

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

DECISION (BRUGEL-DECISION-20221108-216)

**Relative aux soldes tarifaires rapportés par le gestionnaire
de réseaux SIBELGA portant sur l'exercice d'exploitation
2021**

Gaz

**Etablie en application de l'article 10ter, 18° de l'ordonnance
du 1^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz
en Région de Bruxelles-Capitale et de la méthodologie
tarifaire gaz du 7 mars 2019**

08/11/2022

Table des matières

1	Introduction	3
1.1	Base légale.....	3
1.2	Historique de la procédure	4
2	Exhaustivité des pièces reçues.....	5
3	Réconciliation des données rapportées.....	6
3.1	Réconciliation des données chiffrées avec le plan d'investissements	6
3.2	Réconciliation des données chiffrées avec le rapport OSP	9
4	Projets innovants.....	11
5	Projets roadmap IT.....	12
5.1	Procédure	12
5.2	Aperçu.....	12
5.3	Réalisé 2021	13
6	Indicateurs KPI.....	16
7	Contrôle des soldes	19
7.1	Évolution des volumes distribués.....	20
7.2	Suivi de la décision concernant le contrôle ex post 2020	22
7.3	Entreprises liées ou avec un lien de participation.....	22
7.4	Efforts consentis en matière de maîtrise des coûts.....	23
7.5	Le contrôle de l'application de l'évolution du revenu total.....	23
7.6	Paramètres d'évolution de la RAB et du calcul du pourcentage de rendement de l'actif régulé 23	
7.7	Le contrôle du caractère raisonnable des coûts	25
7.7.1	Coûts gérables	25
7.7.2	Coûts non gérables.....	27
7.8	Présentation générale des soldes rapportés	28
7.8.1	Présentation des soldes gérables 2021	28
7.8.2	Présentation des soldes non gérables 2021	29
8	Evolution du fonds tarifaire gaz	30
9	Affectation du fonds tarifaire	31
10	Décisions.....	32
11	Réserve générale.....	33
12	Recours	33

I Introduction

Les soldes régulateurs sont définis comme étant l'écart observé, pour chacune des années de la période régulatoire entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts réels rapportés et, d'autre part, les revenus prévisionnels repris dans le budget approuvé et les revenus enregistrés. La présente décision porte sur l'exercice 2021.

I.1 Base légale

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

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

De même, l'article 5.2 de la décision de BRUGEL du 7 mars 2019 relative à la méthodologie tarifaire électricité (ci-après « *méthodologie tarifaire électricité* ») et de la décision analogue relative à la méthodologie tarifaire gaz (ci-après « *méthodologie tarifaire gaz* ») précise que :

« Annuellement, BRUGEL contrôle, par type de solde, les soldes rapportés par le gestionnaire de réseau et leurs éléments constitutifs relativement à l'exercice d'exploitation écoulé et en valide le montant. »

Le présent document répond aux obligations imposées par les dispositions qui précèdent pour les soldes régulateurs 2021.

I.2 Historique de la procédure

- Conformément au point 7.2 de la méthodologie tarifaire électricité et son équivalent en gaz, SIBELGA (ci-après dénommée « gestionnaire de réseau » ou « GRD ») a transmis à BRUGEL en date du 15 mars 2022 les documents constituant son rapport annuel de 2021, hormis le rapport KPI.
- SIBELGA a transmis le rapport KPI susmentionné le 17 mars 2022.
- BRUGEL a transmis le 22 avril 2022, par courrier électronique, un ensemble de questions et demandes d'informations complémentaires. Cet envoi formulait par ailleurs une proposition de planning pour la réception des réponses, et indiquait que les questions sur les KPIs feraient l'objet d'un envoi séparé la semaine suivante.
- SIBELGA a demandé un délai pour l'envoi des réponses le 26 avril 2022. BRUGEL a accédé à cette requête, à la condition de recevoir les réponses à deux questions prioritaires (Q21 et Q27) dans un délai de 10 jours et de postposer l'envoi des questions de BRUGEL sur les KPIs.
- SIBELGA a envoyé les réponses aux deux questions prioritaires le 29 avril 2022.
- Le 1er juin 2022, BRUGEL a reçu de SIBELGA les réponses aux questions posées le 22 avril 2022.
- Le conseil d'administration de BRUGEL a approuvé le projet de la présente décision en date du 8 novembre 2022.

Par ailleurs, plusieurs contacts téléphoniques entre les experts techniques de BRUGEL et de SIBELGA ont eu lieu tout au long de la procédure.

2 Exhaustivité des pièces reçues

Le point 7.2 de la méthodologie tarifaire liste tous les documents, rapports et données à transmettre à BRUGEL afin que la validation des soldes puisse être effectuée.

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

- Les données requises par le modèle de rapport tel que défini au point 7.1 de la méthodologie y compris :
 - Les comptes annuels consolidés de l'exercice 2021 ;
 - Les différences fixées par le gestionnaire du réseau pour toutes les activités régulées, et ce tant en ce qui concerne le résultat de l'exercice qu'en ce qui concerne les soldes cumulés du passé y compris tous les éléments venant étayer ceux-ci ;
- Les annexes des modèles de rapport tel que défini au point 7.1 de la méthodologie comprenant :
 - Les comptes des filiales (balance, bilan et comptes de résultats BNO, comptabilité analytique, bilan et comptes de résultats d'Atrias);
 - Un rapport sur les activités annexes ;
 - Trois rapports sur les quantités et les euros perçus en 2021 via l'application de tarifs non périodiques (électricité, gaz, mixte) ;
 - D'autres informations portant entre-autres sur la RAB ;
 - Une balance complète de SIBELGA.
- Le rapport du comité d'audit portant sur 2021 ;
- Les procès-verbaux des différents conseils d'administration de SIBELGA ayant eu lieu en 2021 ;
- Deux documents portant sur les données réalisées 2021 de la roadmap IT.

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

- Le rapport du commissaire à l'Assemblée générale pour l'exercice 2021 ;
- Le rapport de gouvernance 2021 ;
- Les conventions collectives de travail relatives à la rémunération non-récurrente octroyée au titre de l'exercice 2021 (en ce compris la balance score card) ;
- Les autres éléments d'information et annexes requises dans la demande d'informations complémentaires envoyée à SIBELGA.

De manière générale, BRUGEL remarque que SIBELGA a fait preuve de transparence et a toujours répondu aux questions formulées par BRUGEL. Notons cependant que bien que certaines questions posées par BRUGEL soient formulées de manière systématique, BRUGEL constate que SIBELGA ne fournit pas directement le degré de détail demandé.

3 Réconciliation des données rapportées

3.1 Réconciliation des données chiffrées avec le plan d'investissements¹

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

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

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

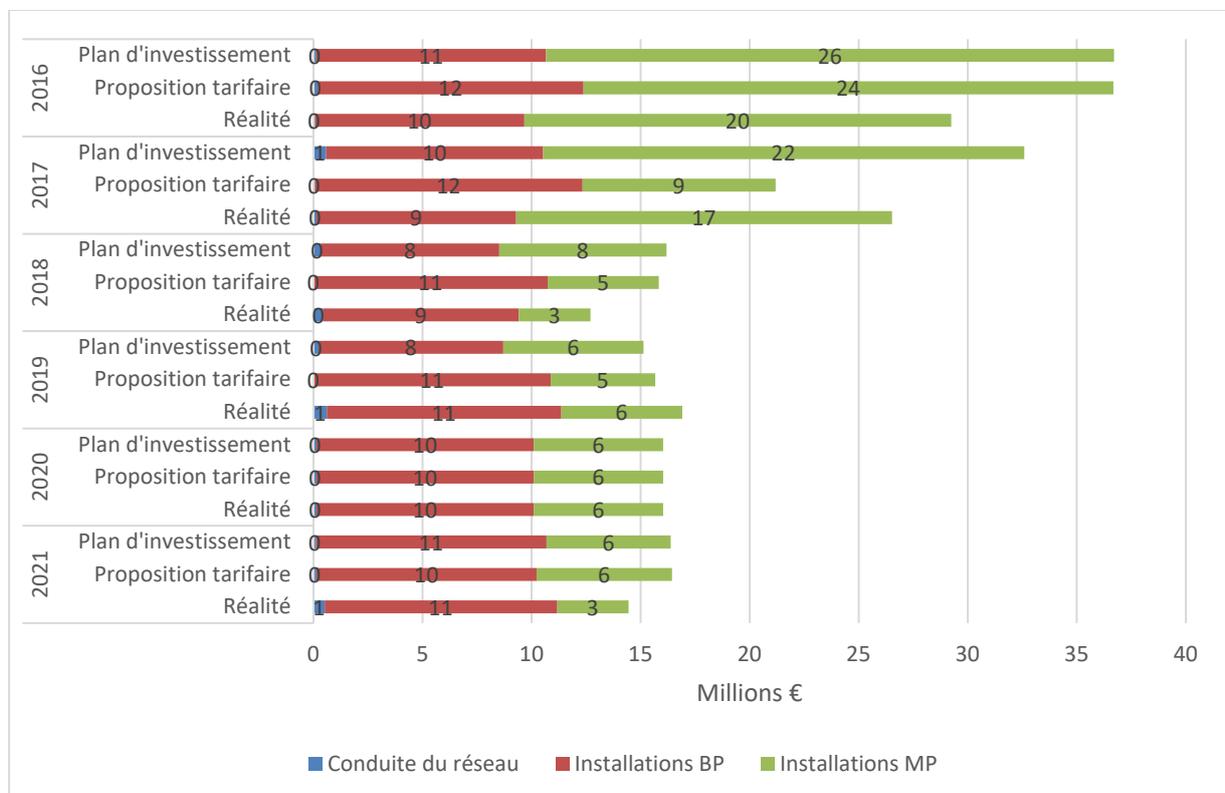


Figure 1 : Ecarts observés entre proposition tarifaire initiale, plans d'investissements et réalité²

En 2016, la réalité des investissements se situait en-deçà de ce qui était prévu dans le plan d'investissement et dans la proposition tarifaire. On assiste en 2017 à un renversement de tendance

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

² Pour l'année 2015, le plan d'investissement visé est celui portant sur les années 2015-2019 ; pour 2016 celui portant sur les années 2016-2020, et ainsi de suite.

par rapport aux deux années précédentes : la réalité de 2017 au-dessus de la proposition tarifaire, mais toujours en-dessous de ce qui est prévu par le plan d'investissement.

