	1 800 261,62	35 238,98
II. Coût des ventes et des prestations	60/66A	-366 440 510,10	-335 190 695,81
A. Approvisionnements et marchandises	60	74 869 301,85	53 251 763,70
1. Achats	600/8	74 209 480,61	55 446 016,09
2. Stocks (réduction +, augmentation -)	609	659 821,24	-2 194 252,39
B. Services et biens divers	61	211 938 347,93	204 886 073,53
C. Rémunérations, charges sociales et pensions	62	30 312,72	29 224,80
D. Amortissements et réductions de valeur sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	630	69 245 888,34	67 777 814,38
E. Réductions de valeurs sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales (dotations +, reprises -)	631/4	2 352 510,29	4 896 153,33
F. Provisions pour risques et charges (dotations +, utilisations et reprises -)	635/8	-1 830 224,79	-2 452 861,94
G. Autres charges d'exploitation	640/8	9 835 866,10	6 800 354,41
I. Charges d'exploitation non récurrentes	66A	-1 492,34	2 173,60
III. Bénéfice (Perte) d'exploitation	9901	74 749 118,90	77 639 255,80
IV. Produits financiers	75/76B	2 928 625,96	2 168 957,09
A. Produits financiers récurrents	75	2 928 625,96	2 168 957,09
1. Produits des immobilisations financières	750	1 043,94	1 048,68
2. Produits des actifs circulants	751	2 779 554,41	2 051 474,95
3. Autres produits financiers	752/9	148 027,61	116 433,46

V. Charges financières	65/66B	-10 500 908,65	-6 578 543,67
A. Charges financières récurrentes	65	10 499 416,31	6 577 080,33
1. Charges des dettes	650	10 481 742,13	6 568 158,16
2. Autres charges financières	652/9	17 674,18	8 922,17
B. Charges financières non récurrentes	66B	1 492,34	1 463,34
VI. Bénéfice (Perte) de l'exercice avant impôts	9903	67 176 836,21	73 229 669,22
VII. Prélèvement sur les impôts différés	780	48 283,45	37 780,89
VIII. Impôts sur le résultat	67/77	-18 157 618,37	-20 702 129,96
A. Impôts	670/3	18 157 618,37	20 702 129,96
IX. Bénéfice (Perte) de l'exercice	9904	49 067 501,29	52 565 320,15
X. Bénéfice (Perte) de l'exercice à affecter	9905	49 067 501,29	52 565 320,15
AFFECTATIONS ET PRELEVEMENTS	Codes	31/12/24	31/12/23
A. Bénéfice à affecter	9906	49 067 501,29	52 565 320,15
1. Bénéfice de l'exercice à affecter	9905	49 067 501,29	52 565 320,15
B. Prélèvement sur les capitaux propres	791/2	-57 343,40	0,00
C. Affectation aux capitaux propres	691/2	0,00	537 614,01
1. Aux autres réserves	6921	0,00	537 614,01
F. Bénéfice à distribuer	694/7	49 124 844,69	52 027 706,14
1. Rémunération de l'apport	694	49 124 844,69	52 027 706,14

ANALYSE DES RESULTATS DE L'ACTIVITE AU :	31/12/24		31/12/23	
	Electricité	Gaz	Electricité	Gaz
	EUR	EUR	EUR	EUR
Distribution de gaz et d'électricité				
(Produits + / Charges -)				
Produits d'exploitation	244 152 162,63	98 175 387,44	218 907 741,35	90 024 040,81
Redevances de réseaux GRD	244 152 162,63	98 175 387,44	218 907 741,35	90 024 040,81
Frais de distribution	-135 701 748,75	-62 137 078,03	-114 763 957,55	-58 489 305,19
Entretien	-17 627 535,43	-10 013 103,50	-16 295 014,25	-10 284 346,77
Services techniques	-39 118 135,04	-24 224 446,89	-36 335 373,83	-22 598 121,48
Services généraux (hors pensions)	-69 457 433,61	-32 209 710,40	-65 224 897,18	-30 009 592,91
Services à la clientèle et commerciaux	-4 853 399,98	-2 693 459,01	-3 445 168,88	-1 996 670,28
Services logistiques	-5 452 518,33	-2 873 180,58	-4 690 568,41	-2 473 914,44
Gestion du système	-9 094 952,12	-6 457 766,36	-8 544 676,97	-6 178 380,01
Mesure & comptage	-7 539 142,66	-3 693 734,78	-6 924 473,91	-3 583 275,83
Redevances de voirie	-24 924 150,50	-12 544 081,58	-23 078 306,07	-11 236 589,61
Redevances diverses	1 413 380,95	-516 054,48	1 683 015,01	-248 540,78
Couvertures des pertes réseau	-20 592 238,62	0,00	-7 313 348,27	0,00
Travaux pour compte de tiers	-83 642,50	-95 858,44	-736 339,21	-109 747,04
Frais récupérés et transférés	61 628 019,09	33 184 317,99	56 141 194,42	30 229 873,96

