

Annexe 1A : commentaires détaillés de Sibelga sur la décision 20230627-232 de BRUGEL

**Remarques relatives au texte principal et aux
rapports de motivation de la décision 20230627-
232**

31 Août 2023



PREAMBULE

Sibelga reprend ici les commentaires portant sur chaque chapitre de la décision « BRUGEL-DECISION-20230627-232 » telle que reçue par courrier électronique le 29 juin 2023.

Les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga font partie intégrante de son avis, en ce compris les notes produites par des experts externes et la note de son avocat, Linklaters LLP, dont Sibelga s'approprie expressément les termes et le contenu. Par conséquent, la présente annexe 1A ne reprend qu'une série de commentaires sur la décision 20230627-232 de BRUGEL et ne contient pas une liste exhaustive des critiques formulées à cet égard. Il y a lieu de considérer l'avis formel de Sibelga dans son ensemble, à savoir avec ses annexes et les critiques soulevées lors de la phase de pré-concertation et non prises en compte par la décision de BRUGEL.

1. BASE LÉGALE

- BRUGEL indique que « La méthodologie a été rédigée dans le respect des lignes directrices fixées par l'Ordonnance Électricité et l'Ordonnance Gaz, dans la mesure où elles auraient une portée générale et ne porteraient pas atteinte à l'indépendance du régulateur ». BRUGEL se réserve donc expressément la faculté de méconnaître tout ou partie des lignes directrices et l'a du reste exercée (voir ci-après). En n'appliquant délibérément pas le cadre légal qui s'impose à elle, BRUGEL excède manifestement sa compétence. Et ceci alors même que BRUGEL a vu son recours à l'encontre de la dernière ordonnance modifiant les Ordonnances Électricité et Gaz, notamment sur les lignes directrices, rejeté par la Cour constitutionnelle par son arrêt 105/2023 du 29 juin 2023.

2. PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

- Il manque dans la liste des échanges mentionnés au paragraphe 2.2, ceux relatifs aux « stranded asset gaz ». Ces échanges ont eu lieu les 13 mars 2022 et 8 juin 2022 en présence de Sibelga, BRUGEL et son consultant (Haulogy).
- Tel qu'indiqué par Sibelga en réponse au courrier de BRUGEL reçu le 29 juin et compte tenu du fait que notre accord relatif à la procédure d'établissement de cette méthodologie tarifaire, signé le 3 mai 2022, indiquait dans son annexe que nous aurions jusqu'au 31 août 2023 pour formuler nos commentaires, nous avons demandé à Brugel de pouvoir disposer jusqu'au 31 août 2023 pour transmettre notre avis dans le cadre de la concertation officielle relative à la proposition de méthodologie tarifaire. Cette demande a été faite en date du 30 juin 2023 et acceptée par BRUGEL en date du 11 juillet 2023. En vertu de l'exposé des motifs qui accompagne l'adoption de l'ordonnance du 8 mai 2014 modifiant les Ordonnances Électricité et Gaz, la concertation de Brugel avec Sibelga vise à «assurer l'adoption de procédure tarifaire participative et concertée entre les parties directement concernées par l'adoption des méthodologies tarifaires». Pour qu'une discussion constructive puisse avoir lieu, BRUGEL doit par conséquent motiver les choix qui sous-tendent les projets de méthodologies tarifaires 2025-2029 et communiquer les résultats des analyses préliminaires qu'elle aura effectuées.

3. STRUCTURE DU DOCUMENT

Pas de remarque.

4. MODÈLE DE RÉGULATION

- BRUGEL indique que les objectifs et les orientations de la méthodologie tarifaire tiennent compte notamment du cadre légal et réglementaire européen et bruxellois, des orientations générales ou bonnes pratiques définies par l'ACER et le CEER et du plan stratégique de BRUGEL. Parmi les objectifs visés par les méthodologies tarifaires, BRUGEL rappelle celui de rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau. Il nous semble nécessaire de rappeler que les Ordonnances spécifient également que la « *rémunération reconnaît un taux de rendement suffisamment stable permettant d'assurer que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme* »
- BRUGEL indique qu'un de ses objectifs est *d'éviter toute rente monopolistique et d'inciter SIBELGA à l'efficacité de la gestion de ses coûts*. Nous tenons à rappeler qu'obtenir un rendement conforme aux conditions de marché ne peut pas être considéré comme une rente monopolistique.
- Dans son rapport de motivation, BRUGEL stipule qu'un des objectifs clés de BRUGEL est de « *limiter le profit du GRD* ». Cette formulation est pour le moins surprenante. En effet, le cadre fixé par les Ordonnances spécifie que « *[La] rémunération reconnaît un taux de rendement suffisamment stable permettant d'assurer que le gestionnaire du réseau de distribution puisse faire face à ses obligations sur le long terme* ». Le régulateur ne peut considérer que sa mission est de limiter le profit du GRD, il doit bien sûr éviter que le GRD ait un profit anormalement élevé mais il doit aussi s'assurer que ce profit est suffisant pour que celui-ci puisse faire face à ses obligations sur le long terme.
- Sans remettre en question fondamentalement le choix de BRUGEL d'évoluer vers un modèle revenue cap TOTEX, et tel que déjà échangé avec BRUGEL durant la phase préparatoire, Sibelga tient à rappeler que
 - Une faiblesse intrinsèque du modèle revenue cap TOTEX est la nécessité de définir à l'avance une trajectoire de coûts (y compris de coûts d'investissements). Le modèle cost+, qui n'a pas été retenu par BRUGEL pour la période 2025-2029, pourrait être plus adapté à un environnement en mutation comme le secteur de l'énergie qui connaît actuellement des transformations majeures et dans lequel il est très compliqué de projeter une trajectoire de coûts futurs.
 - Dans un tel système de fixation d'une trajectoire de coûts ex-ante, il convient de mettre en place des mécanismes d'ajustements pour corriger le tir en cas de circonstances imprévues et non maîtrisables par le GRD. Cela ne nous paraît pas être suffisamment prévu dans le cadre de la méthodologie telle que proposée par BRUGEL.
 - L'assertion selon laquelle le modèle proposé « *garantit par construction l'absence d'arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX* » semble osée; le modèle proposé n'exclut pas l'existence d'un biais vers les CAPEX, notamment parce que :
 - l'incitation à l'optimisation des CAPEX ne se matérialise que via une incitation sur les coûts d'amortissement de ces CAPEX lors de la période tarifaire en cours, alors que ceux-ci ne représentent parfois qu'une proportion très limitée de la totalité des CAPEX (2%) ;
 - les CAPEX sont rémunérés au coût du capital, qui est un paramètre lui-même sujet à des incertitudes d'estimation : si celui-ci est surestimé, alors il y a une incitation au surinvestissement (qui est, en tout état de cause, plus souhaitable qu'une incitation au sous-investissement dans le cas contraire) ;
 - Un autre modèle de revenue cap TOTEX, qui est selon nous plus répandu et qui permet de mieux éviter les arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX, consisterait à inclure dans le TOTEX les investissements eux-mêmes (et non les amortissements comme dans le modèle proposé par BRUGEL).