SIBELGA a expliqué cette évolution par un phénomène de rattrapage du retard pris sur le projet « connexion sud ». Ce projet a préparé le passage au gaz riche et comprend entre autres la pose d'une nouvelle canalisation reliant le réseau de distribution bruxellois au réseau de transport national. SIBELGA indique que les travaux de génie civil ont dû être replanifiés suite aux recours introduits contre le permis d'urbanisme du chantier. Les travaux de génie civil ont été concentrés en 2017, ce qui explique le phénomène énoncé plus haut. La proposition tarifaire prévoyait en effet que ces dépenses d'investissement aient eu lieu avant 2017.

En 2018, la réalité des investissements se situe légèrement en dessous de ce qui était prévu dans la proposition tarifaire et le plan d'investissement. Cet écart s'explique principalement par des investissements moindres dans les canalisations MP et les branchements BP, suite à la diminution des demandes clients.

En 2019 la réalité des investissements dépasse légèrement les prévisions de la proposition tarifaire et du plan d'investissement. Cela s'explique par des investissements supérieurs aux attentes dans les installations BP à la demande de clients (pose de canalisations et compteurs BP), dans la conduite du réseau (commande et signalisation et sécurisation des sites) ainsi que dans les installations hors réseau. A propos de ces derniers (bâtiments administratifs, matériel de bureau, ...), il convient de rappeler qu'ils sont pour la plupart effectués conjointement avec ceux relatifs à la distribution d'électricité pour être répartis ensuite entre les énergies, à l'aide d'une clef 62-38.

En 2020, l'égalité entre plan d'investissement et proposition tarifaire s'explique par le fait que ces prévisions ont été établies concomitamment (en 2019). On remarque également que la réalité des investissements en 2020 ne s'écarte de ces prévisions que de 24.498€, sur un budget de 16.024.831€, soit 0,15%.

En 2021, la réalité des investissements se situe en-deçà de ce qui était prévu dans le plan d'investissement et dans la proposition tarifaire (environ -2M€, soit -13%). Cet écart est principalement dû à un sous-investissement dans les canalisations MP. SIBELGA a expliqué cette situation par deux facteurs : la pandémie Covid et des projets qui ont été postposés (la place Liedts dans le cadre du métro Nord ou le lotissement Josaphat suite à un recours).

La RAB gaz au 31/12/2021 s'élève à 461.196.020€ et se compose comme suit :

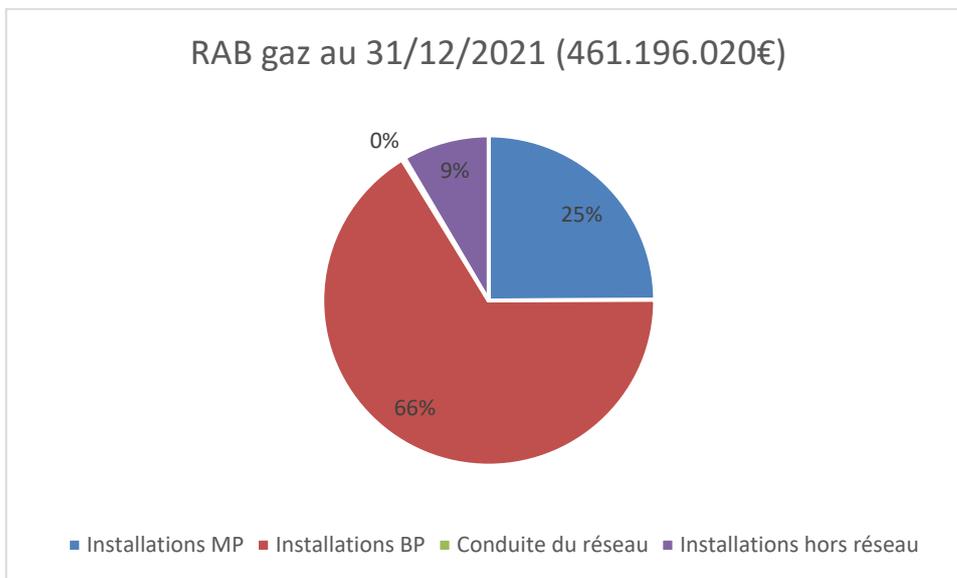


Figure 2 : Décomposition de la RAB gaz au 31/12/2021

La RAB gaz est donc majoritairement composée d'installations basse pression, à hauteur de 66%.

La figure 3 présente les évolutions de la RAB gaz au cours de l'année 2021, par poste. Les investissements constituent la principale augmentation, tandis que les amortissements constituent la principale diminution.

On notera que pour comme chaque année depuis 2018, la valeur de la RAB gaz connaît en 2021 une diminution (-8,5 millions € en 2021), pour atteindre 469.725.744€ (-1,8% par rapport à 2020).

Ainsi en 2021 on voit que le montant des investissements réalisés (18,8 millions €) est plus faible que les amortissements (tant de la valeur d'acquisition que de la plus-value). Il n'y a pas d'importants investissements prévus dans le futur proche sur le réseau. A noter que, outre les investissements spécifiques au réseau gaz, pour l'analyse des montants totaux, il convient d'ajouter les investissements hors réseau (« mixtes »). Les investissements dans les installations hors réseau sont répartis entre l'électricité et le gaz à l'aide de clefs de répartition (65% électricité, 35% gaz), conformément à la méthodologie tarifaire. En effet, il s'agit principalement de bâtiments administratifs qui ne peuvent être affectés directement à l'une ou l'autre énergie. Les investissements hors réseau ont globalement dépassé les prévisions de +16%, principalement dû au poste « matériel roulant ».

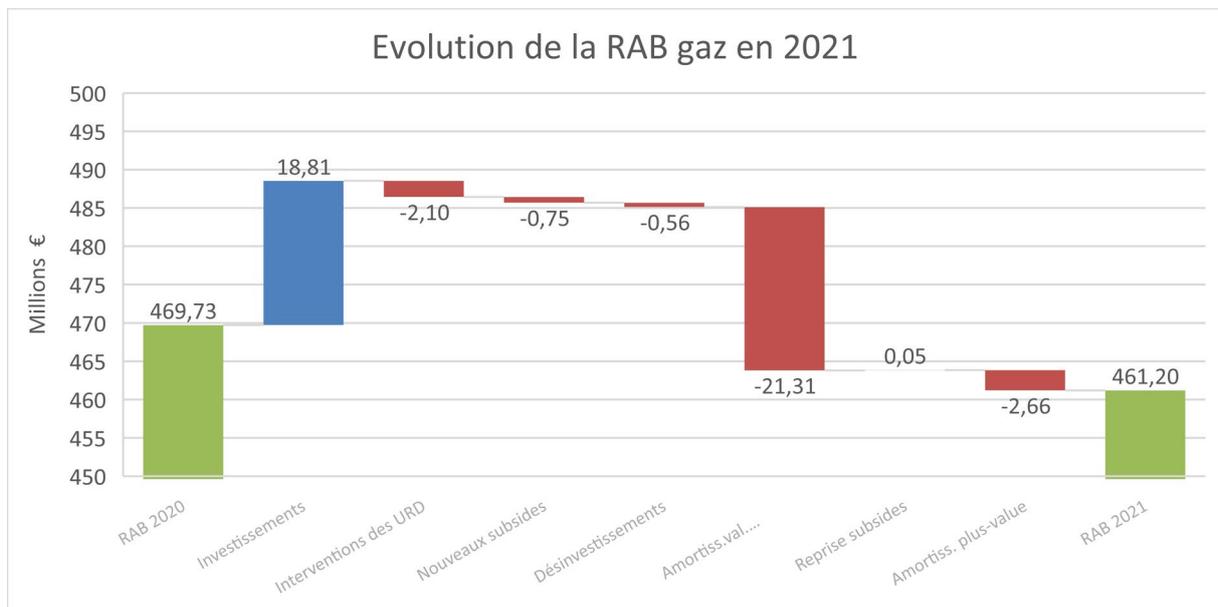


Figure 3 : Mouvements de la RAB gaz en 2021

3.2 Réconciliation des données chiffrées avec le rapport OSP³

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

Il convient de rappeler ici que, suite aux changements introduits en 2016⁴, la proposition tarifaire spécifique 2021 repose sur la réalité 2019. La proposition spécifique 2021 s'élève à 1.901.756€, ce qui correspond à la réalité 2019. Cette modification avait été introduite afin de résorber le décalage qu'il pouvait exister entre le programme OSP et la réalité. En effet, et de manière générale, les coûts liés aux OSP étaient inférieurs aux coûts budgétisés. Cette modification permet de réduire la création de soldes tarifaires, tout en renforçant le lien entre les tarifs de distribution et les coûts liés aux Obligations de Service Public.