Amortissements et désaffectations (régulé)	-46 359 668,89	-26 634 265,23	-42 367 006,14	-26 422 979,31
Pensions (rentes)	-2 540 226,54	-1 367 814,25	-2 748 356,47	-1 479 884,15
Obligations de service public (OSP)	-46 802 928,93	-4 393 959,03	-39 917 451,28	-620 200,57
Activités non régulées	-42 803,56	-26 479,28	-52 903,35	-34 452,33
Soldes tarifaires	39 845 197,94	15 394 151,54	35 695 133,05	18 457 287,27
Produits et charges divers	0,00	4 148 248,74	0,00	4 253 336,44
Embedded costs	-6 032 539,01	-1 758 169,71	-3 060 030,36	-1 487 317,15
Résultat non récurrent	757 657,08	630 091,59	-402 706,85	-51 437,82
Impôts	-13 608 316,11	-6 629 398,35	-15 277 623,25	-7 596 607,00
RESULTAT de l'EXERCICE	33 666 785,86	15 400 715,43	36 012 839,15	16 552 481,00

Annexe

ETAT DES FRAIS DE CONSTITUTION, D'AUGMENTATION DE L'APPORT, FRAIS D'EMISSION D'EMPRUNTS ET FRAIS DE RESTRUCTURATION	Codes	Exercice	Exercice précédent
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	20P	xxxxxxxxxxxxxx	537 614,01
Mutations de l'exercice			
Nouveaux frais engagés	8002	0,00	
Amortissements	8003	- 57 343,40	
Autres	8004		
Valeur comptable nette au terme de l'exercice	(20)	480 270,61	
Dont			
Frais de constitution, d'augmentation de l'apport, frais d'émission d'emprunts et autres frais d'établissement	200/2	480 270,61	
Frais de restructuration	204		

ÉTAT DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	Codes	Exercice	Exercice précédent
CONCESSIONS, BREVETS, LICENCES, SAVOIR-FAIRE, MARQUES ET DROITS SIMILAIRES			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8052P	xxxxxxxxxxxxxxx	3 210 519,00
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8022	1 788 020,02	
Cessions et désaffectations	8032	0,00	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8042	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8052	4 998 539,02	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8122P	xxxxxxxxxxxxxxx	0,00
Mutations de l'exercice			
Actés	8072	0,00	
Repris	8082	0,00	
Acquis de tiers	8092	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8102	0,00	
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8112	0,00	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8122	0,00	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(214)	4 998 539,02	

ÉTAT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	Codes	Exercice	Exercice précédent
TERRAINS ET CONSTRUCTIONS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191P	xxxxxxxxxxxxxx	112 441 714,92
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8161	1 256 114,05	
Cessions et désaffectations	8171	- 1 435 774,01	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8181	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8191	112 262 054,96	
Plus-values au terme de l'exercice	8251P	xxxxxxxxxxxxxx	944 831,44
Mutations de l'exercice			
Actées	8211	0,00	
Acquises de tiers	8221	0,00	
Annulées	8231	- 21 928,18	
Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8241	0,00	
Plus-values au terme de l'exercice	8251	922 903,26	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321P	xxxxxxxxxxxxxx	- 44 443 450,58
Mutations de l'exercice			
Actés	8271	- 1 720 082,16	
Repris	8281	0,00	
Acquis de tiers	8291	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8301	180 660,04	
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8311	0,00	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8321	- 45 982 872,70	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(22)	67 202 085,52	

	Codes	Exercice	Exercice précédent
INSTALLATIONS, MACHINES ET OUTILLAGE			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192P	xxxxxxxxxxxxxxxx	1 942 272 433,90
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8162	103 032 289,22	
Cessions et désaffectations	8172	- 13 546 311,14	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8182	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8192	2 031 758 411,98	
Plus-values au terme de l'exercice	8252P	xxxxxxxxxxxxxxxx	171 661 841,22
Mutations de l'exercice			
Actées	8212	0,00	
Acquises de tiers	8222	0,00	
Annulées	8232	- 7 164 900,53	
Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8242	0,00	
Plus-values au terme de l'exercice	8252	164 496 940,69	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322P	xxxxxxxxxxxxxxxx	- 947 350 272,34
Mutations de l'exercice			
Actées	8272	- 47 006 966,70	
Repris	8282	0,00	
Acquis de tiers	8292	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8302	9 212 156,76	
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8312	0,00	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8322	- 985 145 082,28	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(23)	1 211 110 270,39	

	Codes	Exercice	Exercice précédent
MOBILIER ET MATÉRIEL ROULANT			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193P	xxxxxxxxxxxxxxx	130 060 052,82
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8163	10 393 109,90	
Cessions et désaffectations	8173	- 12 419 569,68	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8183	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8193	128 033 593,04	
Plus-values au terme de l'exercice			
Plus-values au terme de l'exercice	8253P	xxxxxxxxxxxxxxx	105 820,50
Mutations de l'exercice			
Actées	8213	0,12	
Acquises de tiers	8223	0,00	
Annulées	8233	0,00	
Transférées d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8243	0,00	
Plus-values au terme de l'exercice	8253	105 820,62	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice			
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323P	xxxxxxxxxxxxxxx	- 79 046 774,69
Mutations de l'exercice			
Actés	8273	- 13 278 308,55	
Repris	8283	0,00	
Acquis de tiers	8293	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8303	12 209 520,70	
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8313	0,00	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8323	- 80 115 562,54	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(24)	48 023 851,12	