- Une faiblesse intrinsèque du modèle revenue cap TOTEX est le risque de sous-investissement lié au fait que la trajectoire de coûts autorisés pour les amortissements est définie ex ante. Ce risque est d'autant plus critique que la transition énergétique nécessitera des investissements conséquents lors des prochaines années. La mise en œuvre d'un modèle revenue cap TOTEX pourrait, s'il n'est pas bien conçu, mettre en péril la transition énergétique.
- Concernant le mécanisme de coût additionnel, lorsque BRUGEL indique que « *l'acceptation ou le rejet de la demande d'investissements additionnels revenant exclusivement à BRUGEL.* », il convient de nuancer cette affirmation dans le sens où la décision sur l'acceptation ou le rejet des coûts additionnels revient effectivement à BRUGEL mais pas la décision sur les "investissements" proprement dits (qui revient au gouvernement de la Région de Bruxelles Capitale, selon les termes des Ordonnances). En outre, BRUGEL ne peut pas rejeter les coûts additionnels dus aux investissements approuvés dans les plans d'adaptation.
- Il nous semble qu'il convient de corriger la phrase suivante « *L'incitation à la performance non financière actuellement mise en œuvre à travers la régulation par objectif des méthodologies tarifaires 2020-2024 est renforcée à différents niveaux, notamment par [...] l'ajout au jeu des indicateurs incités en vigueur au 31/12/2024 [...]* ». En effet, ceci est contraire à ce qui est spécifié au chapitre 12.1 (le jeu des indicateurs en vigueur au 31/12/2024 sera fortement simplifié pour ne retenir que ceux relatifs aux interruptions d'alimentation).

Les remarques de Sibelga sur les choix de mise en œuvre du modèle régulateur sont détaillées aux chapitres suivants.

5. DURÉE DE LA PÉRIODE RÉGULATOIRE

Pas de remarque.

6. REVENU AUTORISÉ

6.1. Composition du revenu autorisé

Pas de remarque additionnelle par rapport aux critiques reprises dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

6.2. Coûts gérables

- En conformité avec le paragraphe 6.3.10, il conviendrait de spécifier au 6.2.1 ii que, contrairement à toutes les autres charges de rémunération, les charges liées aux primes jubilaires deviennent non-gérables.
- Sibelga conteste fermement la mesure de réduction progressive de l'amortissement de la plus-value de réévaluation telle que spécifiée au §6.2.1 iv. Ce point est abordé dans nos remarques principales et est développé dans ses autres annexes.
- Il est erroné de dire que dans la méthodologie tarifaire 2020-2024, les coûts gérables étaient établis sur la base des coûts budgétaires d'une seule année précédant la période de régulation (§6.2.2). En effet le revenu autorisé de l'année initiale ne reposait pas que sur des coûts budgétés mais également sur des coûts réalisés à travers la déduction, dans le revenu autorisé initial, de l'incitant sur coûts gérables qui reflète l'écart entre le budget et le réalisé déjà accordé à Sibelga.
- Le §6.2.2. aborde la part OPEX des coûts gérables BAU mais omet d'aborder la part CAPEX.

- Concernant le mécanisme de « coûts additionnels » introduit au §6.2.3, Sibelga a un nombre important de remarques. Celles-ci sont abordées de manière globale dans nos remarques principales et sont développées dans les autres annexes. Cependant, les points suivants nécessitent tout de même d’être évoqués ici.
 - « *Le GRD devra soumettre avant la soumission des propositions tarifaires les business cases de ces projets sur la période 2025-2029* ». Sibelga s’oppose à cette demande de BRUGEL. En effet, BRUGEL et Sibelga se sont mis d’accord en mai 2022 sur une procédure d’élaboration de la méthodologie et de la proposition tarifaire 2025-2029. Dans cette procédure il n’était pas prévu que Sibelga introduise des business case relatifs aux coûts additionnels avant la proposition tarifaire. Pour le cas spécifique du business case smart meter, Sibelga avait indiqué être en mesure de fournir un business case pour le 1^e janvier 2024, celui-ci devant se baser sur les coûts et gains additionnels pour Sibelga au cours de la période régulatoire 2025-2029. Cependant, étant donné que BRUGEL s’éloigne sensiblement de l’intention initiale de simplifier au maximum ces business case (voir exigences imposées par BRUGEL au 7.2.2 et la réaction de Sibelga sur ce point) et de les restreindre au scope de Sibelga pour la période tarifaire, nous ne pouvons plus marquer notre accord sur l’introduction de ce business case smart meter préalablement à la proposition tarifaire.
 - La description fournie au 6.2.3. n’est pas claire ou pas acceptable :
 - BRUGEL indique que les projets faisant l’objet de coûts additionnels ne seront acceptés que si ces « projets ne peuvent pas être financés par le budget des coûts BAU [...] ». Doit-on comprendre que les projets additionnels qui seraient introduits en cours de période seront refusés si Sibelga réussissait à dégager une marge sur l’efficience ? Ceci ne serait pas acceptable car totalement contraire à la logique d’un revenue cap. Comment BRUGEL pourra-t-elle, le cas échéant, identifier si une marge sur efficience est réalisée grâce à « la disparation ou au changement d’obligations légales induisant une baisse de couts gérables BAU, suite au remplacement de coûts BAU qui seraient par exemple devenus caduques, suite à des retards pris dans des dépenses pour une quelconque raison, ou suite à une proratisation des dépenses dans le temps » ? Cette disposition introduit une incertitude majeure pour Sibelga dans le cadre régulatoire.
 - « *BRUGEL peut fixer après concertation avec le GRD, les lignes directrices ainsi que, le cas échéant, un modèle de rapport minimum, visant tant à préciser les éléments que le GRD doit présenter pour solliciter le financement de coûts additionnels [...]* ». Sibelga s’oppose au fait qu’une partie importante du cadre régulatoire pour les méthodologies tarifaires puisse être fixée aussi tardivement et en dehors de la procédure d’élaboration de la méthodologie tarifaire. Ceci est manifestement contraire à la ligne directrice n°1 de l’article 9quinquies de l’Ordonnance Électricité et l’article 10ter de l’Ordonnance Gaz qui consacre le principe d’exhaustivité des méthodologies tarifaires, incluant la définition des modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire du réseau de distribution.
- Le §6.2.5 appelle une série de remarques
 - Rappelons que le plan de développement (PDD), dans sa forme actuelle, n’inclut que les investissements prévus dans les infrastructures de Sibelga. Quelques développements informatiques (parmi beaucoup d’autres chez Sibelga) sont cités dans le PDD. Il s’agit de ceux qui sont directement liés au développement des réseaux gaz ou électricité (par exemple : les applications liées au dispatching lui permettant de soutenir des études du réseau tels que le « digital twin »).
 - BRUGEL précise que l’ensemble des coûts IT sont intégrés dans les coûts gérables BAU et sont donc exclus des coûts additionnels. Ceci répond partiellement à une demande formulée par Sibelga lors de la phase préparatoire de la méthodologie tarifaire. Cette demande se basait sur le fait qu’il est impossible de prévoir de manière précise et pertinente des projets informatiques à un horizon temporel aussi long. Sibelga a dès lors demandé à pouvoir garder une enveloppe constante de frais IT (RUN et CHANGE) correspondant aux années de référence et de définir en concertation avec

BRUGEL des fonctionnalités à établir avec cette enveloppe plutôt que de retirer des frais de projets des années antérieures et de réestimer les coûts additionnels pour les 5 années à venir. BRUGEL n'a toutefois retenu qu'une partie de la demande, à savoir le fait de ne plus intégrer des frais IT dans les coûts additionnels mais a par ailleurs (voir 7.7) procédé à un retraitement des coûts informatiques entraînant une réduction de l'enveloppe, Sibelga conteste donc ce point, en lien avec les points repris pour le 7.7 dans la mesure où, pour Sibelga, les deux points sont intimement liés.