Le graphique 4 ci-dessous reprend pour chaque type de charges les écarts entre la proposition tarifaire, les programmes d'exécution et la réalité

³ Programme d'exécution des missions de service public visé à l'art.19 de l'ordonnance « gaz »

⁴ Décision 20161110 – 40

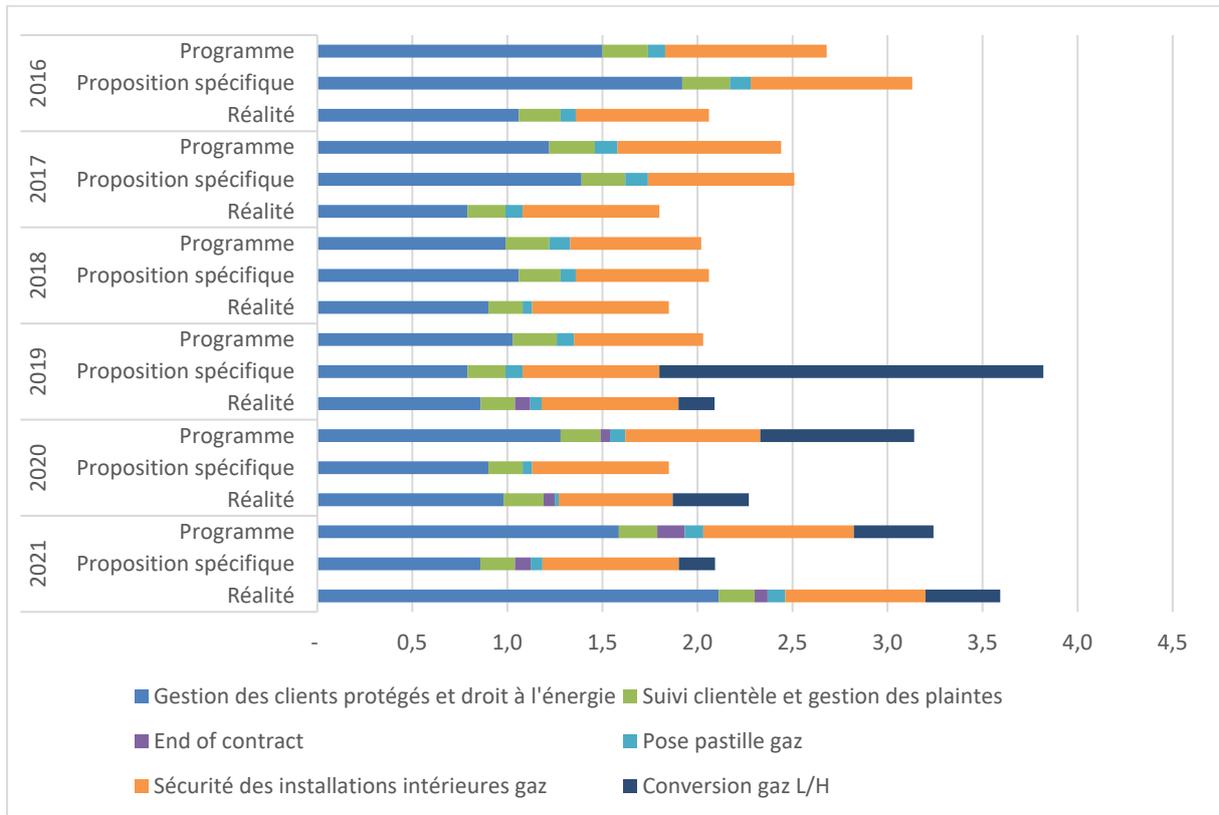


Figure 4 : Ecart observés entre proposition tarifaire initiale, rapports OSP et réalité

La réalité 2021 (3,6 millions €) est supérieure aux prévisions (+90%) des missions de service public 2021 (proposition spécifique). Cela s'explique principalement par une augmentation importante du coût de la gestion des clients protégés et hivernaux, conséquence logique de l'explosion du prix d'achat moyen de gaz pour fournir ceux-ci (+375%).

4 Projets innovants

Les méthodologies tarifaires 2020-2024 prévoient en leur point I.1.4.1.3 que SIBELGA puisse bénéficier d'un financement des fonds de régulation pour mener à bien certains projets innovants.

La décision 20210511-159 du 11 mai 2021 a approuvé la demande de Sibelga pour le financement de deux projets innovants : Hydrogen to Grid National Living Lab (H2GridLab) et le projet facilitation autoconsommation collective (ACC).⁵ Le financement par les fonds de régulation est autorisé à partir de 2021 pour des montants de 485.806€ (H2GridLab) et 486.344€ (ACC).

Il est apparu lors de ce contrôle ex-post que les coûts de l'étude de faisabilité H2GridLab étaient pour l'instant fortement inférieurs à l'enveloppe autorisée (111.000€ de coûts réalisés en 2021 pour une enveloppe totale de 485.806€ sur deux ans). Sibelga justifie cet écart par des ambitions revues à la baisse et se limitant désormais à une collaboration avec le milieu académique, un centre de compétence basse pression et la modélisation énergétique du site.

Concernant le projet ACC, les coûts encourus en 2021 (308.121€) représentent une grande partie de l'enveloppe accordée à SIBELGA (486.344€ sur quatre ans provenant du fonds de régulation). SIBELGA justifie cette réalité par un grand nombre de communautés intéressées par le projet (6 communautés et 126 clients en 2 ans, le budget prévoyait un total de 8 communautés et 160 clients sur 5 ans), des coûts de travaux préparatoires importants, de nouvelles activités à développer chez Sibelga ainsi que le passage du MIG4 au MIG6.

Vu le nombre de communautés intéressées par le projet plus grand qu'estimé par Sibelga dans sa projection initiale ainsi que la charge de travail plus spécifique qu'anticipé, Sibelga a par ailleurs introduit le 27 juillet 2022 une demande d'extension budgétaire pour le projet innovant ACC. Cette demande est en cours d'analyse par Brugel.

⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2021/fr/DECISION-159-APPROBATION-FINANCEMENT-PROJETS-INNOVANTS.PDF.pdf>

5 Projets roadmap IT

5.1 Procédure

Le point I.1.4 des méthodologies tarifaires applicables à la période 2020-2024 tant pour l'électricité que pour le gaz prévoient une nouvelle approche projet applicable à partir de 2020.

Les méthodologies indiquent les projets devant être repris dans une « roadmap IT » (principalement des projets à caractère informatique, les projets d'investissement au sens de l'article 12 de l'ordonnance électricité, les projets innovants et les projets liés aux OSP ne rentrant pas ici en compte).

Par ailleurs, la décision 88 du 3/4/2019 spécifie les lignes directrices à suivre par le GRD en matière de canevas de la roadmap IT⁶.

La dernière roadmap IT portant sur l'année 2021 est parvenue à BRUGEL en septembre 2020, avec la proposition tarifaire initiale. Cependant, la procédure relative à la roadmap IT s'est déroulée indépendamment de la validation des tarifs 2020-2024.

Dans le cadre du présent contrôle ex post, SIBELGA a fourni une roadmap portant sur les données réalisées relatives à l'exercice 2021. Plusieurs questions posées par BRUGEL à SIBELGA au cours de la procédure ont porté sur les projets repris dans la roadmap IT.

5.2 Aperçu

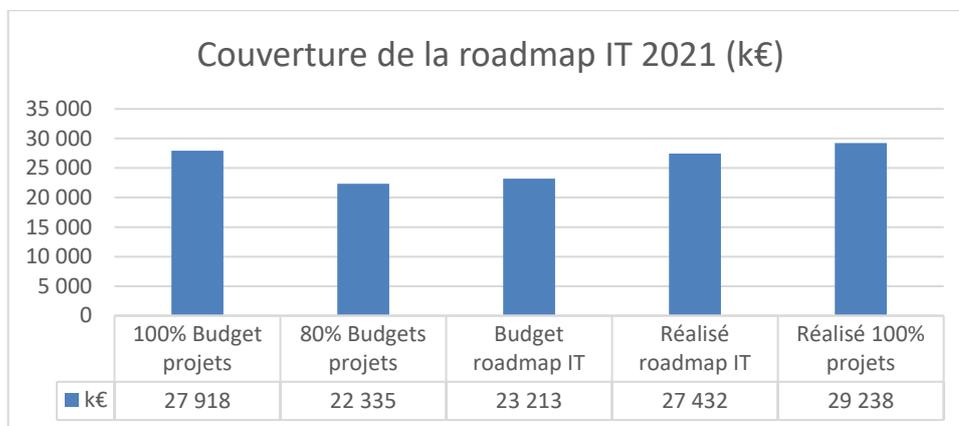


Figure 5 : Roadmap IT 2021

La figure ci-dessus met en évidence la proportion de coûts des projets pour lesquels des informations sont transmises dans le cadre de la roadmap IT par rapport au budget total des projets informatiques, tel qu'il est prévu dans la proposition tarifaire 2020-2024. SIBELGA est tenu de présenter le détail des coûts budgétés et réalisés dans le canevas prévu par la roadmap IT afin de couvrir 80% des coûts budgétés des projets. Cette condition est remplie.

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

5.3 Réalisé 2021

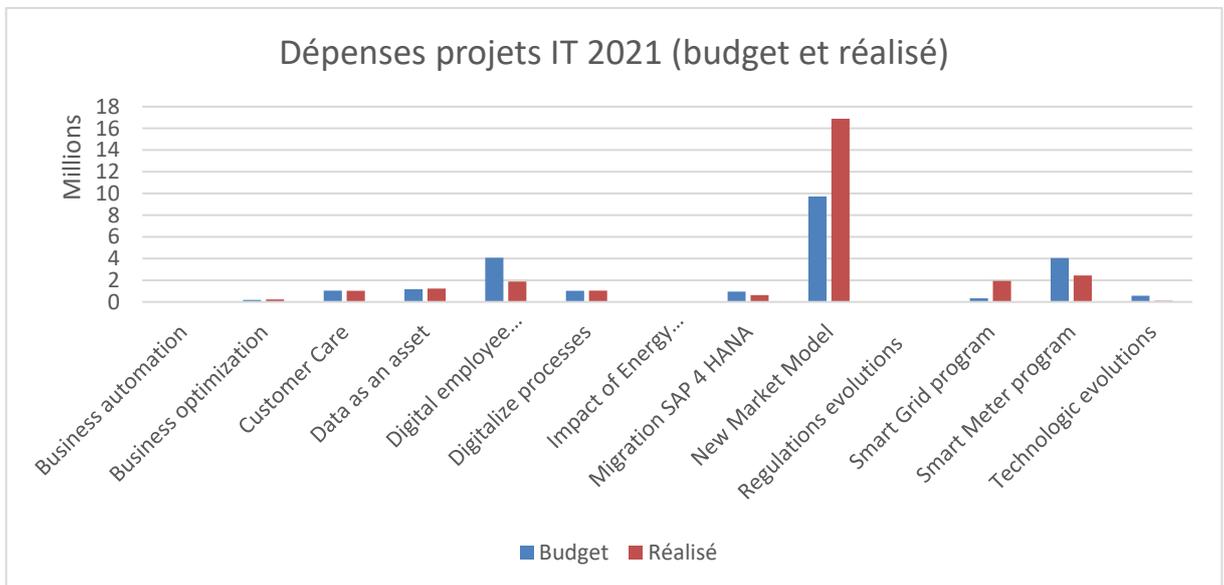


Figure 6 : Dépenses projets IT 2021

Les projets de SIBELGA sont structurés en 7 « streams », et 12 programmes à propos desquels les dépenses budgétées et réalisées sont présentées ci-dessus.