	Codes	Exercice	Exercice précédent
AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8195P	xxxxxxxxxxxxxxxx	358 275,26
Mutations de l'exercice			
Acquisitions, y compris la production immobilisée	8165	32 041,47	
Cessions et désaffectations	8175	- 85 768,35	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8185	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8195	304 548,38	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8325P	xxxxxxxxxxxxxxxx	- 228 105,78
Mutations de l'exercice			
Actés	8275	- 53 702,34	
Repris	8285	0,00	
Acquis de tiers	8295	0,00	
Annulés à la suite de cessions et désaffectations	8305	78 676,95	
Transférés d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8315	0,00	
Amortissements et réductions de valeur au terme de l'exercice	8325	- 203 131,17	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(26)	101 417,21	

ÉTAT DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	Codes	Exercice	Exercice précédent
ENTREPRISES LIÉES - PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8391P	xxxxxxxxxxxxxxxx	4 018 873,24
Mutations de l'exercice		0,00	
Acquisitions	8361	0,00	
Cessions et retraits	8371	0,00	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8381	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8391	4 018 873,24	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(280)	4 018 873,24	
ENTREPRISES AVEC LIEN DE PARTICIPATION PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392P	xxxxxxxxxxxxxxxx	3 100,00
Mutations de l'exercice		0,00	
Acquisitions	8362	0,00	
Cessions et retraits	8372	0,00	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8382	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8392	3 100,00	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(282)	3 100,00	
AUTRES ENTREPRISES - PARTICIPATIONS, ACTIONS ET PARTS			
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393P	xxxxxxxxxxxxxxxx	288,33
Mutations de l'exercice			
Acquisitions	8363	0,00	
Cessions et retraits	8373	0,00	
Transferts d'une rubrique à une autre (+)/(-)	8383	0,00	
Valeur d'acquisition au terme de l'exercice	8393	288,33	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(284)	288,33	

AUTRES ENTREPRISES - CRÉANCES	Codes	Exercice	Exercice précédent
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	285/8P	xxxxxxxxxxxxxxxx	33 332,85
Mutations de l'exercice			
Additions	8583	3 630,00	
Remboursements	8593	0,00	
Réductions de valeur actées	8603	0,00	
Réductions de valeur reprises	8613	0,00	
Différences de change (+)/(-)	8623	0,00	
Autres (+)/(-)	8633	0,00	
VALEUR COMPTABLE NETTE AU TERME DE L'EXERCICE	(285/8)	36 962,85	

Information relative aux participations

Participations et droits sociaux détenus dans d'autres entreprises

Sont mentionnées ci-après, les entreprises dans lesquelles l'entreprise détient une participation (comprise dans les rubriques 280 et 282 de l'actif) ainsi que les autres entreprises dans lesquelles l'entreprise détient des droits sociaux (compris dans les rubriques 284 et 51/53 de l'actif) représentant 10 % au moins du capital souscrit.

DÉNOMINATION, adresse complète du SIÈGE et pour les entreprises de droit belge, mention du NUMÉRO D'ENTREPRISE	Droits sociaux détenus			Données extraites des derniers comptes annuels disponibles			
	directement		par les filiales	Comptes annuels arrêtés au	Code devise	Capitaux propres	Résultat net
	Nombre	%	%			(+) of (-) (en unités)	
1) BRUSSELS NETWORK OPERATIONS 706 Société coopérative BE 0881 278 355 Quai des Usines 16, 1000 Bruxelles, Belgique Fixe	189	97,93		31/12/2024	EUR	23 229,04	1 032,55
2) ATRIAS 706 Société coopérative BE 0836 258 873 Boulevard du Roi Albert II, 37, 1030 Bruxelles, Belgique Variable	62	16,67		31/12/2023	EUR	18 600,00	0,00

PLACEMENTS DE TRÉSORERIE ET COMPTES DE RÉGULARISATION DE L'ACTIF	Codes	Exercice	Exercice précédent
PLACEMENTS DE TRÉSORERIE - AUTRES PLACEMENTS			
Titres à revenu fixe	52	40 500 000,00	0,00
Titres à revenu fixe émis par des établissements de crédit	8684	40 500 000,00	0,00
Comptes à terme détenus auprès des établissements de crédit	53	47 973 739,02	71 655,35
Avec une durée résiduelle ou de préavis			
<i>d'un mois au plus</i>	<i>8686</i>	<i>47 964 393,71</i>	<i>62 310,04</i>
<i>de plus d'un mois à un an au plus</i>	<i>8687</i>	<i>9 345,31</i>	<i>9 345,31</i>
<i>de plus d'un an</i>	<i>8688</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
Autres placements de trésorerie non repris ci-avant	8689		
COMPTES DE RÉGULARISATION		Exercice	
Ventilation de la rubrique 490/1 de l'actif si celle-ci représente un montant important			
1. Charges à reporter		5 940 655,40	
2. Produits acquis		4 641 276,97	

ÉTAT DE L'APPORT ET STRUCTURE DE L'ACTIONNARIAT	Codes	Exercice	Exercice précédent
ÉTAT DE L'APPORT			
Apport			
Indisponible au terme de l'exercice	100P	xxxxxxxxxxxxxx	580 000 000,00
Indisponible au terme de l'exercice	(100)	580 000 000,00	
	Codes	Montants	Nombre d'actions
Modifications au cours de l'exercice			
Actions nominatives	8702	xxxxxxxxxxxxxx	
Actions dématérialisées	8703	xxxxxxxxxxxxxx	0

Structure de l'actionnariat de la société à la date de clôture de ses comptes

telle qu'elle résulte des déclarations reçues par la société en vertu de l'article 7:225 du Code des sociétés et des associations, l'article 14, alinéa 14 de la loi du 2 mai 2007 relative à la publicité des participations importantes ou l'article 5 de l'arrêté royal du 21 août 2008 fixant les règles complémentaires applicables à certains systèmes multilatéraux de négociation.