- Lors de différents contacts en marge de l'établissement du PDD 2024-2028, BRUGEL a formulé sa demande au sujet des coûts informatiques à inclure dans le PDD et a précisé qu'elle voulait y retrouver les projets informatiques liés au développement du smart grid, c.à.d. les coûts liés
 - (1) aux investissements en IT pour la gestion du réseau (SCADA...),
 - (2) aux investissements en IT pour soutenir le fonctionnement du marché (interfaces marché : CMS, flexhub, NRT), et
 - (3) aux investissements en IT pour la mise à disposition de data au marché (« traffic light » et données agrégées).

Lors de ces échanges, Sibelga a marqué son accord pour le 1^e et le 3^e point, mais a exprimé son opposition au deuxième point qui ne s'inscrit pas dans l'esprit de l'Ordonnance Électricité dans son article 12 §1^{er}, et de l'Ordonnance Gaz dans son article 10 §1^{er}. En effet, les développements IT nécessaires pour soutenir le fonctionnement de marché sont indépendants de la finalité d'un plan de développement des réseaux gaz et électricité. Cette position est d'ailleurs valable aussi dans le cadre de la note Smart Grid qui ne comprendra donc pas le (2). Précisons également que le (3) est relatif aux informations à communiquer sur l'état du réseau à savoir les congestions potentielles, les services de flexibilité autorisés, et non les données dans le cadre du marché de l'énergie en général et liées au MIG en particulier.

- La description fournie indique que « *Les coûts IT comprennent les frais de l'informatique (hors projet) et l'ensemble des projets informatiques relatifs aux développements et à la gestion des réseaux [...]* ». Cette phrase n'est-elle pas contradictoire ? Quelles dépenses informatiques sont, dans la vision de BRUGEL, considérées comme projets (et cette définition utilisée dans ce paragraphe est-elle alignée avec celle utilisée au §7.2.1.1 « CGProjetsIT ») ?

La (ou les) définition(s) de « projet IT » de BRUGEL ne semble en tout état de cause pas être alignée avec celle de Sibelga. Pour Sibelga les projets (aussi appelés CHANGE) constituent une enveloppe d'environ 30 MEUR et incluent les projets tels que SAP4Hana, le développement des applications nécessaires à la gestion des compteurs smart, etc.

Par ailleurs, notre compréhension des coûts à inclure dans le PDD n'inclut pas l'ensemble des coûts IT mais bien uniquement les coûts de certains développements (voir plus haut), dès lors dire que l'ensemble des coûts IT fait l'objet d'un reporting dans les plans de développement nous paraît incorrect. Nous rappelons par ailleurs qu'établir des budgets de développements informatiques à un horizon de plus de deux ou trois ans relève de la véritable gageure.

Qu'un reporting spécifique soit prévu par ailleurs par BRUGEL n'est toutefois pas un souci. Nous pensons dès lors que la partie « dans le suivi des plans de développement (voir également point 23.1.1) des réseaux » doit être retirée du 4^{ème} paragraphe.

- Bien que déjà discuté en phase préparatoire, Sibelga continue à trouver inadéquat d'exclure de facto la capitalisation des développements informatiques. L'activation de certains frais de développement informatique permettrait d'étaler dans le temps certains coûts (et ainsi de lisser leur impact tarifaire).

- Nous ne comprenons pas la phrase « Par ailleurs, BRUGEL se réserve le droit de réaliser un audit spécifique sur les coûts IT historiques permettant d'attester que l'ensemble de l'enveloppe destinée à financer les coûts IT soit effectivement consacrée à cette catégorie de coûts. ». Quel serait l'intérêt d'un tel audit en cours de période tarifaire dans le cadre d'un système de revenue-cap où il incombe au GRD d'accomplir ses missions régulées avec une enveloppe de coûts approuvée par le régulateur ?

6.3. Coûts non gérables

- Il conviendrait de compléter la fin de la phrase « Les coûts non gérables visés dans la section 6.3 ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes, à l'exception des coûts OSP » comme suit : « Les coûts non gérables visés dans la section 6.3 ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes, à l'exception des coûts OSP, du coût des pertes réseaux et des coûts d'assainissement des sols ». En effet, ceux-ci supportent déjà aujourd'hui des frais indirects en lien avec les cost drivers utilisés pour la ventilation des frais indirects.

6.3.1. Rémunération des capitaux investis(RCI_t)

Voir commentaires plus loin à ce sujet et les critiques formulées à cet égard dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

6.3.2. Coûts des pertes réseau

- BRUGEL demande la remise d'un rapport annuel sur les pertes et la stratégie d'achat. Sur cette base, BRUGEL indique qu'un jugement du caractère raisonnable des coûts de compensation des pertes réseau sera effectué. Il n'est pas clair cependant quels critères seront utilisés pour juger du caractère raisonnable.

6.3.3. Facturation de l'énergie non mesurée

- Dans la mesure où la consommation non mesurée (tels les CHC ou les bris de scellés) est directement influencée par le travail effectué par Sibelga pour la détection de ces cas, il nous semblerait logique d'inclure dans les charges non-gérables visées par ce paragraphe les frais de personnel et les frais administratifs des personnes gérant les consommations hors contrat. En effet, il nous paraîtrait cohérent de traiter l'ensemble des coûts et recettes d'une même activité de la même manière. Nous suggérons donc de reformuler ce paragraphe comme suit : « Les produits et charges, y compris les frais de gestion de détection, de suivi administratif ainsi que les moins-values et les plus-values sur réalisations de créances commerciales, directement issus de la facturation de l'énergie non mesurée, tels que les consommations hors contrats ou moyennant le bris de scellés du compteur sont considérées comme non gérables ». Par ailleurs, si BRUGEL nous rejoint dans cette analyse, il faudra également compléter la phrase concernant les majorations de frais indirects pour ces frais.

6.3.4. Charges de pension non capitalisées

Pas de remarque.

6.3.5. Impôts sur les sociétés et les personnes morales ainsi que les autres impôts ou redevances.

- BRUGEL indique que « Seule la charge fiscale effectivement due par le GRD est considérée comme coût non gérable, à savoir que cette dernière ne peut pas être majorée si les activités non régulées de SIBELGA devaient être déficitaires. ». Même si à l'heure actuelle les activités non-régulées de Sibelga sont négligeables et négatives, cette disposition n'est pas acceptable : les charges fiscales effectivement dues par les activités régulées doivent être supportées par les tarifs. En effet, si les activités non-régulées de Sibelga devaient à

l'avenir se développer et/ou connaître des impacts importants liés à la nouvelle méthodologie (notamment à cause de l'exclusion des provisions du revenu autorisé gérable) :

- Soit elles sont bénéficiaires, et il serait incompréhensible que les tarifs de distribution de gaz et d'électricité supportent la charge fiscale de ces activités non-régulées,
 - Soit elles sont déficitaires, et, par symétrie, il ne serait pas acceptable que la charge fiscale supportée par les tarifs soit réduite de l'impact de ces activités non-régulées.
- Toute autre disposition créerait de la subsidiation croisée entre activités régulées et non-régulées, ce qui est en contradiction avec le point 25.1 du projet de méthodologie qui interdit spécifiquement la subsidiation croisée entre les activités régulées et non-régulées du GRD. Cette interdiction issue de la législation européenne est du reste inscrite à l'article 9quinquies, 15°, de l'Ordonnance Électricité et à l'article 10ter, 15°, de l'Ordonnance Gaz qui disposent explicitement que « *la subsidiation croisée entre activités régulées et non régulées n'est pas autorisée* ».
 - En outre, le principe général de motivation des actifs administratifs est méconnu. BRUGEL n'avance en effet aucun motif pour justifier que la charge fiscale ne peut pas être majorée si les activités non régulées de SIBELGA devaient être déficitaires (page 42 du Rapport de motivation et de positionnement du 23 juin 2023).