On remarque que le programme le plus important en termes de dépenses pour SIBELGA est « New market model », regroupant principalement les développements informatiques relatifs au projet SMARTRIAS.

Le go-live de ce projet a eu lieu en novembre 2021. Depuis 2015, les dépenses relatives à ce projet se sont élevées à 94M€.

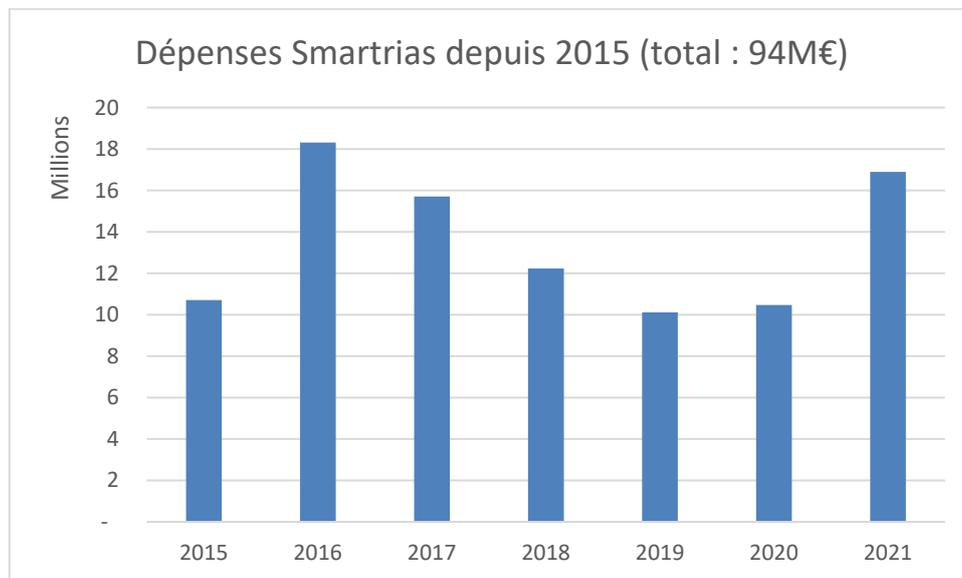


Figure 7 : Dépenses Smartrias depuis 2015

En termes de répartition entre énergie (électricité et gaz), plusieurs clefs de répartition (identiques ex ante et ex post) des coûts sont utilisées :

- Affectation intégrale à l'un ou l'autre fluide si possible ;
- 75 (électricité) – 25 (gaz) pour le projet SMARTRIAS ;
- 65 (électricité) – 35 (gaz) pour les projets « gérables » ;

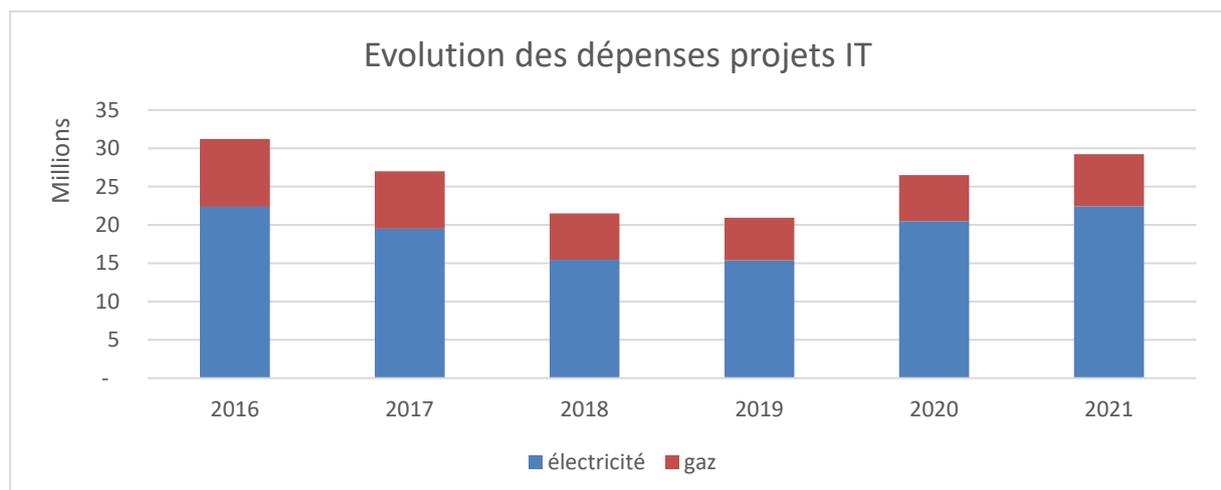


Figure 8 : Dépenses projets 2016-2021

On constate que, comme pour les années précédentes, les dépenses projets sont bien plus importantes pour l'électricité qu'elles ne le sont pour le gaz. Cela s'explique par l'effet des clefs de répartition

présentées plus haut, qui, combiné avec la hauteur des dépenses SMARTRIAS mènent à l'affectation de la majorité des coûts à l'électricité.

En 2021, les dépenses projets IT ont été affectées à l'électricité à hauteur de 77%.

On remarque également dans le graphique ci-dessus que le total des dépenses projets de SIBELGA connaît une hausse entre 2020 (26,5M€) et 2021 (29M€), poursuivant sur la tendance haussière observée depuis 2019.

6 Indicateurs KPI

Les méthodologies tarifaires 2020-2024 prévoient en leur point 3, un mécanisme de régulation incitative basé sur les objectifs de qualité de services de SIBELGA⁷. Les décisions 124 du 27/11/2019 et 126 du 18/12/2019 fixent la liste des indicateurs de performance (KPI) qui entrent en vigueur pour la période tarifaire 2020-2024, les trajectoires de performances de ces KPI et leur canevas de rapportage.

Le dossier transmis par SIBELGA au 17/3/2022 contient une demande d'octroi des incitants financiers relatifs aux performances obtenues par l'ensemble des KPI listés dans la décision précitée de BRUGEL à l'exception de celui relatif au traitement des demandes des fournisseurs. Pour l'exercice de 2021, SIBELGA évoque l'impact de la transition vers la nouvelle plateforme CMS d'ATRIAS avec le démarrage du MIG 6 en novembre 2021 sur plusieurs KPI et plus particulièrement sur celui relatif au traitement des demandes du marché. Pour cet indicateur, SIBELGA demande de ne pas soumettre ce KPI pour l'année 2021 et pour les années suivantes. Pour appuyer sa demande, SIBELGA évoque le remplacement de certains processus du marché : MOZA par ILC et placement limiteur par IUA (Initiate Update Access) et l'indisponibilité des données de ce KPI à partir du mois de septembre 2021 du particulièrement à la méthode de calcul des performances MOZA.

Concernant l'indisponibilité des données du KPI relatif aux demandes des fournisseurs, le paragraphe 3.1.2.1.4 de la méthodologie précise le cas de migration vers une nouvelle plateforme informatique qui causerait la perte de données. Ce paragraphe vise particulièrement les cas de sauts dans les informations historiques dus à la migration vers une nouvelle plateforme et non au changement des processus du marché. Toutefois, BRUGEL comprend que la modification de certains processus du marché pourrait nécessiter de revoir les formules et les trajectoires de performances des KPI y relatifs. Donc, pour les données à prendre en compte pour la mesure du KPI relatif aux demandes des fournisseurs, BRUGEL accepte exceptionnellement de ne retenir que les données des 8 premiers mois de l'année 2021 et de ne pas appliquer un malus maximum pour absence de données. Sur la base de ces données, le résultat de ce KPI est de 87,81% avec des valorisations des objectifs en 2021 de +100% pour un résultat de 93,31%, de 0% pour un résultat de 89,86% et de -100% pour un résultat de 83,94%. Ce résultat a donc comme conséquence l'application d'un malus de 34,62%, soit - 54.842 euros pour les deux fluides combinés. Ci-après les montants octroyés sur l'enveloppe allouée au gaz.

Missions du GRD	KPI	Processus	Octroi maximum possible	Demande Sibelga	Octroi
Gestion des réseaux de gaz	1. KPI sur la qualité de la gestion des réseaux	Interruptions non-planifiées	191.654€	122.990€	122.990€
Facilitateur du marché	2. KPI sur la qualité de la gestion des données de comptage	Relève des compteurs	34.164€	20.471€	20.471€
Facilitateur du marché	2. KPI sur la qualité de la gestion des données de comptage	Transmission des données et rectification	11.957€	8.545€	8.545€

⁷ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2019/fr/DECISION-126-FR-APPROBATION-KPI-INTRODUITS-PAR-SIBELGA.pdf>

Facilitateur du marché	2. KPI sur la qualité de la gestion des données de comptage	Rectification & estimation des données	10.249€	4.364€	4.364€
Facilitateur du marché	3. KPI sur la qualité des prestations de services rendus au marché	Travaux chez le client	61.495€	0€	-21.289€
Prestation de services rendus aux URD	4. KPI sur la qualité du traitement des plaintes et des demandes d'indemnisation	Traitement des plaintes	24.598€	24.598€	24.598€
Prestation de services rendus aux URD	4. KPI sur la qualité du traitement des plaintes et des demandes d'indemnisation	Qualité de traitement	30.747€	30.747€	30.747€
TOTAL			364.864€	211.715€	190.426€

Tableau I : Résumé des demandes émises par SIBELGA à la régulation incitative sur les objectifs

L'enveloppe maximale prévue par la méthodologie pour la rémunération de SIBELGA dans le cadre de la régulation incitative sur les objectifs (calculée comme étant égale à 2,75% de la marge équitable) était pour le gaz de 409.966€.

Compte tenu des KPI en vigueur, un montant de 364.864 euros aurait été octroyé si SIBELGA avait atteint 100% des objectifs pour les 13 indicateurs en vigueur le 1^{er} janvier 2021. Ces 13 indicateurs sont groupés au sein de 3 familles de services (qualité d'alimentation, facilitateur de marché et prestation de services aux URD), indiqués dans le tableau ci-avant.