DÉNOMINATION des personnes détenant des droits sociaux dans la société, avec mention de l'ADRESSE (du siège statutaire pour les personnes morales) et, pour les entreprises de droit belge, mention du NUMÉRO D'ENTREPRISE	Droits sociaux détenus			
	Nature	Nombre de droits de vote		
		Attachés à des titres	Non liés à des titres	%
1) Interfin SC BE 0222.944.897 quai des Usines 16, 1000 Bruxelles, Belgique	Parts A et E	5 799 962		99,99
2) Les 19 communes bruxelloises BE 0000.009.797 Maison communale 9999, 1000 Bruxelles-ville, Belgique	Parts A	38		0,01

PROVISIONS POUR AUTRES RISQUES ET CHARGES	Exercice
VENTILATION DE LA RUBRIQUE 164/5 DU PASSIF SI CELLE-CI REPRÉSENTE UN MONTANT IMPORTANT	
1) Provision Rest-term	11 642 545,73
2) Provision Cogénération	1 007 154,04

ÉTAT DES DETTES ET COMPTES DE RÉGULARISATION DU PASSIF	Codes	Exercice
VENTILATION DES DETTES A L'ORIGINE À PLUS D'UN AN, EN FONCTION DE LEUR DURÉE RÉSIDUELLE		
Dettes à plus d'un an échéant dans l'année		
Dettes financières	8801	4 693 035,89
<i>Emprunts subordonnés</i>	8811	
<i>Emprunts obligataires non subordonnés</i>	8821	0,00
<i>Dettes de location-financement et dettes assimilées</i>	8831	
<i>Etablissements de crédit</i>	8841	4 693 035,89
<i>Autres emprunts</i>	8851	
Dettes commerciales	8861	
<i>Fournisseurs</i>	8871	
<i>Effets à payer</i>	8881	
Acomptes sur commandes	8891	
Autres dettes	8901	1 073 442,10
Total des dettes à plus d'un an échéant dans l'année	(42)	5 766 477,99
Dettes ayant plus d'un an mais 5 ans au plus à courir		
Dettes financières	8802	20 369 332,32
<i>Emprunts subordonnés</i>	8812	
<i>Emprunts obligataires non subordonnés</i>	8822	
<i>Dettes de location-financement et dettes assimilées</i>	8832	
<i>Etablissements de crédit</i>	8842	20 369 332,32
<i>Autres emprunts</i>	8852	
Dettes commerciales	8862	
<i>Fournisseurs</i>	8872	
<i>Effets à payer</i>	8882	
Acomptes sur commandes	8892	
Autres dettes	8902	599 434,09
Total des dettes ayant plus d'un an mais 5 ans au plus à courir	8912	20 968 766,41

Dettes ayant plus de 5 ans à courir		
Dettes financières	8803	336 647 522,41
<i>Emprunts subordonnés</i>	8813	
<i>Emprunts obligataires non subordonnés</i>	8823	190 000 000,00
<i>Dettes de location-financement et dettes assimilées</i>	8833	
<i>Etablissements de crédit</i>	8843	146 647 522,41
<i>Autres emprunts</i>	8853	
Dettes commerciales	8863	
<i>Fournisseurs</i>	8873	
<i>Effets à payer</i>	8883	
Acomptes sur commandes	8893	
Autres dettes	8903	
Total des dettes ayant plus de 5 ans à courir	8913	336 647 522,41
	Codes	Exercice
DETTES FISCALES, SALARIALES ET SOCIALES		
Impôts (rubrique 450/3 et 178/9 du passif)		
Dettes fiscales échues	9072	
Dettes fiscales non échues	9073	3 408 716,51
Dettes fiscales estimées	450	399 786,12
Rémunérations et charges sociales (rubrique 454/9 et 178/9 du passif)		
Dettes échues envers l'Office National de Sécurité Sociale	9076	
Autres dettes salariales et sociales	9077	347,97
COMPTES DE RÉGULARISATION		Exercice
Ventilation de la rubrique 492/3 du passif si celle-ci représente un montant important		
1) Bonus/malus régulateur		110 685 169,21
2) Charges financières sur dettes		1 135 029,41
3) Autres		2 696 214,96

RÉSULTATS D'EXPLOITATION	Codes	Exercice	Exercice précédent
PRODUITS D'EXPLOITATION			
Chiffre d'affaires net			
Ventilation par catégorie d'activité			
1) Électricité		297 232 533,58	267 934 016,07
2) Gaz		118 165 756,43	111 690 494,49
Ventilation par marché géographique			
1) Belgique		415 398 290,01	379 624 510,56
Autres produits d'exploitation			
Subsides d'exploitation et montants compensatoires obtenus des pouvoirs publics	740	4 517 501,79	4 829 333,82
CHARGES D'EXPLOITATION			
Frais de personnel			
Pensions de retraite et de survie	624	30 312,72	29 224,80
Réductions de valeur			
Sur stocks et commandes en cours			
Actées	9110	451 416,30	1 074 117,88
Reprises	9111		
Sur créances commerciales			
Actées	9112	11 382 977,38	13 002 400,24
Reprises	9113	- 9 481 883,39	- 9 180 364,79
Provisions pour risques et charges			
Constitutions	9115	1 976 244,64	4 601 399,69
Utilisations et reprises	9116	- 3 806 469,43	- 7 054 261,63
Autres charges d'exploitation			
Impôts et taxes relatifs à l'exploitation	640	299 514,93	273 050,68
Autres	641/8	28 386 486,18	19 555 263,09