6.3.6. Coût du transit d'énergie

Pas de remarque.

6.3.7. Coûts relatifs aux Obligations de Service Public

Voir commentaires plus loin à ce sujet.

6.3.8. Coûts relatifs à la refacturation des coûts de transport d'électricité

- Sibelga prend note de la demande de BRUGEL de remettre annuellement un rapport « *décrivant l'ensemble des mesures mises en œuvre afin d'optimiser les coûts du transport* ». Cependant, nous nous posons la question de la pertinence et de la proportionnalité de cette demande. En effet :
 - D'une part, nous considérons que cette demande n'est pas pertinente car Sibelga n'a pas beaucoup de moyens d'optimisation des coûts du transport et ces moyens d'optimisation dont on dispose ne sont pas sujets à un ajustement régulier. En effet, le coût du transport, basé sur les tarifs d'Elia, se décompose en trois grandes rubriques correspondant environ chacune à 30% du montant:
 - Un tarif basé sur la capacité mise à disposition et aux équipements sur lequel aucune action n'est possible.
 - Un tarif basé sur la consommation (MWH) sur lequel aucune action n'est possible.
 - Un tarif basé sur la pointe (par poste et par poche depuis 2022). Sibelga adapte le cas échéant la typologie de son réseau pour améliorer cette composante mais en donnant priorité, toujours, à la qualité de fourniture, c'est à dire en tenant compte du nombre et du type de clients concernés, des équipements de coupure MT télécommandables ou non, de la révision des réglages des protections très complexes, de la mise à jour au niveau du dispatching entre autres, etc. En d'autres termes, ce type d'analyse est lourd et n'est réalisé que lorsque, soit un gros client quitte ou s'installe, soit Elia revoit sa propre typologie.

(notons que le solde du coût de transport est faible et couvre les coûts de gestion de l'imbalance (+/-7%) et l'énergie réactive (inférieurs à 1%)).

Des réunions de concertation régulières ont lieu avec Elia pour préciser les besoins des parties et ainsi, prévoir les investissements nécessaires.

Sibelga est bien entendu disposé à expliciter tous ces éléments à BRUGEL et, si nécessaire, à établir un rapport annuel de synthèse des interactions avec Elia mais il ne nous semble pas pertinent de nous demander d'établir un rapport annuel des actions spécifiques à l'optimisation des coûts de transport.

- D'autre part, nous estimons que la demande de BRUGEL n'est pas proportionnée. En effet, un tel rapport représenterait un effort considérable pour un intérêt pour BRUGEL que nous estimons peu justifié.

6.3.9. Frais irrecouvrables liés aux fournisseurs d'énergie

- BRUGEL demande que chaque année, le GRD fournisse un rapport « *décrivant notamment les mesures de gestion du risque crédit mises en œuvre par le GRD (évaluation du risque crédit par fournisseur, garanties demandées aux fournisseurs, suivi et mise à jour des garanties etc.), les montants de garanties demandés aux fournisseurs ainsi que les évolutions de ces montants pour l'année suivante* ». Ce qui est demandé ici par BRUGEL est déjà rapporté annuellement dans le rapport de non-discrimination (points 2.10 et dans l'annexe 6 de ce rapport). Sibelga considère qu'un rapport complémentaire ferait double emploi et constituerait donc une charge supplémentaire inutile et disproportionnée. Sibelga demande donc à BRUGEL de supprimer le second paragraphe de ce point.

6.3.10. Primes jubilaires

- Il convient d'indiquer que les charges visées dans ce paragraphe sont toutes les charges relatives aux primes jubilaires (y compris l'ONSS) et pas uniquement les primes en elles-mêmes. Nous proposons dès lors de reformuler la première phrase comme suit : « *Les charges liées aux primes jubilaires, payées conformément à la Convention Paritaire (CP) applicable aux travailleurs de SIBELGA constituent un coût non gérable.* »

6.3.11. Les coûts d'assainissement des sols

Pas de remarque.

6.4. Coûts imposés par l'évolution du cadre légal, des règles du marché ou des circonstances exceptionnelles

Voir commentaires plus loin à ce sujet et les critiques formulées à cet égard dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

6.5. Éléments explicitement exclus du revenu autorisé

6.5.1. Amendes et indemnisations à charge du GRD

- En ce qui concerne, les amendes, à l'instar de la période précédente et conformément à ce qui se fait dans la pratique, Sibelga souhaite que le terme amende soit précisé pour spécifier qu'il ne s'agit que des amendes administratives et non toutes les amendes. En effet, certaines amendes sont parfois nécessaires au bon fonctionnement du GRD (par exemple les amendes de roulage pour lesquelles Sibelga a déjà détaillé à BRUGEL sa procédure de refacturation et/ou de prise en charge) et d'autres amendes relèvent d'interprétation différentes entre l'administration et le GRD (par exemple des amendes fiscales car certaines dépenses auront ou non été considérées comme admises).

- Pour ce qui concerne les indemnités à charge du GRD telles que prévues dans le chapitre VIbis de l'Ordonnance Electricité et son équivalent en Gaz, à l'instar de la période tarifaire précédente, Sibelga conteste le rejet de ces coûts car ils ne résultent pas spécifiquement et systématiquement d'une faute du GRD mais sont l'application mécanique des Ordonnances, dans un but premier de protection des consommateurs et non d'amélioration des performances de Sibelga. Dans un contexte de revenue-cap, l'arbitrage à faire entre des dépenses permettant d'éviter ces coûts et ces coûts devrait rester de la responsabilité seule du GRD. Il pourrait en effet être déraisonnable, financièrement parlant, de procéder à de lourds investissements permettant d'éviter ces seules indemnités. Au surplus dans le contexte d'un partage à 100 % pour le GRD, si les indemnités font partie des coûts gérables du GRD les rejeter ex-post n'a pas d'impact puisque cela consisterait in fine à améliorer l'efficacité du GRD en diminuant ses coûts gérables.