Après des demandes complémentaires de BRUGEL, SIBELGA a communiqué à BRUGEL tous les résultats obtenus par 12 indicateurs en vigueur pour l'année 2021 et les résultats de l'indicateur relatif aux demandes des fournisseurs pour les 8 premiers mois de l'année, ainsi que les données nécessaires pour l'octroi des incitants financiers. Comme précisé précédemment, dans sa demande, les résultats financiers du KPI relatif aux demandes des fournisseurs ne sont pas pris en compte. Après examen de cette demande, BRUGEL a décidé de prendre en compte les résultats des 8 premiers mois de ce KPI et appliquer un malus de 21.289 euros correspondant aux résultats obtenus pour ce KPI. Cela correspond à un octroi de 190.421€, soit 52,18% du maximum sur base des indicateurs sélectionnés.

Toutefois, le tableau I ci-dessus reprend des octrois calculés sur base de la marge équitable communiquée originellement par SIBELGA. Or, comme expliqué en section 7.7.2.1, un mauvais calcul d'amortissement a amené une correction de la RAB et donc de la marge équitable pour les années 2020 et 2021. L'enveloppe KPI valant 2,75% de celle-ci, les octrois de 2020 et 2021 doivent également être corrigés en faisant simplement une règle de trois entre la marge équitable corrigée et la marge équitable (mal) annoncée. Le tableau 2 ci-dessous résume cette correction.

	2020	2021
Marge équitable annoncée	14 956 463	14 907 842
Marge équitable corrigée	14 941 387	14 863 964
Bonus KPI octroyé originellement	90 430	190 426
Bonus KPI corrigé pour ME	90 339	189 865
Différence	91	560

Tableau 2 : correction octroi bonus KPI

La différence de 91 € pour l'année 2020 sera déduite du bonus octroyé pour l'année régulatoire 2021. **BRUGEL octroie donc le montant de 189.774€ de rémunération supplémentaire au titre de l'incentive regulation sur objectifs.** Ce montant sera soustrait des fonds de régulation gaz et le bon traitement de cette écriture sera vérifié dans le contrôle ex post 2022.

Concernant la demande de SIBELGA de ne pas soumettre ce KPI pour les années suivantes, BRUGEL ne peut accepter cette demande compte tenu du contexte actuel et des exigences d'un bon fonctionnement du marché par l'amélioration de l'exécution des processus du marché et le traitement dans les délais des demandes des fournisseurs. Toutefois, BRUGEL invite SIBELGA à proposer des règles de calcul des performance (y compris les trajectoires de performance pour le reste de la période régulatoire) pour les nouveaux processus ILC et IUA. Des concertations préalables peuvent être menées avant la réception formelle de la proposition de SIBELGA. Dans l'attente de recevoir une telle proposition, le KPI relatif aux demandes des fournisseurs reste en vigueur pour les autres processus du marché (Cut-off, DROP, EoC Res et non Res).

7 Contrôle des soldes

Certaines parties des modèles de rapport (MDR) reçus initialement en date du 15/03/2022 ont été corrigées dans des documents reçus postérieurement (notamment dans la réponse à la demande d'informations complémentaires envoyée à SIBELGA le 22/4/2022).

SIBELGA a renvoyé les éléments de réponses en date du 1/6/2022.

Les éléments de contrôle ont porté notamment sur :

- 1) Le suivi des décisions concernant les contrôles ex post antérieurs ;
- 2) La scission entre les activités régulées, les activités non régulées et les autres activités de SIBELGA ainsi que l'absence de subsides croisés ;
- 3) Les efforts consentis en matière de maîtrise des coûts ;
- 4) L'application des règles d'évolution du revenu total ;
- 5) Le calcul de la RAB et du pourcentage de rendement de l'actif régulé ;
- 6) Le caractère raisonnable des coûts, avec pour l'exercice 2021 une attention particulière portée sur :
 - le suivi des coûts liés aux projets : informatiques, stratégiques et autres, avec une attention particulière accordée à certains projets spécifiques ;
 - le suivi des éléments récemment pris en compte dans la RAB ;
 - le suivi de certains sujets relatifs aux frais de personnel et d'organisation ;
 - la flotte de véhicules détenue par SIBELGA ;
 - les consommations hors contrat et la récupération des créances de cette activité.
- 7) Les différents soldes rapportés :
 - le solde sur coûts gérables ;
 - le solde sur la marge équitable ;
 - le solde au niveau des amortissements ;
 - le solde au niveau des Embedded costs⁸ ;
 - le solde sur les différentes surcharges (impôts, prélèvements, contributions, ...) en ce compris l'analyse des charges fiscales ;
 - le solde sur les Obligations de Service Public (ci-après dénommées OSP) ;
 - le solde sur les recettes (effet volume) ;
 - le solde sur les reports et utilisations de soldes ;
 - le solde sur les autres coûts non gérables, en ce compris l'affectation cohérente des soldes ;

⁸ Charges financières

7.1 Évolution des volumes distribués

Il est apparu lors du contrôle ex-post 2020 que la crise sanitaire liée à l'épidémie COVID-19 avait engendré des impacts sur les volumes de gaz distribués par SIBELGA. En particulier, la consommation pour la tranche tarifaire 2 était anormalement élevée par rapport au nombre de degrés-jours, ce qui pouvait être expliqué par les différents confinements subis et une consommation résidentielle dès lors plus importante. Les recettes totales avaient en revanche été moindres que prévues en raison d'une année 2020 que l'on pouvait qualifier comme chaude.

L'image des besoins en chauffage est habituellement donnée par l'indicateur appelé « degrés-jours ».⁹ Il est donc important d'appréhender l'évolution des volumes de gaz consommés aux degrés-jours de cette même année. Cette comparaison est faite à la figure 5 ci-dessous.

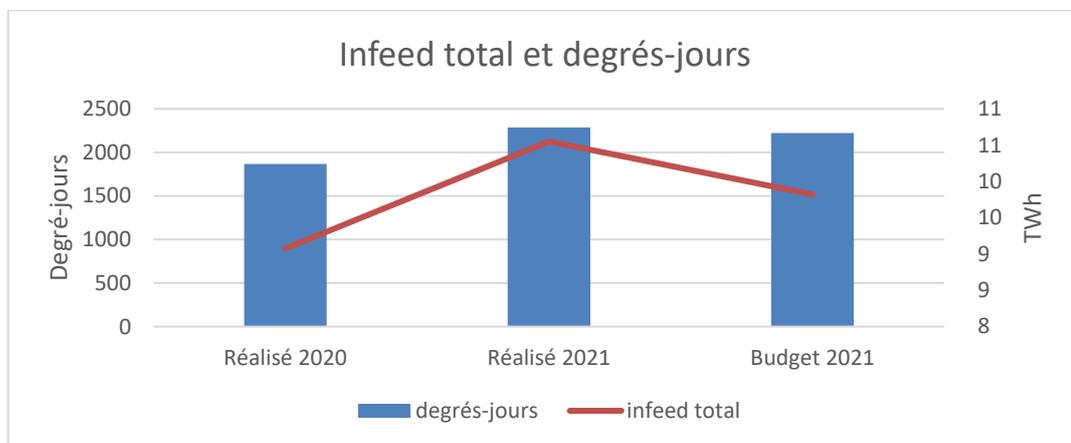


Figure 9 : Infeed total et degrés-jours

On peut en déduire que la consommation de gaz en région de Bruxelles-Capitale a été plus élevée en 2021 (par rapport aux prévisions et au réalisé 2020) principalement en raison de facteurs climatiques : 2021 est une année que nous pouvons qualifier de froide.

Par ailleurs, le tableau 2 nous indique que le volume nécessaire pour couvrir les besoins (représentés par les degrés-jours) en 2021 est moins élevé que dans le réalisé 2020 et plus élevé que dans les prévisions 2021. On pourrait en déduire que pour une même température, les besoins en gaz se sont révélés plus élevés que prévus mais inférieurs à 2020. Cela pourrait s'expliquer par une présence des Bruxellois à leur domicile moins élevée qu'en 2020 dû à une durée moindre de confinements sanitaires strictes, tout en étant plus élevé que dans une ère pré-Covid où le télétravail était une pratique moins courante qu'aujourd'hui. Il sera intéressant de continuer à mesurer cette variable dans les années qui suivent.

⁹ http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601&language_code=FRA

	Réalisé 2020	Réalisé 2021	Budget 2021
Degrés-jours	1.867	2.286	2.222
Infeed total (TWh)	9,08	10,55	9,82
Infeed (GWh)/degrés jours	4,86	4,62	4,42

Tableau 3 : Degrés-jours, infeed total et infeed/degrés-jours

La figure 6 ci-dessous ventile les volumes gridfee par tranche tarifaire.

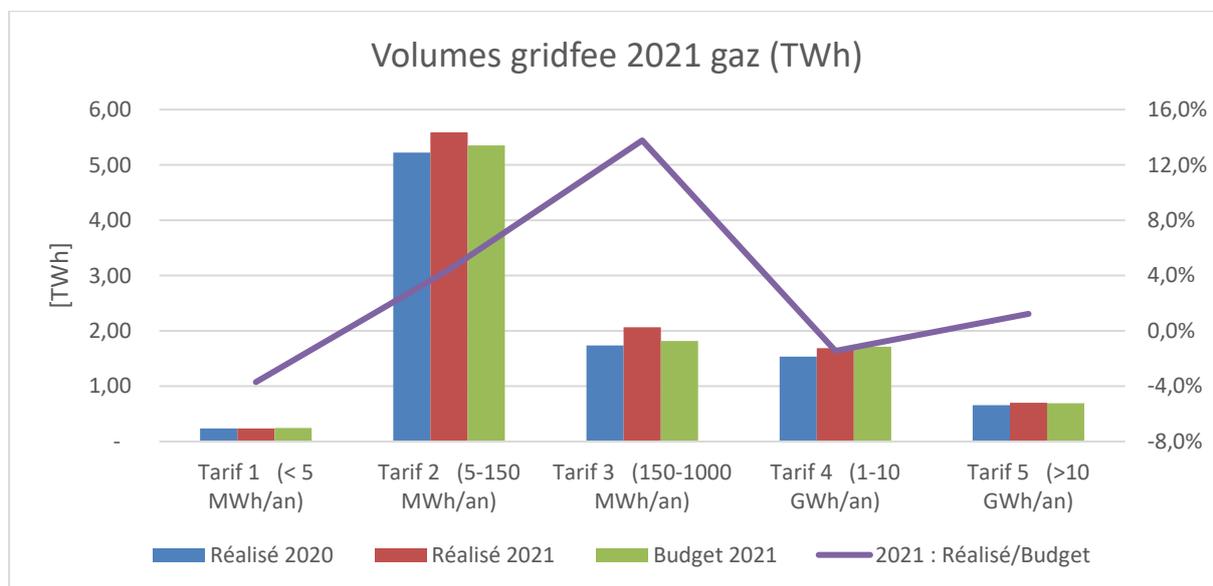


Figure 10: Volumes gridfee 2021 par tranche tarifaire et comparaison budget/réalisé 2021

On constate que les volumes gridfee réalisés en 2021 sont globalement plus élevés que les prévisions (+4,7%) mais que la situation est contrastée entre tranches tarifaires. Ainsi, les volumes gridfee soumis au tarif 2 et 3 sont respectivement 4% et 14% plus élevés que les prévisions alors que ceux soumis au tarif 4 sont 1% inférieurs à celles-ci.