RÉSULTATS FINANCIERS	Codes	Exercice	Exercice précédent
PRODUITS FINANCIERS RÉCURRENTS			
Autres produits financiers			
Subsides accordés par les pouvoirs publics et imputés au compte de résultats			
<i>Subsides en capital</i>	9125	144 850,45	113 342,83
<i>Subsides en intérêts</i>	9126		
Ventilation des autres produits financiers			
Différences de change réalisées	754	0,00	6,45
Intérêts créditeurs sur dettes		0,00	0,00
<i>Divers</i>		3 177,16	3 084,18
CHARGES FINANCIÈRES RÉCURRENTES			
Amortissement des frais d'émission d'emprunts	6501	57 343,40	35 819,99
Intérêts portés à l'actif	6502		
Réductions de valeur sur actifs circulants			
Actées	6510		
Reprises	6511		
Autres charges financières			
Montant de l'escompte à charge de la société sur la négociation de créances	653		
Provisions à caractère financier			
Dotations	6560		
Utilisations et reprises	6561		
Ventilation des autres charges financières			
Différences de change réalisées	654	75,91	21,61
Ecart de conversion sur devises	655		
<i>Autres</i>		17 598,27	8 900,56

PRODUITS ET CHARGES DE TAILLE OU D'INCIDENCE EXCEPTIONNELLE	Codes	Exercice	Exercice précédent
Produits non récurrents	76	1 800 261,62	35 238,98
Produits d'exploitation non récurrents	(76A)	1 800 261,62	35 238,98
Reprises d'amortissements et de réductions de valeur sur immobilisations incorporelles et corporelles	760		
Reprises de provisions pour risques et charges d'exploitation exceptionnels	7620	1 800 261,62	3 636,94
Plus-values sur réalisation d'immobilisations incorporelles et corporelles	7630		
Autres produits d'exploitation non récurrents	764/8	0,00	31 602,04
Produits financiers non récurrents	(76B)	0,00	0,00
Reprises de réductions de valeur sur immobilisations financières	761		
Reprises de provisions pour risques et charges d'exploitation financiers exceptionnels	7621		
Plus-values sur réalisation d'immobilisations financières	7631		
Autres produits financiers non récurrents	769	0,00	0,00

	Codes	Exercice	Exercice précédent
CHARGES NON RÉCURRENTES	66	0,00	3 636,94
Charges d'exploitation non récurrentes	(66A)	- 1 492,34	2 173,60
Amortissements et réductions de valeur non récurrents sur frais d'établissement, sur immobilisations incorporelles et corporelles	660	0,00	0,00
Provisions pour risques et charges d'exploitation exceptionnels : dotations (utilisations) (+)/(-)	6620	- 742 141,39	
Moins-values sur réalisation d'immobilisations incorporelles et corporelles	6630		
Autres charges d'exploitation non récurrentes	664/7	740 649,05	2 173,60
Charges d'exploitation non récurrentes portées à l'actif au titre de frais de restructuration (-)	6690		
Charges financières non récurrentes	(66B)	1 492,34	1 463,34
Réductions de valeur sur immobilisations financières	661		
Provisions pour risques et charges financiers exceptionnels: dotations (utilisations) (+)/(-)	6621		
Moins-values sur réalisation d'immobilisations financières	6631		
Autres charges financières non récurrentes	668	1 492,34	1 463,34
Charges financières non récurrentes portées à l'actif au titre de frais de restructuration	6691		

IMPÔTS ET TAXES	Codes	Exercice
IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT		
Impôts sur le résultat de l'exercice	9134	18 157 618,37
Impôts et précomptes dus ou versés	9135	17 757 832,25
Excédent de versements d'impôts ou de précomptes porté à l'actif	9136	
Suppléments d'impôts estimés	9137	399 786,12
Impôts sur le résultat d'exercices antérieurs	9138	0,00
Suppléments d'impôts dus ou versés	9139	0,00
Suppléments d'impôts estimés ou provisionnés	9140	
Principales sources de disparités entre le bénéfice avant impôts, exprimé dans les comptes, et le bénéfice taxable estimé		
1) Dépenses non admises (sans comptes 67 et 77)		212 317,09
2) Amortissement de la plus-value de réévaluation		7 186 828,59
3) Majoration de la situation de début des réserves		- 99 317,35
4) Bénéfice taxable à 33,99% (écart taux)		0,00
5) Bénéfice taxable à 29,58% (écart taux)		1 237 768,98
Sources de latences fiscales		
Latences actives	9141	2 000 411,34
Pertes fiscales cumulées, déductibles des bénéfices taxables ultérieurs	9142	
Autres latences actives	9142	
1) Réd. de valeurs/créances commerciales (exonérées)		2 000 411,34
Latences passives	9144	165 419 843,95
Ventilation des latences passives		
1) Plus-value de réévaluation sur immo. corporelles		165 419 843,95