6.5.2. Provisions

- Bien qu'ayant déjà argumenté longuement, lors de la phase préparatoire de l'élaboration des méthodologies tarifaires, sur la cohérence qu'il y a à passer des provisions qui permettent d'établir des comptes reflétant mieux les réels coûts relatifs à une période déterminée (indépendamment qu'il y ait eu un décaissement ou non des coûts encourus), Sibelga entend que BRUGEL souhaite s'écarter de cette logique.
- Afin de répondre au souhait de BRUGEL, et en évitant au maximum de gérer deux systèmes différents (la comptabilité nécessitant de passer certaines provisions et la régulation excluant toute forme de provision), nous sommes d'avis que
 - **Pour ce qui concerne les provisions primes jubilaires, assainissement des sites, Cogen et Rest Term : si les auditeurs acceptent de supprimer également ces provisions au niveau comptable, nous ne voyons pas d'objection à suivre la demande de BRUGEL.** La position actuelle des auditeurs de Sibelga est que ces provisions sont nécessaires et doivent être comptabilisées. Cependant, dans la mesure où les coûts sous-jacents à ces provisions passent en coûts non-gérables, Sibelga pourrait tenter de convaincre les auditeurs d'accepter de ne plus passer de provisions pour ces coûts. Il n'y a toutefois pas de garantie que les auditeurs acceptent.
 - **Pour ce qui concerne les autres provisions (classées en gérables pour des montants limités) : nous insistons pour que BRUGEL accepte d'aligner la régulation avec les règles fiscales.** En effet, ces provisions sont très faibles (en quantité et en montant) étant donné que depuis la dernière réforme fiscale (2018) les conditions d'admissibilité fiscale des provisions ont été fortement augmentées. Une provision doit dorénavant servir à couvrir les frais résultant d'une obligation contractuelle, légale ou réglementaire autre que la seule réglementation comptable existant à la date de clôture du bilan. Cette condition réduit fortement les possibilités de constituer des provisions admissibles.
Au 31/12/2022, outre les 4 provisions citées ci-avant, seules les provisions pour litiges suite à des licenciements étaient présentes dans nos comptes pour un montant de 157 K€. Un rejet de ces provisions créerait un travail de suivi considérable pour des montants peu significatifs. Comptablement, ces provisions devront continuer à être comptabilisées, car découlant d'une obligation légale.
 - Si Sibelga devait suivre des règles de comptabilisation différentes au niveau des provisions afin de répondre aux diverses exigences, nous nous verrions obligés de comptabiliser les provisions en activités non régulées ce qui aura pour conséquence de complexifier la comptabilisation et le contrôle tant pour Sibelga que pour BRUGEL.
- Le paragraphe suivant nécessite d'être clarifié : « *Toutes les provisions figurant au bilan 2024 de SIBELGA (y inclus la provision de prime jubilaire) et correspondant donc à des dotations et reprises de provisions*

intégrées aux revenus maximum autorisés passés et n'ayant pas donné lieu à des coûts réellement supportés, seront créditées aux fonds de régulation électricité et gaz en tant que dette vis-à-vis des URD et apurées au cours de la période de régulation 2025-2029 et au plus tard d'ici 2026. Ceci signifie que le montant total des provisions existantes susmentionnées sera déduit du revenu maximum autorisé 2025-2029, au plus tard en 2026. ». En effet,

- L'apurement du fonds de régulation étant régi par les règles définies au chapitre 13, il nous semble qu'il convient de spécifier que les provisions qui seront transférées aux soldes tarifaires seront apurées sur deux périodes tarifaires (2025-2034) (via le terme $SR_{t\text{Pré}}$).
- Pourquoi spécifier dans la dernière phrase « au plus tard en 2026 » si l'objectif est d'apurer les soldes tarifaires (via une déduction du RMA) sur deux (ou une ?) périodes tarifaires ?

6.5.3. Charges financières

Pas de remarque.

6.5.4. Coûts liés aux transferts entre le compte de résultats et le bilan

Pas de remarque.

6.6. Clés de répartitions des coûts mixtes

Pas de remarque.

6.7. Rémunération des capitaux investis (RCI_t)

- Globalement, Sibelga se réfère à ses remarques principales et aux différentes annexes de ce document (y compris les objections juridiques): la rémunération des capitaux investis et des fonds empruntés proposée par BRUGEL est très en dessous de ce qu'elle devrait être pour être qualifiée de « raisonnable », manque de motivation et contrevient à plusieurs lignes directrices des Ordonnances Électricité et Gaz ainsi qu'à plusieurs principes généraux.

Au niveau de la formulation de ce chapitre, nous souhaitons spécifier les éléments suivants :

- Au §6.7.2 il est indiqué que « *Au niveau du gaz, à partir de 2025, aucun frais opérationnel ne pourra être activé ni intégré à la RAB.* ». Il nous semblerait plus opportun de rapprocher la formulation proposée de celle du §6.5.4 en la modifiant comme suit : « *Au niveau du gaz, à partir de 2025, les frais des services de support transférés aux immobilisations ne sont plus autorisés.* »
- Le tableau du §6.7.3 convient d'être adapté de la manière suivante.
 - Il faudrait indiquer que la deuxième colonne est indicative. En effet, le pourcentage d'amortissement ne correspond jamais exactement à la durée (3% d'amortissement ne correspond par exemple pas à 33 ans mais bien à 33,33333... années).
 - La possibilité d'amortir les « Logiciels ou développements informatiques spécifiques » semble contraire à ce qui est indiqué au §6.2.5.
- Il est à noter que l'ajustement possible de la durée d'amortissement pour les vélos et pour « *certaines travaux dans les bâtiments administratifs* » devra également être corrigé dans les années de référence pour la détermination des coûts BAU.
- Pour le gaz, le taux d'amortissement complémentaire des actifs n'est pas précisé. Sibelga en traduit donc que le taux d'amortissement complémentaire sera équivalent au taux d'amortissement normal mais ne s'appliquera que sur la valeur comptable de l'actif après amortissement « normal ». Si l'interprétation de

Sibelga est correcte, il convient de ne rien modifier. Si ce n'est pas le cas, Sibelga demande à BRUGEL de préciser les taux d'amortissements complémentaires à appliquer par actif.

- En réduisant fortement le montant de la rémunération des capitaux investis pour la période 2025-2029 et en consacrant une destruction substantielle de la valeur de SIBELGA, le projet méconnaît l'article 9quinquies, 2°, 4°, 9° et 14°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 2°, 4°, 9° et 14°, de l'Ordonnance Gaz, ainsi que les principes de sécurité juridique, de confiance légitime, de stabilité et de prévisibilité réglementaire, ainsi que l'obligation de motivation.
- La définition du coût de la dette n'est ni stable ni prévisible pour SIBELGA et dès lors contrevient (i) aux articles 9quinquies, 2° et 14°, de l'Ordonnance Électricité et 10ter, 2° et 14°, de l'Ordonnance Gaz, ainsi que (ii) aux principes de stabilité et de prévisibilité réglementaires.
- En dehors des remarques formulées ci-dessus et aux autres annexes de l'avis de Sibelga relatif à la décision 20230627-232 de BRUGEL, le rapport de motivation ainsi que l'annexe détaillant le calcul du WACC appellent par ailleurs quelques remarques complémentaires
 - Tel que déjà signalé à BRUGEL lors de la phase préparatoire, Sibelga estime que le gearing réel (tel qu'indiqué aux tableaux 2 et 3 de rapport de motivation sur la rémunération) devrait inclure dans la partie « dette » les fonds de régulation dans la mesure où ceci correspond à une dette (une dette réglementaire, certes, mais une dette quand même).
 - Tel que déjà signalé à BRUGEL lors de la phase préparatoire, la justification sur base de la Taxonomie Européenne de maintenir un WACC unique pour le gaz et l'électricité nous semble erronée. En effet, l'affirmation que « *les activités [gazières] sont désormais incluses à la liste des activités économiques durables sur le plan environnemental qui sont couvertes par la taxonomie de l'UE* » n'est pas entièrement correcte. Selon notre compréhension, seules les activités de production d'électricité à partir de gaz (et uniquement sous certaines conditions, notamment que les émissions sont inférieures à certains seuils) peuvent être considérées comme durables sur le plan environnemental. L'activité de distribution de gaz, a fortiori pour des besoins qui sont essentiellement liés au chauffage, ne peut pas être considérée, selon cette taxonomie, comme durable sur le plan environnemental
 - Certaines informations mentionnées dans les benchmarks du rapport de motivation sur la rémunération ne sont plus à jour. Notamment, la « Méthode d'évaluation du taux sans risque » pour la Wallonie qui n'inclut pas la dernière décision de la CWaPE qui fait des ajustements liés au Quantitative Easing.
 - En dehors du fait que nous contestons fondamentalement le calcul de la prime de dette sur base d'entreprises « *au moins aussi bien notées que la Belgique (soit AA)* », cette affirmation nous semble contradictoire avec le calcul réellement effectué à l'annexe 7 (calcul du WACC) où des entreprises notées A sont également prises en compte et où il est spécifié que le calcul se base sur « *la différence entre un taux de référence et les rendements à terme des obligations de 10 à 12 ans émises en euro par des entreprises européennes du secteur de l'énergie notées au moins A par S&P ou Moodys* ».