De même, si on compare l'intensité de l'usage du gaz par rapport au degrés-jours (=volumes gridfee [GWh] / degrés-jours) on constate que cette intensité pour les tarifs 2 et 3 est plus basse qu'en 2020 et plus élevée que prévue, reflétant les habitudes changeantes de présence à domicile.

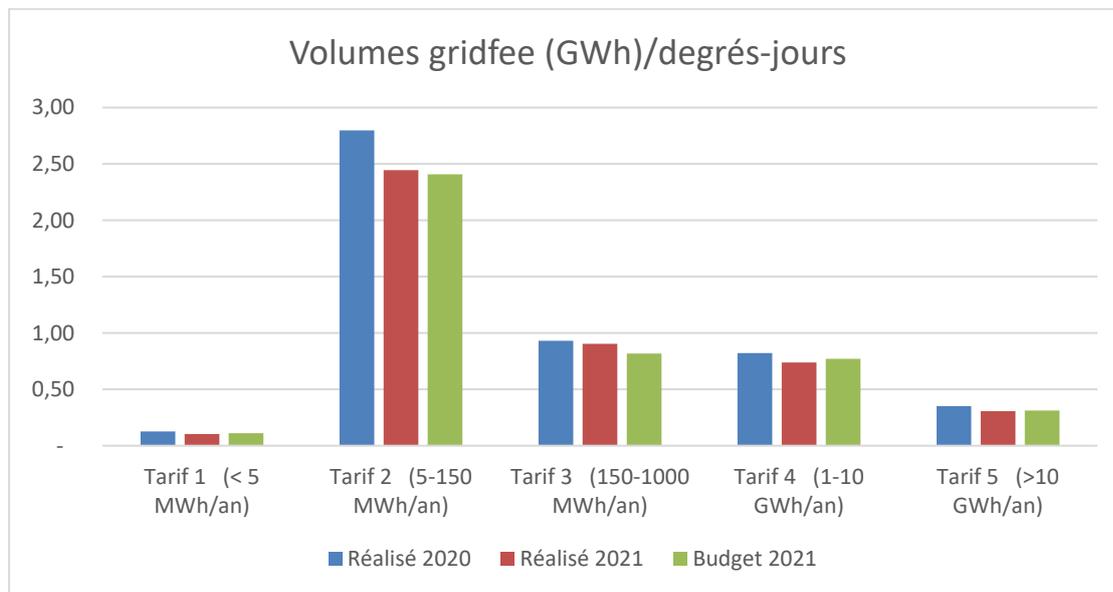


Figure 11 :Volumes gridfee (GWh) / degrés-jours par tranche tarifaire

7.2 Suivi de la décision concernant le contrôle ex post 2020

Les différents rejets et autres corrections apportés aux soldes relatifs à l'exercice 2020 ont été correctement pris en compte dans les rapports relatifs à l'exercice 2021.

7.3 Entreprises liées ou avec un lien de participation

Il n'y a pas eu en 2021 de changements dans les participations détenues par SIBELGA. Les participations détenues par SIBELGA au 1/1/2021 et au 31/12/2021 sont les suivantes :

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

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

D'autre part, lors de son contrôle, BRUGEL s'est assuré qu'il n'y a pas eu de changements relatifs aux :

- 1) Subsidés croisés entre les secteurs ;
- 2) Subsidés croisés entre SIBELGA et ses filiales ;
- 3) Activités non régulées. Sur base des informations transmises, aucune activité non régulée n'est couverte par les tarifs de distribution.

En conclusion, le contrôle effectué par BRUGEL n'a révélé aucune présence de subsidés croisés.

7.4 Efforts consentis en matière de maîtrise des coûts

Les éléments avancés par SIBELGA lors des contrôles ex post depuis 2016 concernant les efforts effectués en matière de maîtrise des coûts restent inchangés pour l'année 2021.

SIBELGA doit consentir des efforts en termes de maîtrise de coûts afin de garantir le coût par unité d'énergie transportée à un niveau le plus bas possible, tout en respectant les normes qui s'imposent à lui en ce qui concerne la qualité et la fiabilité du réseau de distribution.

Au niveau des investissements, SIBELGA a justifié suffisamment les écarts entre les PI et la réalité.

Concernant les charges IT, la roadmap IT (organisant le suivi des projets IT et de leurs coûts) a été mise en place par la méthodologie tarifaire 2020-2024 (voir 6.7.4).

SIBELGA a répondu de manière transparente aux différentes demandes formulées par BRUGEL portant sur les dépenses de ces projets.

Les différents services de BRUGEL poursuivent également une analyse continue de différents processus clefs relatifs au core business de SIBELGA en tant que gestionnaire de réseau de distribution.

7.5 Le contrôle de l'application de l'évolution du revenu total

BRUGEL a procédé au contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total tel que prescrit au point 6.2.2 de la méthodologie tarifaire. Le contrôle consistait principalement en une vérification de la bonne application du mécanisme d'indexation des coûts gérables.

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

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

BRUGEL a remarqué que le taux d'amortissement utilisé pour les appareils de mesure de gaz était erroné en 2020 et 2021 avec une valeur de 3% au lieu de celui de 6% prévu par la méthodologie. Sibelga a reconnu l'erreur et a proposé de la corriger en procédant à une dotation exceptionnelle.

Le calcul du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé est conforme à la méthodologie tarifaire. Pour rappel, il s'agit de déterminer un minimum et un maximum au taux sans risque à prendre en compte lors du calcul du pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé¹⁰.

Le taux moyen sans risque OLO sur 10 ans pour l'année 2021 a été calculé sur base des données journalières publiées par la Banque Nationale. Le taux moyen calculé s'élevait à -0,010% pour 2021. Ce taux étant inférieur au minimum de 2,2%, c'est celui-ci qui a été repris dans le rapport transmis par SIBELGA.

Les autres paramètres de la formule de la marge équitable ont été correctement appliqués.

¹⁰ Un seuil minimum de 2,2% et un seuil maximum de 5,2% ont été déterminés.

Concernant le facteur S, il était de 73,21% en 2021 contre 72,14% en 2020.

Le montant total de la marge équitable gaz approuvée par BRUGEL s'élève à 14.907.842 € pour 2021 contre 14.956.463€ pour 2020

Montants en euro	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Réalisé	Réalisé
Facteur Bêta	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Prime de risque (%)	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Rente sans risque (OLO) (%)	0,49%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%	2,20%
Rendement total (« WACC »)	1,91%	3,09%	3,10%	3,14%	3,19%	3,20%
Rémunération FP	2,70%	4,43%	4,43%	4,41%	4,39%	4,37%
Marge bénéficiaire	9.176.452	15.053.376	15.040.441	14.988.675	14.956.463	14.907.842

Tableau 4 : Paramètres de calcul de la marge équitable

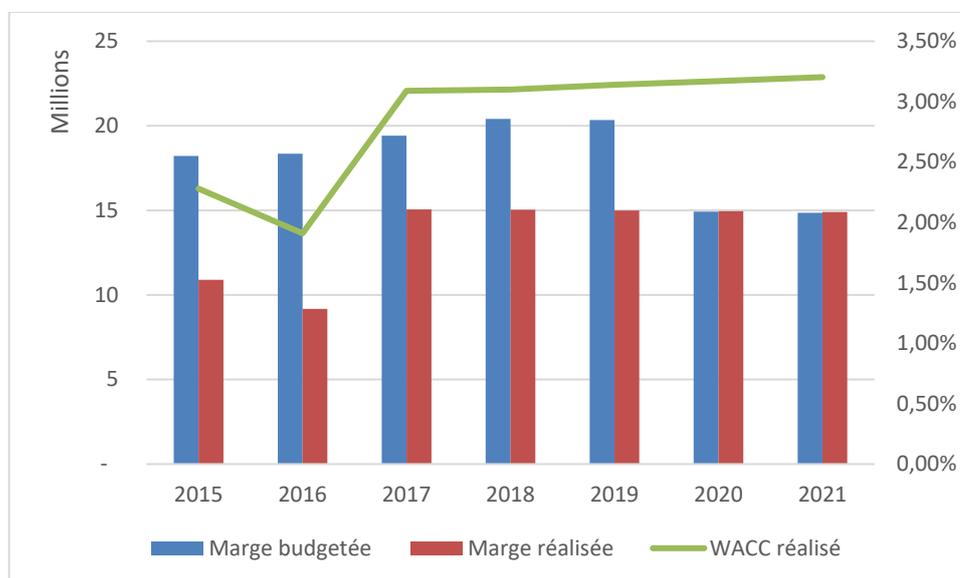


Figure 12 : Marge équitable réalisée, budgétée et pourcentage de rendement CMPC¹¹

La marge équitable réalisée est très proche des prévisions. En effet, la proposition tarifaire 2020-2024 prévoyait l'utilisation du taux OLO minimum de 2,2%.