	Codes	Exercice	Exercice précédent
TAXES SUR LA VALEUR AJOUTÉE ET IMPÔTS À CHARGE DE TIERS			
Taxes sur la valeur ajoutée, portées en compte			
À l'entreprise (déductibles)	9145	94 134 058,72	85 301 866,57
Par l'entreprise	9146	110 219 504,64	99 898 451,51
Montants retenus à charge de tiers, au titre de			
Précompte professionnel	9147	29 506,93	27 655,82
Précompte mobilier	9148		
DROITS ET ENGAGEMENTS HORS BILAN		Exercice	
ENGAGEMENTS RÉSULTANT DE GARANTIES TECHNIQUES ATTACHÉES À DES VENTES OU PRESTATIONS DÉJÀ EFFECTUÉES			
1) Garanties données à la région		498 437,92	
2) Garanties données par divers fournisseurs		11 451 429,26	
3) Garanties données par divers suppliers		118 147 597,05	
4) Garanties Interfin pour charges de pensions		0,00	
5) Engagements clientèle pour appareils en location		97 401,97	
6) Conventions, lettres de mission et divers		11,00	

Montant, nature et forme des litiges et autres engagements importants

Régimes complémentaires de pension de retraite ou de survie instaurés au profit du personnel ou des dirigeants

Description succincte

Engagements de pensions envers les administrateurs et commissaires d'anciennes intercommunales

RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES LIÉES, LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES AUTRES ENTREPRISES AVEC LESQUELLES IL EXISTE UN LIEN DE PARTICIPATION	Codes	Exercice	Exercice précédent
ENTREPRISES LIÉES			
Immobilisations financières	(280/1)	4 018 873,24	4 018 873,24
Participations	(280)	4 018 873,24	4 018 873,24
Créances subordonnées	9271		
Autres créances	9281		
Créances	9291	0,00	0,00
A plus d'un an	9301		
A un an au plus	9311	0,00	0,00
Dettes	9351	0,00	39 185 251,14
A plus d'un an	9361		
A un an au plus	9371	0,00	39 185 251,14
Résultats financiers			
Produits des immobilisations financières	9421	1 011,15	1 011,15
Produits des actifs circulants	9431		
Autres produits financiers	9441		
Charges des dettes	9461		
Autres charges financières	9471		
AUTRES ENTREPRISES AVEC UN LIEN DE PARTICIPATION			
Immobilisations financières	9252	3 100,00	3 100,00
Participations	9262	3 100,00	3 100,00
Créances subordonnées	9272		
Autres créances	9282		
Créances	9292	0,00	0,00
À plus d'un an	9302		
À un an au plus	9312	0,00	0,00
Dettes	9352	381 157,82	0,00
À plus d'un an	9362	0,00	0,00
À un an au plus	9372	381 157,82	

Transactions avec des parties liées effectuées dans des conditions autres que celles du marché

Mention de telles transactions si elles sont significatives, y compris le montant de ces transactions, la nature des rapports avec la partie liée, ainsi que toute autre information sur les transactions qui serait nécessaire pour obtenir une meilleure compréhension de la situation financière de la société :

1) Néant

RELATIONS FINANCIÈRES	Codes	Exercice
AVEC LES ADMINISTRATEURS ET GÉRANTS, LES PERSONNES PHYSIQUES OU MORALES QUI CONTROLONT DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT LA SOCIÉTÉ SANS ETRE LIÉES À CELLE-CI OU LES AUTRES ENTREPRISES CONTROLÉES DIRECTEMENT OU INDIRECTEMENT PAR CES PERSONNES		
Rémunérations directes et indirectes et pensions attribuées, à charge du compte de résultats, pour autant que cette mention ne porte pas à titre exclusif ou principal sur la situation d'une seule personne identifiable		
Aux administrateurs et gérants	9503	60 508,40
Aux anciens administrateurs et anciens gérants	9504	5 188,10
AVEC LE OU LES COMMISSAIRE(S) ET LES PERSONNES AVEC LESQUELLES IL EST LIÉ (ILS SONT LIÉS)		
Émoluments du (des) commissaire(s)	9505	70 015,05
Émoluments pour prestations exceptionnelles ou missions particulières accomplies au sein de la société par le(s) commissaire(s)		
Autres missions d'attestation	95061	2 990,75
Missions de conseils fiscaux	95062	
Autres missions extérieures à la mission révisoriale	95063	

Mentions en application de l'article 3:64, §2 et §4 du Code des sociétés et des associations

Déclaration relative aux comptes consolidés

Informations à compléter par les sociétés soumises aux dispositions du code des sociétés et des associations relatives aux comptes consolidés

L'entreprise n'établit pas de comptes consolidés ni de rapport consolidé de gestion, parce qu'elle en est exemptée pour la raison suivante :

- L'entreprise est elle-même filiale d'une entreprise mère qui établit et publie des comptes consolidés dans lesquels ses comptes annuels sont intégrés par consolidation.

Dans l'affirmative, justification du respect des conditions d'exemption prévues à l'article 113, § 2 et 3 du Code des Sociétés:

En référence à l'article 3:26 CSA, nous déclarons que la SC INTERFIN détenant 99,9993% des parts matérielles du capital social de Sibelga consolide par la méthode d'intégration globale les éléments relatifs à notre intercommunale dans ses comptes consolidés.