6.8. Rémunération des fonds de régulation

- Dans la formule de la rémunération des fonds de roulement, Sibelga se demande pourquoi le SFR est uniquement le solde à la fin de la période et pas une moyenne entre le solde du fonds de régulation à la fin de la période et celui à la fin de la période précédente.

7. DÉTERMINATION DU REVENU AUTORISÉ INITIAL

7.1. Principes généraux

Sibelga se réfère à ses remarques principales et aux autres annexes pour une argumentation globale de la fixation du RMA. Les remarques spécifiques formulées ici sont complémentaires.

7.2. Coûts gérables CG_t

7.2.1. Détermination des coûts gérables BAU initiaux $CG_{BAU2025}$

- La formulation du §7.2.1.1 sème la confusion dans les dénominations et conventions utilisées. En effet, comme indiqué dans nos remarques au §6.2.5, Sibelga souhaite que BRUGEL spécifie ce qui est entendu par « projet IT ».
 - Aux chapitres §7.2.1.1 et §7.8.2, la notion de « projet IT » ne semble couvrir que ce qui était préalablement couvert par le projet Smartrias (ce qui a représenté un coût important d'une moyenne de 12 M€/an approximativement en 2018-2022 et que BRUGEL propose à l'avenir de couvrir par une enveloppe réduite de 6,4 MEUR/an augmenté d'une enveloppe forfaitaire de 3 MEUR/an).
 - Au chapitre 6.2.5, la notion de « projet IT » semble couvrir une gamme plus importante de projets (*ceux relatifs aux développements et à la gestion des réseaux intégrés dans le cadre des plans de développement [...] en ce compris l'ensemble des coûts spécifiques informatiques liés au développement du réseau intelligent et du traitement et de la communication des données issues des compteurs intelligents*).
 - Pour Sibelga, les projets IT contiennent une série de projets plus larges que ceux que BRUGEL considère¹, tels que SAP4Hana, les applications pour la gestion des smart meter, etc. pour une enveloppe d'approximativement 30 MEUR/an.
- Au §7.2.1.2, BRUGEL propose que $CG_{CAPEXBAU}_{2025}$ soit calculé ex ante sur base « des dotations aux amortissements prévisionnelles 2025 de la valeur d'acquisition (nettes de subsides et d'interventions de tiers), qui est prise égale aux dotations aux amortissements prévisionnelles 2024 issue de la proposition tarifaire 2020-2024 ». Comme la proposition tarifaire 2020-2024 a été établie en 2019, nous disposons entre temps de meilleures estimations pour 2024. Nous sommes d'avis qu'il serait plus opportun d'utiliser ces meilleures estimations dont nous disposons actuellement.
- Au §7.2.1.3, il convient de tenir compte de l'impact de l'accélération de l'amortissement des nouveaux investissements gaz, en
 - le spécifiant au 1^e point du 1^e paragraphe (par exemple « 1. *D'une part, suite à la réflexion sur le risque de stranded assets gaz : de la fin de la pratique (à partir de 2025), des frais transférés aux immobilisations, par laquelle des OPEX rentrent dans la RAB et sont amortis (effet net conduisant à la sous-estimation du revenu autorisé) ; et de l'accélération des nouveaux investissements.* ») ;
 - le spécifiant au 1^e point du 2^e paragraphe (par exemple : « À une surestimation des $CG_{CAPEXBAU}_{2025}$, celles-ci représentant les amortissements d'investissements diminués des surcharges et accélérés pour les nouveaux investissements à partir du 1/1/2025. Cette surestimation sera vraisemblablement faible en 2025 mais augmentera continuellement. ») ; et
 - le spécifiant au 3^e paragraphe (par exemple « *SIBELGA introduira lors de la remise de sa proposition tarifaire une demande d'affectation des fonds de régulation gaz visant à compenser la hausse du revenu autorisé 2025-2029 découlant de l'arrêt de la pratique du transfert de frais opérationnels aux immobilisations et de l'accélération des nouveaux investissements gaz, diminuée de l'effet d'aubaine sur les $CG_{CAPEXBAU}_{2025}$* »).

¹ Voir Annexe 7A, ces projets sont aussi appelés CHANGE.

- Tel qu'indiqué par ailleurs dans les autres annexes de ce document et dans ses remarques principales, Sibelga a des objections importantes sur les propositions suivantes de BRUGEL. Les points suivants devraient au minimum être corrigés dans la méthodologie tarifaire :
 - La moyenne pondérée des années de référence ne permet de refléter que partiellement la tendance à la hausse de nos coûts.
 - Le retraitement des coûts IT ne tient pas compte des besoins croissants d'investissement dans la digitalisation pour les besoins du marché, des clients, etc. et qui de facto, revient à imposer un facteur d'efficience complémentaire à Sibelga.
 - Le traitement différencié entre les amortissements gaz BAU qui ne peuvent pas être simplement basés sur l'année de référence indexée (retraitement de « l'effet d'aubaine ») et les amortissements électricité BAU qui eux ne peuvent pas inclure de tendance naturelle à la hausse (toute augmentation des amortissements doit faire l'objet d'une demande de coût additionnel, mécanisme entaché de nombreuses incertitudes quant à l'acceptation ultérieure par BRUGEL des coûts additionnels).
 - La suppression progressive de l'amortissement de la plus-value de réévaluation entre 2029 et 2034 doit être abandonnée.
- BRUGEL manque à son obligation de motivation (motivation inexistante ou inadéquate) :
 - en remplaçant les coûts réels du projet SMARTRIAS par « le montant forfaitaire de 3M€ en 2025 » (page 69 des projets de méthodologies tarifaires 2025-2029), sans autre justification quant au niveau de ce montant ;
 - en optant pour l'utilisation d'une base historique pour le calcul des coûts gérables OPEX BAU en se contentant d'écrire que « *cette approche est la plus objective* » (page 18 du Rapport de motivation et de positionnement du 23 juin 2023), sans autre précision ; et
 - en ne justifiant pas expressément (page 56 du Rapport de motivation et de positionnement du 23 juin 2023) les choix guidant la méthode de calcul des amortissements requalifiés en coûts gérables (CGCAPEXBAU).