¹¹ Coût Moyen Pondéré du Capital (à ne pas confondre avec le taux de rémunération sur fonds propre)

7.7 Le contrôle du caractère raisonnable des coûts

Conformément à la méthodologie tarifaire¹², les coûts (et réductions de coûts) gérables et non gérables ne peuvent être imputés *ex post* aux tarifs que pour autant que BRUGEL ne les ait pas rejetés en raison de leur caractère déraisonnable ou inutile pour, en général, la bonne exécution des tâches imposées au gestionnaire du réseau par la législation ou réglementation en vigueur et, en particulier, le maintien ou l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients.

Le caractère déraisonnable ou inutile de certains coûts, justifiant leur rejet, fait l'objet d'une motivation expresse. Sans préjudice à la méthodologie tarifaire de BRUGEL, peuvent être jugés déraisonnables ou inutiles, les éléments du revenu total¹³ qui répondent à une des conditions suivantes :

- ils ne contribuent pas efficacement à la bonne exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire de réseau (GRD), notamment :
 - le maintien ou l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau conformément aux standards d'un GRD prudent et diligent ou de la qualité du service aux clients ;
 - toutes les obligations liées à l'activité de mesure du GRD ;
 - toutes les obligations incombant au GRD en tant que facilitateur du marché.
- ils ne respectent pas les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou BRUGEL ;
- ces éléments, ainsi que leurs montants, ne sont pas suffisamment justifiés compte tenu de l'intérêt général.

L'analyse détaillée des coûts de SIBELGA portant sur l'exercice 2021 a permis à BRUGEL de considérer certains éléments comme non conformes à la méthodologie tarifaire ou autre disposition réglementaire.

Dès lors, et en cohérence avec les conclusions des contrôles *ex post* portant sur les exercices précédents, le conseil d'administration de BRUGEL a pris la décision en sa séance du **XXX** 2022 de juger certains coûts déraisonnables. Ces coûts déraisonnables sont partiellement les mêmes qu'en 2019 et 2020, et BRUGEL constate que SIBELGA a introduit en 2021 des coûts identiques à ceux qui avaient déjà été rejetés auparavant. BRUGEL a donc procédé aux contrôles et/ou rejets suivants :

7.7.1 Coûts gérables

7.7.1.1 Indemnités pour coupure et amendes administratives prises en charge par SIBELGA.

La motivation du rejet des amendes administratives réside dans son caractère jugé déraisonnable, ne contribuant pas efficacement à la bonne exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur incombant au gestionnaire du réseau et, en particulier au maintien ou à l'amélioration de la sécurité, de l'efficacité, de la fiabilité du réseau ou de la qualité du service aux clients, du fait que ces coûts résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui s'accompagnent d'un gaspillage de moyens et

¹² Et plus spécifiquement son annexe I « Critères appliqués par BRUGEL pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile des éléments du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution » : <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2019/fr/Grille-evaluation-Elec-Methodologie.pdf>

¹³ Indépendamment de leur catégorisation selon leur caractère gérable ou non gérable

qui auraient pu être évités. BRUGEL constate en outre que le total des montants des amendes administratives est en baisse par rapport à 2020.

Par ailleurs, les points 2 et 16 de l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité prévoient que :

« [...] 2° la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire du réseau, ainsi que pour l'exercice de ses activités ; [...]

16° les tarifs encouragent le gestionnaire du réseau à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités, en tenant notamment compte de ses plans d'investissements ; ».

Il ressort de ce qui précède que les tarifs doivent couvrir les coûts efficaces du GRD de manière à l'inciter à la performance.

Le Chapitre VIIbis de l'ordonnance électricité prévoit un régime d'indemnisation des clients finals.

En ce qui concerne les articles 32ter et 32quinquies de l'ordonnance électricité, ces articles prévoient une indemnisation pour toute interruption ou non-conformité de fourniture en cas de fautes commises par le GRD.

Dès lors, BRUGEL conclut que les indemnités accordées sur base de ces articles doivent être rejetés pour les raisons qui suivent :

- Les coûts engendrés par les fautes commises par le GRD ne constituent pas des coûts nécessaires et efficaces pour l'exécution de ces missions et ne doivent par conséquent pas être pris en charge par les tarifs,
- La prise en charge des coûts engendrés par les fautes commises par le GRD ne permet pas au GRD d'améliorer ses performances. En effet, la couverture systématique par les tarifs pourrait être un manque d'incitant pour le GRD pour améliorer la gestion de son réseau et des pannes liées à celui-ci.

Les montants des coûts rejetés précités sont les suivants :

Coûts	Electricité	Gaz	Total
Rejet amendes de roulage	0€	0€	896€
Rejet amendes administratives	3775€	250€	4025€
Rejet intérêts de retard	0€	0€	0€
Rejet Indemnités pour coupure	68089€	0€	68089€
Total	71864€	250€	73010€

Tableau 5 : Détail des rejets de coûts

BRUGEL a, à des nombreuses reprises, insisté sur la nécessité d'améliorer la mise en œuvre du régime d'indemnisation prévu par le cadre bruxellois.

BRUGEL constate que depuis 2018, SIBELGA n'a pas payé d'intérêts de retard. Ces coûts ont fait l'objet d'un rejet en 2016 et 2017, et continueront à être suivis dans le futur. BRUGEL constate également que le montant des indemnités pour coupure est en nette augmentation après une période de stabilité depuis 2018 à environ 23.000€.

Le montant total à rejeter pour les amendes administratives, les intérêts de retard et les indemnités pour coupure s'élève à 73.010€, en augmentation par rapport à 2020 (34.843€, +95%).

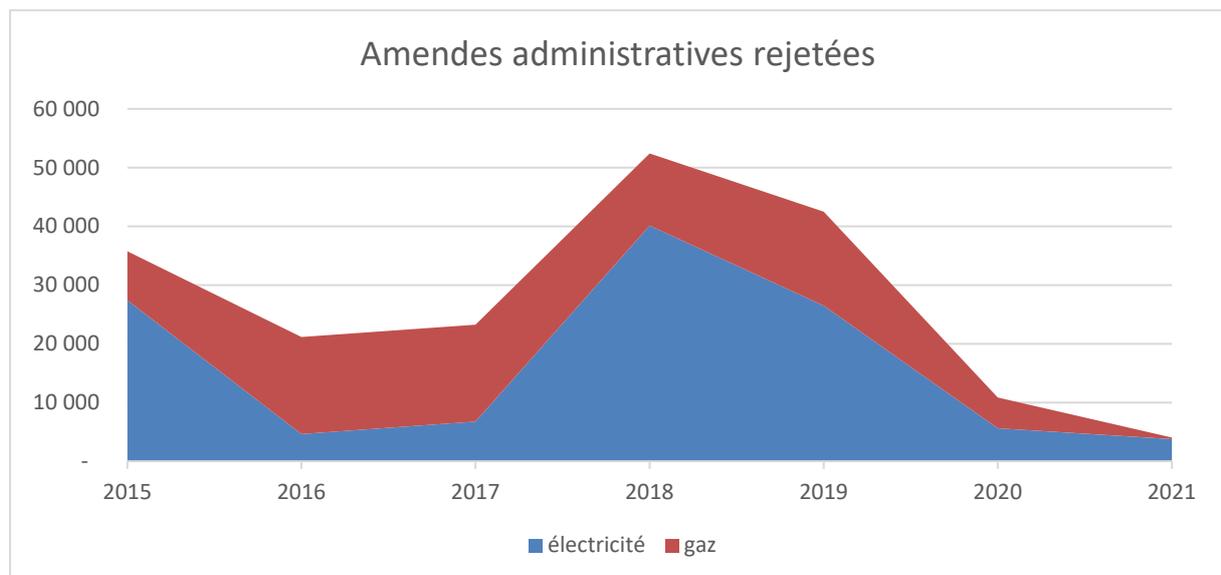


Figure 13 : évolution des montants d'amendes administratives rejetées depuis 2015

7.7.2 Coûts non gérables

7.7.2.1 Amortissement appareils de mesure

BRUGEL a constaté que le taux d'amortissement utilisé pour les appareils de mesure en gaz était de 3% en 2020 et 2021, alors que la méthodologie prévoit un taux de 6%. Cette erreur entraîne plusieurs conséquences, l'une d'elles étant une surévaluation de la marge équitable en 2020 et 2021 due à une surévaluation de la RAB pour ces mêmes années. Interrogée sur ce point, SIBELGA a reconnu l'erreur et a calculé une rectification de la marge équitable à hauteur de -15.076€ pour 2020 et -43.878€ en 2021. Par ailleurs, SIBELGA a proposé de rectifier les amortissements en leur créditant une dotation exceptionnelle dans le futur.

Le point 2, c) de l'annexe I relative aux critères appliqués par BRUGEL pour évaluer le caractère déraisonnable ou inutile des éléments du revenu total du gestionnaire de réseau de distribution prévoit que : « Tout écart dans le coût résultant de l'application erronée du calcul et de l'évolution de l'actif régulé et du pourcentage de rendement sera, en principe, rejeté comme étant déraisonnable ».

Par ailleurs, la section 10 de la décision ex-post 2020 précisait que « s'il devait s'avérer, lors de contrôles ultérieurs, que les informations reprises soient erronées et qu'il nécessite le cas échéant une adaptation, BRUGEL pourrait revoir sa décision ». BRUGEL rejette dès lors non seulement un coût de

43.878€ pour 2021 mais également un coût de 15.076€ pour 2020. Le rejet total s'élève donc à 58.954€ pour la marge équitable 2021.

À noter que cette erreur de taux d'amortissement a également impacté le calcul de l'impôt des sociétés et la plus-value de réévaluation. Cependant ces impacts seront mécaniquement résolus au travers des soldes lors du contrôle ex-post 2022¹⁴.

7.8 Présentation générale des soldes rapportés

7.8.1 Présentation des soldes gérables 2021

Pour l'exercice 2021, conformément à la méthodologie, seule une quote-part (561.845¹⁵€) est attribuée au gestionnaire de réseau, l'autre partie étant transférée vers le fonds de régulation tarifaire.

Montant en €	Solde de l'exercice 2021
Solde présenté	-1.123.690€
Corrections apportées au réalisé	-250€
Solde approuvé	-1.123.940€

Tableau 6 : Soldes gérables 2021

Par ces rejets, BRUGEL refuse que les revenus du gestionnaire de réseau (provenant des tarifs de distribution bruxellois) servent à payer ces coûts.