Nom, adresse complète du siège et, s'il s'agit d'une entreprise de droit belge, numéro d'entreprise de l'entreprise mère qui établit et publie les comptes consolidés en vertu desquels l'exemption est autorisée:

INTERFIN SC
BE 0222 944 897
quai des Usines 16,
1000 Bruxelles
Belgique

Informations à compléter par la société si elle est filiale ou filiale commune

Nom, adresse complète du siège et, s'il s'agit d'une entreprise de droit belge, numéro d'entreprise de l'entreprise mère et indication si cette entreprise mère établit et publie des comptes consolidés dans lesquels ses comptes annuels sont intégrés par consolidation :

INTERFIN SC
BE 0222 944 897
quai des usines 16,
1000 Bruxelles,
Belgique

L'entreprise mère établit et publie des comptes consolidés.
Il s'agit d'informations données pour l'ensemble le plus grand.

Règles d'évaluation

1. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les frais de développement ou de logiciel sont comptabilisés en charge au cours de l'exercice dans lequel ils ont été payés ou réceptionnés.

Les certificats verts non vendus au 31 décembre sont comptabilisés au sein de la rubrique 21, conformément à l'avis CNC 2009/14. Ces certificats verts sont activés à la valeur pour laquelle le gestionnaire de réseau de transport local (ELIA) se voit imposer une obligation d'achat (article 28§1 de l'Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région Bruxelles Capitale).

2. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Eu égard aux contraintes comptables découlant du régime particulier de contrôle auquel les entreprises de notre secteur sont soumises, le Ministère des Affaires Economiques nous a autorisés, en vertu de l'article 15 de la loi du 17 juillet 1975 relative à la comptabilité et aux comptes annuels des entreprises, à adapter les rubriques des immobilisations corporelles du bilan.

Cette modification consiste essentiellement en un transfert :

1. du génie civil, de la rubrique 22 à la rubrique 23 ;
2. de l'outillage, de la rubrique 23 à la rubrique 24 ;
3. des maisons d'habitation, de la rubrique 26 à la rubrique 22.

Valeur d'acquisition

Les immobilisations corporelles sont portées à l'actif du bilan à leur prix d'acquisition ou de revient, ou à leur valeur d'apport.

Frais accessoires

Les frais accessoires sont inclus dans la valeur d'acquisition des immobilisations corporelles concernées.

Ceux-ci comprennent notamment la T.V.A. non déductible qui a grevé les investissements jusqu'au 30 juin 1980. Les frais accessoires sont amortis au même rythme que les installations auxquelles ils se rapportent.

Interventions de tiers

Les interventions de tiers dans le financement des immobilisations corporelles sont portées en déduction des valeurs d'acquisition de celles-ci. Elles sont, en outre, déduites de la base d'amortissement desdites installations.

Amortissements

Les amortissements sont calculés sur base de la méthode linéaire. Les installations donnant lieu à amortissement sont celles existant au 31 décembre de l'exercice considéré. Les taux d'amortissement à prendre en considération sont les suivants :

- 0% sur les terrains repris sous les codes 22
- 3% sur les bâtiments industriels repris sous les codes 22
- 2% sur les autres constructions reprises sous les codes 22
- 2% sur les câbles basse et haute tensions repris sous les codes 23
- 2% sur les canalisations basse et moyenne pressions reprises sous les codes 23
- 3% sur les postes, cabines et stations, repris sous les codes 23
- 3% sur les raccordements repris sous les codes 23
- 6% sur les appareils de mesure non intelligents gaz repris sous les codes 23, à partir de l'exercice comptable 2022 et avec effet rétroactif au 01/01/2020 (Méthodologie 2020-2024 Brugel)
- 6% sur les appareils de mesure non intelligents électricité repris sous les codes 23
- 6,67 % sur les compteurs dans les stations de réception gaz repris sous les codes 23
- 10% sur les autres immobilisations reprises sous les codes 23
- 20% sur le matériel roulant repris sous les codes 24
- 33,33% sur le matériel informatique et bureautique repris sous les codes 24
- 10% sur les autres immobilisations reprises sous les codes 24
- 20% sur les radiateurs donnés en location repris sous les codes 26.

Différence initiale entre la RAB et la valeur comptable des immobilisations corporelles

Jusque fin 2009, les immobilisations corporelles étaient valorisées à l'actif du bilan sur base de la valeur comptable (soit la valeur d'acquisition diminuée du fonds d'amortissement) réévaluée en conformité avec la dérogation obtenue du Ministère des Affaires Economiques en date du 22 novembre 1985.

La valeur initiale des capitaux investis (iRAB) a été déterminée sur base d'un inventaire technique des immobilisations corporelles valorisées à leur valeur économique au 31.12.2001 pour les immobilisations corporelles électricité et au 31.12.2002 pour les immobilisations corporelles gaz.

Les arrêtés tarifaires imposent que la RAB évolue selon la formule suivante :

$$RAB_n = iRAB + \text{investissements } n - \text{amortissements } n - \text{désaffectations } n.$$

Le régulateur exige de pouvoir, à tout moment, réconcilier la RAB introduite dans les propositions tarifaires avec les états comptables des GRD.

Sibelga a décidé de comptabiliser à partir de 2010 la RAB dans ses comptes et a, pour cette raison :

- annulé les plus-values historiques dans ses comptes,
- comptabilisé la différence entre la RAB et la valeur comptable des immobilisations corporelles (non réévaluée) au 31/12/2009. Cette différence, dénommée plus-value RAB est comptabilisée dans des rubriques séparées des immobilisations corporelles.