7.2.2. Détermination des coûts gérables additionnels $CGAD_t$

7.2.2.1. Calcul des coûts gérables additionnels ex ante

7.2.2.1.1. Qualification de couts gérables additionnels

Le mécanisme de « coûts additionnels » tel que proposé par BRUGEL pose une série de questions. Celles-ci sont abordées d'un point de vue global par Sibelga dans sa note sur ses remarques principales, à son annexe 2 et à son annexe 8. En complément de ceci, nous reprenons ici les points spécifiques qui nécessitent des corrections ou clarifications et ce à titre informatif étant entendu que Sibelga estime ce mécanisme tel que proposé inadapté :

- Concernant le montant minimal de 3 MEUR, nous supposons qu'il s'agit de dépenses cumulées (en opex ou en investissement) sur toute la période tarifaire 2025-2029. En effet, toute autre interprétation serait excessive aux yeux de Sibelga. Sibelga demande toutefois à ce que ce point soit spécifié explicitement.
- Sibelga conteste la limitation des projets pouvant induire des coûts additionnels à une liste exhaustive. Il nous paraît en effet plus prudent de laisser la possibilité d'introduire d'autres types de coûts additionnels étant donné l'imprévisibilité du futur (et la possibilité d'introduire de nouveaux coûts additionnels en cours de période tarifaire). Cette limitation à certaines dépenses nous semble par ailleurs trop limitée et ne prend pas en compte l'ensemble des nouvelles dépenses auxquelles Sibelga est confrontée. Sibelga est surprise de constater qu'alors qu'elle avait fourni à BRUGEL pendant la phase de préparation une liste non

exhaustive de coûts additionnels auxquels elle avait pensé afin de clarifier ce qui pouvait être considéré comme coût additionnel ou non (voir Annexe 7B), un grand nombre de ceux-ci ne sont pas dans la liste exhaustive de BRUGEL sans toutefois que BRUGEL ne motive ou ne justifie pourquoi certaines dépenses n'ont pas été reprises ou pourquoi cette liste devait être exhaustive et se limiter aux éléments repris dans le projet de méthodologie.

- Pour ce qui concerne le projet de déploiement des compteurs intelligents, les dispositions formulées au §7.2.2.1.1 sont peu claires. En effet, certains coûts associés au déploiement des compteurs smart semblent être exclus, sans qu'il soit clair si ces coûts sont entièrement exclus ou s'ils ne peuvent pas faire l'objet d'une capitalisation (« *Pour le projet de déploiement des compteurs intelligents, les coûts (charges d'amortissements) des investissements seront considérés comme additionnels pour autant qu'ils répondent aux conditions cumulatives citées ci-après : [...]* » ; en sachant que le §6.2.3 spécifie que « *Les coûts additionnels comprennent les charges d'exploitation et d'amortissement* »).
 - BRUGEL indique que les coûts additionnels peuvent « *concerner uniquement les équipements de comptage installés chez les URD* ». Il faut étendre cette définition aux travaux annexes qui devront être réalisés chez le client pour permettre l'installation de compteurs intelligents (par exemple : adaptation du branchement, du tableau, etc.). En effet, ceux-ci font partie intégrante du projet et ne seraient pas réalisés durant la période 2025-2029 si le projet n'avait pas lieu. Il s'agit d'une anticipation d'investissements. De plus ces travaux font partie intégrante de l'installation et ces coûts ne peuvent être isolés du placement lui-même.
 - BRUGEL ne semble accepter que les coûts liés aux équipements (investissements) chez le client en négligeant les coûts additionnels de gestion administrative ou autre chez Sibelga, ceux-ci peuvent en effet s'élever à des montants importants. En particulier et de manière non exhaustive, la gestion et le suivi des travaux et des entrepreneurs, la logistique, la promotion et les campagnes proactives de placement pour les clients non concernés par les niches, la gestion des relations clientèle, la mise à jour des bases des données, la validation et/ou correction plus complexe de situations spécifiques (ex: un client membre d'une ACC ayant ses propres batteries, un VE et actif dans un service de flexibilité) ainsi que toutes les combinaisons possibles (ex: les services contractés par un URD sur un point de fourniture lors d'un déménagement, les PV restent mais pas nécessairement le service de flex). Ces derniers cas de figure ne sont pas tous automatisables, et de toutes façons, nécessiteront des nouvelles tâches de contrôle et d'analyse. Les profils de charge sont également plus exigeants en termes de gestion ce que l'expérience des clients AMR nous prouve.
 - Les compteurs intelligents installés ont les fonctionnalités définies dans l'annexe 6 de l'Ordonnance Électricité. Cependant, comme BRUGEL le sait, Sibelga ne sera pas en mesure de les activer toutes dès le 1/1/2025. On suppose que ceci n'a pas d'impact sur l'acceptabilité du coût additionnel (mais bien sur le KPI_2 incitant Sibelga à la communicabilité de ces compteurs, à tort comme indiqué dans les remarques sur le §12.2.3).
 - Il n'est pas acceptable que « *Les coûts de rapatriement et de traitement des données des points de prestation de service [soient] exclus* ». En effet, il ne s'agit pas de coûts IT, mais bien de coûts de communication récurrents incompressibles et linéaires qui vont progressivement devenir significatifs avec l'augmentation du nombre de compteurs installés et en sont indissociables. Ils constituent un maillon essentiel de l'intérêt des compteurs smart. Sur quelle base BRUGEL ne nous octroiera pas de coût additionnel pour ceci ?
 - Qu'est-ce qui est visé par l'exclusion des coûts relatifs au « *remplacement des compteurs intelligents déjà installés qui ne sont pas vétustes ou qui présentent des dysfonctionnements réparables* ». BRUGEL est informé que Sibelga prévoit de remplacer les 20.000 compteurs de la première génération installés dans le réseau (les T210) par des compteurs de deuxième génération (T211). En effet, les anciens ne répondent pas totalement aux exigences de qualité

- requis et il sera à l'avenir moins coûteux de les remplacer que de maintenir des systèmes de gestion capables de communiquer avec ces plus anciens modèles. Il ne serait pas acceptable que les coûts relatifs à ce remplacement soient exclus.
- Contrairement à ce qui est spécifié au §6.2.4, la description donnée au §7.2.2.1.1 semble exclure les coûts additionnels de désaffectations des anciens compteurs (car ne répondant pas strictement au critère de « *concerner uniquement les équipements de comptage installés chez les URD* »).
 - Pour ce qui concerne les projets de renforcement et d'extension du réseau de distribution d'électricité tels qu'approuvés dans le plan de développement, Sibelga est perplexe quant à la formulation des trois conditions cumulatives. En effet, elles ne permettent pas de savoir clairement ce qui sera ou non accepté dans le futur comme coût additionnel.
 - Que doit-on entendre par « *Les projets répondent à un besoin qui apparait après la période de référence* » ? Il est en effet connu de longue date que les usages seront de plus en plus électrifiés (dans le cadre de la « taskforce énergie », Sibelga travaille d'ailleurs sur des scénarios énergétiques avec BRUGEL et ce, sous la conduite de Bruxelles Environnement). Considère-t-on les investissements découlant de cette électrification croissante comme un besoin qui était déjà connu lors de la période de référence ? Si oui, ils seraient exclus des coûts additionnels ce qui serait impensable (Sibelga n'aurait plus les moyens de réaliser les investissements prévus dans le plan de développement). En outre, pourquoi BRUGEL se réfère-t-il au §6.2.2 pour la définition de la période de référence des amortissements alors que la proposition de BRUGEL est de baser les amortissements sur l'année de référence 2024 ?
 - Concernant la condition « *Les coûts additionnels ne tiennent pas compte des projets d'investissements qui sont déjà prévus ou intégrés, partiellement ou totalement dans la période de référence* », doit-on entendre que tout renforcement du réseau entamé avant 2025 sera exclu ? Ceci est inacceptable étant donné que ces renforcements induisent mécaniquement une hausse des amortissements déjà comptabilisés et qui doivent être calculés sur des périodes longues (voir durées d'amortissements définies par BRUGEL).
 - « *Les projets dont les démarches y relatives (commande de matériels, facturation des services de préparation ...) n'ont pas été effectuées pendant cette période de référence* ». Pourquoi ces projets devraient-ils être exclus ? Quelle est la logique et qu'est-ce qui est visé ? Des travaux d'infrastructure répondent à des exigences de planification et d'anticipation. Les marchés publics, entre autres et en particulier pour les entrepreneurs et certains composants critiques (câbles, transformateurs) exigent des préparatifs voire des commandes deux ans à l'avance. Faire fi de cette contrainte conduirait à l'exclusion de ces réalisations.
 - BRUGEL se réserve le droit d'accepter ou de refuser le financement de certains coûts de SIBELGA, et ce en contradiction avec les Ordonnances Électricité et Gaz pour plusieurs motifs.
 - L'article 9quinquies, 14°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 14°, de l'Ordonnance Gaz prévoient que SIBELGA a le droit de recouvrer la totalité de ses coûts aussi longtemps qu'il n'est pas démontré que l'efficacité de SIBELGA ne se situerait pas dans la moyenne du marché. Or, BRUGEL ne procède pas à cette démonstration et le système de coûts additionnels soumis à l'approbation de BRUGEL implique, par définition, que SIBELGA ne sera pas en mesure de recouvrer tous ses coûts.
 - En se réservant le droit d'approuver les coûts additionnels relatifs à des investissements, BRUGEL contrevient à la compétence exclusive du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale pour l'approbation du plan de développement de SIBELGA, et à l'arrêt du 29 juin 2023 de la Cour constitutionnelle qui l'a confirmée.
 - En se réservant le droit d'accepter ou de refuser de qualifier certains coûts géables additionnels sans pour autant établir un cadre clair avec des critères prévisibles, BRUGEL contrevient