¹⁴ L'impact peut être important pour le reste de la période

¹⁵ Avant corrections

7.8.2 Présentation des soldes non gérables 2021

Montants en €	Solde ¹⁶ de l'exercice 2021
1. Ecart résultant de l'indexation du budget des coûts gérables	366.704
2. Amortissements	-272.729
3. Obligations de service public	1.500.319
4. Embedded costs	405.821
5. Marge équitable	54.623
6. Reports et utilisation de soldes	-2.182.081
7. Surcharges (y compris Isoc)	891.910
8. Autres coûts non gérables	-856.134
9. Ecart des volumes	-4.386.778
Soldes présentés	-4.478.345
Corrections apportées par BRUGEL	-58.954€
Soldes approuvés	-4.537.299

Tableau 7 : Soldes non gérables 2021

Les volumes distribués par SIBELGA en 2021 se sont révélés supérieurs aux prévisions pour les tranches tarifaires 2, 3 et 5. Cela explique la différence de recette de -4.478.345 (voir point 7.1).

¹⁶Un solde négatif correspond à une dette tarifaire de SIBELGA et doit être ristourné aux consommateurs. Un solde positif correspond à une créance tarifaire de SIBELGA et doit être récupéré par SIBELGA.

8 Evolution du fonds tarifaire gaz

Le graphique suivant montre l'évolution du fonds tarifaire gaz entre 2020 et 2021.

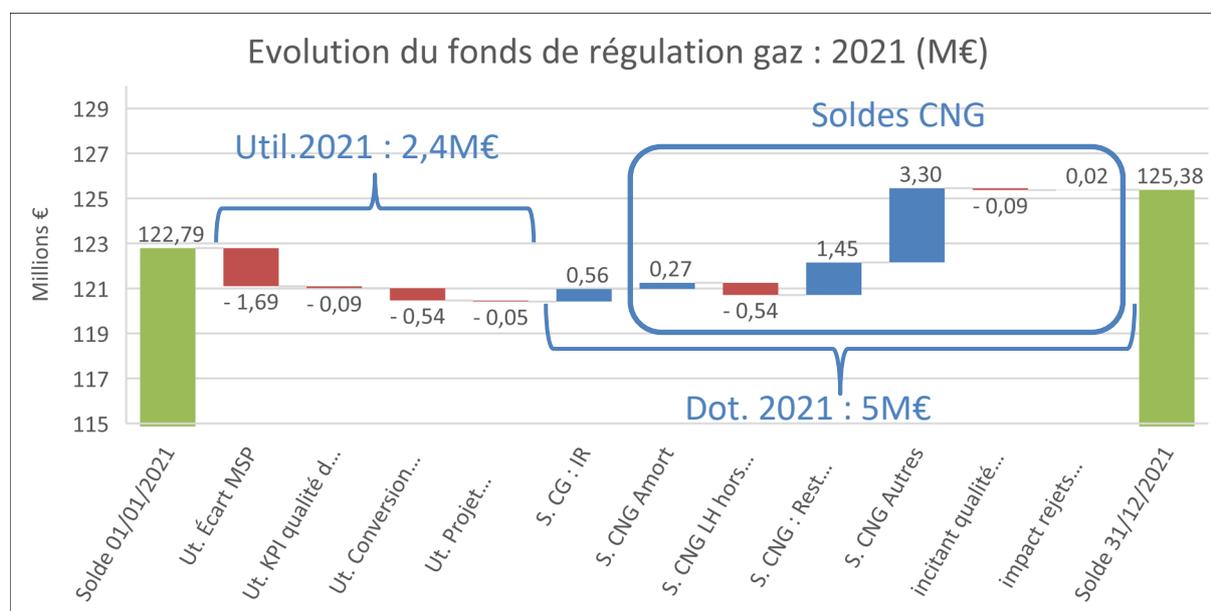


Figure 14 : Evolution du fonds de régulation tarifaire gaz en 2021

À propos de la dotation 2021, 5 millions €, celle-ci est principalement constituée de :

- La part du solde sur coûts gérables affectée au fonds de régulation (0,6 millions €). Pour rappel, dans le respect de l'incitant régulateur prévu dans la méthodologie, la moitié des premiers 10% de l'excédent budgétaire a été affectée au compte de résultat alors que l'autre moitié a été reversée dans le fonds de régulation avec le reste de l'excédent budgétaire.¹⁷ Avant 2015, le solde sur coûts gérables était intégralement affecté au résultat de SIBELGA.
- Les soldes sur coûts non-gérables sont quant à eux intégralement affectés aux fonds de régulation. En 2021, les soldes sur coûts non gérables ont été plus élevés qu'en 2020. Le principal écart porte sur les coûts relatifs au Rest Term (+1,45 millions €), pour lesquels les prévisions sont très aléatoires et les provisions financières prises par SIBELGA très prudentes. Ces provisions, si elles sont extournées, donnent lieu à des augmentations du fonds de régulation.

L'impact des rejets décidés lors d'un contrôle ex-post étant affectés aux soldes des coûts non gérables de l'année suivante, un problème de temporalité se pose dans un contexte de forte inflation tel que nous vivons depuis le début de cette année. BRUGEL se réserve le droit de corriger ces rejets avec l'inflation réelle observée lors de contrôles ex-post futurs.

¹⁷ A noter que ce « tunnel » était auparavant de 5%. Le tunnel à 10% a été introduit par la décision 2016/1110-40 et concerne les années à partir de 2017.

9 Affectation du fonds tarifaire

La méthodologie tarifaire prévoit la création d'un fonds tarifaire au sein du gestionnaire de réseau alimenté par les différents soldes tarifaires. Ce fonds tarifaire permet de couvrir certaines dépenses budgétées mais permet aussi une affectation pour réservation permettant de couvrir des dépenses ultérieures à cette période.

Le graphique suivant présente l'évolution de l'affectation entre 2019 et 2021.

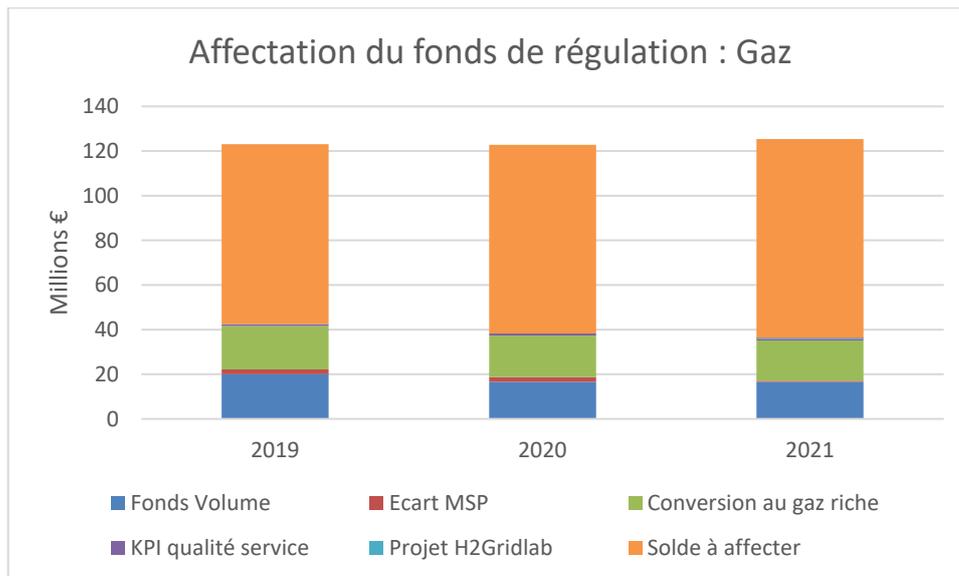


Figure 15 : Evolution de l'affectation du fonds tarifaire gaz

Les diverses utilisations (diminutions du fonds de régulation) et dotations (augmentations du fonds de régulation) ayant eu lieu en 2021 s'équilibrent, pour laisser le solde du fonds de régulation à un niveau de 125M€ stable par rapport à 2019 et 2020 (123M€).

La plus grande partie du fonds de régulation gaz est constituée, comme en 2020, par le solde à affecter (89M€ en 2021, 85M€ en 2020). La partie des fonds de régulation précédemment affectée aux fonds volumes visant à couvrir le risque pour le GRD de subir un déficit de recettes suite à une baisse des consommations de gaz reste stable.

10 Décisions

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

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

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

Vu le rapport annuel SIBELGA relatif au résultat d'exploitation 2021 transmis à BRUGEL en date du 15 mars 2022 ;

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

Vu le courrier électronique daté du 22 avril 2022 de BRUGEL concernant la demande d'informations complémentaires ;

Vu la réponse de SIBELGA à la demande d'informations complémentaires de BRUGEL transmise en date du 1 juin 2022 ;

Le conseil d'administration de BRUGEL a décidé :

- a) de rejeter les soldes réglementaires tels que présentés dans les rapports initiaux de SIBELGA ;
- b) d'approuver les soldes réglementaires corrigés présentés aux points 7.8.1 et 7.8.2 du présent document, sous réserve que SIBELGA comptabilise lors de l'exercice 2022 les corrections apportées ;
- c) d'octroyer le montant de 189.774€ au titre de rémunération pour les résultats obtenus par SIBELGA dans le cadre de la régulation incitative sur objectifs.

BRUGEL veillera lors de son contrôle ex-post des comptes 2022 de SIBELGA au respect, par celui-ci, de la présente décision.

11 Réserve générale

BRUGEL a approuvé la présente décision et s'est prononcée sur les soldes régulatoires 2021 (gaz) du gestionnaire de réseau SIBELGA sur base de l'ensemble des éléments mis à sa disposition.

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

BRUGEL se réserve le droit d'encore examiner et de demander des éléments justificatifs relatifs au caractère raisonnable de certains éléments constitutifs du revenu total au cours des prochaines années.

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

12 Recours

La présente décision peut faire l'objet d'un recours devant la Cour des Marchés de Bruxelles conformément à l'article 10^{quies} de l'ordonnance « gaz ». En vertu de l'article 30^{octies} de l'ordonnance électricité, la présente décision peut également, sans préjudice des voies de recours ordinaires, faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.