L'article 5 §1er de l'A.R. du 2 septembre 2008 stipule que la partie de la plus-value RAB relative aux équipements mis hors service dans le courant de l'année concernée, doit être déduite annuellement de la RAB. Cette déduction de la plus-value est reprise dans les coûts à un taux de 2% l'an dans la première période régulatoire (2009-2012).

Sibelga a appliqué cette disposition à partir de l'exercice comptable 2010 et suite au gel des tarifs pour les années 2013 et 2014, le taux de 2% a été maintenu.

Depuis 2015, Sibelga suit la méthodologie mise en place par le Régulateur Brugel qui impose d'amortir la plus-value RAB au taux de l'actif sous-jacent, en conformité avec le droit comptable.

3. STOCKS

Les sorties de stocks sont valorisées au prix moyen pondéré.

Les articles autres que ceux destinés à l'éclairage public non mouvementés durant une période excédant 12 mois sont soumis à un examen systématique :

- s'ils sont non-utilisables, ils seront rebutés à 100% ;
- s'ils sont utilisables mais que la quantité stockée excède 5 ans de consommation, ils subiront une réduction de valeur de minimum 50%.

Vu leurs particularités, les articles destinés à l'éclairage public non mouvementés durant une période excédant 12 mois sont soumis à un examen systématique :

- s'ils sont non-utilisables, ils seront rebutés à 100% ;

Dans les autres cas, les articles conservent leur valeur d'origine.

4. CRÉANCES À UN AN AU PLUS

Les créances composant cette rubrique y sont reprises à leur valeur nominale. Elles comprennent notamment les montants à recevoir de la clientèle et des communes pour fournitures d'énergie, travaux et divers. Elles sont amputées de celles considérées comme irrécouvrables en ce compris celles afférentes aux faillites connues.

Ces créances irrécouvrables entraînent des réductions de valeur qui sont prises en charge par le débit du compte de résultats (Réductions de valeur sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales code 631/4 et aussi plus précisément à l'annexe 6.10 codes 9112). Lorsqu'une partie en est recouvrée par la suite, le montant récupéré figure au crédit du compte de résultats (Réductions de valeur sur stocks, sur commandes en cours d'exécution et sur créances commerciales code 631/4 et aussi plus précisément à l'annexe 6.10 codes 9113 ou Autres produits d'exploitation sous le code 74).

Pour ce qui concerne les créances commerciales se rapportant à des activités annexes à l'activité principale de gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité en Région de Bruxelles capitale, à savoir :

- a. la fourniture obligatoire de gaz et d'électricité aux « clients protégés »
- b. les situations de « bris de scellés »
- c. les situations de « fraudes »
- d. d'autres situations particulières :
 - les locations radiateurs
 - les foires et festivités
 - les consommations sans contrat (hors fraudes et bris de scellés)
 - les prestations diverses (petits travaux)

Sibelga a obtenu du Service des Décisions Anticipées en matière fiscale un ruling permettant de traiter les réductions de valeur sur ces différentes catégories de créances. Ce ruling se base sur une méthodologie qui permet la déductibilité fiscale conformément aux dispositions de l'article 48 du Code des impôts sur les revenus (CIR) et des articles 22, 23 et 27 de l'arrêté d'exécution du CIR (AR/CIR).

La méthodologie consiste à procéder à des réductions de valeur par catégorie de créances en fonction de données statistiques historiques d'irrécouvrabilité relevées au cours des exercices précédant l'exercice clôturé.

Ce taux est ajusté chaque année en fonction de la réalité mesurée.

La rubrique Autres créances (classe 41) reprend un montant de créances à court terme envers la société liée Atrias. Cette créance a été maintenue en court terme compte tenu qu'il s'agit d'un système d'avance en compte-courant mis en place avec Atrias et qu'il n'y a pas d'éléments à disposition du conseil d'administration de Sibelga permettant d'établir un reclassement long terme/court terme.

5. SUBSIDES EN CAPITAL

Les subsides composant cette rubrique sont amortis au même rythme que les installations reprises au point « Immobilisations corporelles » pour lesquelles ces subsides ont été obtenus.

6. PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Ces provisions sont créées en fonction des risques identifiés et sont calculées conformément aux décisions prises par le Conseil d'Administration.

7. DETTES À PLUS D'UN AN ET DETTES À UN AN AU PLUS

Les montants composant ces rubriques y sont repris à leur valeur nominale.

8. COMPTES DE RÉGULARISATION

Les comptes de régularisation du passif reprennent principalement les soldes régulatoires non maîtrisables. Ceux-ci seront affectés en fonction de dispositions à prendre par le régulateur compétent.

Les incitants sur KPI sont évalués et octroyés annuellement lors du contrôle ex post de l'année N et sont comptabilisés en année N+1, conformément à ce que prévoit la méthodologie tarifaire établie par Brugel. Le résultat de l'incentive regulation sur KPI de l'année N sera donc comptabilisé en principe en année N+1, une fois que le régulateur en aura déterminé la valeur.



Sibelga Sc
Quai des Usines 16 - 1000 Bruxelles
Tél : 02 274 31 11
e-mail : info@sibelga.be
www.sibelga.be