également aux principes de prévisibilité, de sécurité juridique, de confiance légitime et de transparence.

- En choisissant de limiter les projets spécifiques qui peuvent être qualifiés de coûts gérables additionnels à une liste exhaustive de projets, en nombre réduit, et d'un montant minimal significatif, sans motivation matérielle à l'appui, BRUGEL méconnaît le principe général de motivation qui lui incombe ; BRUGEL pourrait rejeter des coûts nécessaires à l'exécution de missions que SIBELGA a l'obligation légale ou réglementaire de respecter, nécessaires notamment à la transition énergétique, en méconnaissance des lignes directrices n^{os} 2, 5, 7 et 14 des Ordonnances Électricité et Gaz.

7.2.2.1.2. Exigences du dossier de demande

- Les multiples obligations de rapportage imposées à SIBELGA par les projets de méthodologies tarifaires 2025-2029 ne sont pas cohérentes avec la motivation de BRUGEL d'opter pour un modèle « Revenue Cap » de sorte que la motivation de la proposition de BRUGEL n'est pas adéquate.
- Lors des premières interactions entre BRUGEL et Sibelga, dans le cadre de la phase préparatoire, nous avons compris que l'intention mutuelle était de rendre le processus le plus simple possible. Notamment pour les business case associés aux coûts additionnels, il semblait important aux deux parties de s'accorder sur le principe de simplification de ces business case. Les exigences imposées ici par BRUGEL sur les dossiers de demande des coûts additionnels s'éloignent fortement de cette intention initiale : la quantité d'informations demandées nous semble contraire au principe de proportionnalité.
- En particulier, certains éléments exigés par BRUGEL étant très subjectifs, il nous semble inutile d'imposer à Sibelga de fournir des informations détaillées à ce sujet :
 - Le calcul de rentabilité : celui-ci nous semble très hasardeux à effectuer dans la mesure où tous les coûts additionnels envisagés à ce jour (par ex : smart meter, renforcement réseau, etc.) sont effectués dans le but de fournir des services additionnels au marché et/ou aux URD. Le business case, d'un point de vue du GRD uniquement n'a donc pas de sens, et tel qu'indiqué ci-dessous, un business case sociétal (justifiant les investissements des compteurs smart par exemple en se basant sur les avantages pour le consommateur) n'aurait pas de sens non plus étant donné l'obligation qu'a Sibelga, selon l'Ordonnance Électricité, de faire cet investissement.
 - L'impact tarifaire d'un projet ne pourra également être évalué que sur base d'hypothèses très simplificatrices.
 - Qu'est-ce que BRUGEL entend par « revenus par an » liés aux coûts additionnels. Par exemple, pour les smart meter, Sibelga ne facturera pas de tarif additionnel pour l'installation ou l'exploitation des compteurs smart. Par contre, l'investissement dans ces smart meter, si accepté comme coût additionnel, génèrera des revenus régulés (via une augmentation du RMA). Le même raisonnement peut tenir pour les autres coûts additionnels possibles.
- Pour les compteurs smart spécifiquement :
 - Pourquoi une information sur les « *infrastructures numériques nécessaires au traitement des données des points de prestation de services actifs sur les points d'accès et la communication de ces données au marché* » est-elle demandée ? En effet, les coûts additionnels IT sont exclus du périmètre et BRUGEL semble même exclure les coûts de transmission des données (ce que nous contestons fermement, voir ci-dessus).
 - La prise en compte, dans les business case des « *services effectifs, déjà en place, offerts et surtout utilisés par les URD dans les autres régions/pays* » pose question. Pourquoi ceci doit-il être inclus dans le business case ? Qu'est-ce que cette information changera dans la décision par BRUGEL d'approbation ou non du coût additionnel ? En effet, le principe même de déploiement des compteurs smart est inscrit dans l'Ordonnance et nous ne percevons pas bien l'intérêt de re-justifier le besoin.

- De même pour « *Les scénarios réalistes de déploiement des infrastructures et technologies de la transition énergétique (PV, VE, PAC...) et les services qui les accompagnent (flexibilité, efficacité...)* ». Qu'est-ce que ceci aura comme impact sur la décision d'approbation ou non du coût additionnel par BRUGEL ?
- En synthèse, les demandes formulées par BRUGEL sont disproportionnées par rapport à ce qui devrait être nécessaire pour une validation ou un rejet de coûts additionnels. Seuls les montants octroyés à Sibelga pour mettre en œuvre le déploiement et les coûts de gestion associés devraient faire l'objet de l'examen et la décision de BRUGEL (et donc, le dossier de justification de coût additionnel pour les compteurs smart ne devrait se focaliser que sur cette partie).
- En effet, pour les smart meter, la décision de déploiement de ces compteurs ne peut pas être subordonnée à une décision d'approbation ou non par BRUGEL au titre de projet spécifique emportant des coûts additionnels. SIBELGA est tenue par une obligation légale de déploiement des compteurs intelligents inscrite à l'article 26octies de l'Ordonnance Électricité qui en fixe le périmètre et les principes. En demandant à Sibelga de justifier le besoin de déploiement lui-même et en s'octroyant la possibilité de pouvoir retirer le budget spécifique lié au déploiement des compteurs intelligents, BRUGEL ne garantit plus à SIBELGA le financement de ses obligations légales et contrevient ainsi à l'article 9quinquies, 2°, de l'Ordonnance électricité.
- C'est d'ailleurs sur ce périmètre uniquement (coûts additionnels Sibelga durant la période 2025-2029) que Sibelga avait donné son accord dans la phase de préparation pour fournir un premier business case pour le 1^{er} janvier 2024. Rappelons en effet que ces business case, par définition, font partie intégrante de la proposition tarifaire et que l'article 9quater, § 6, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10bis, § 6, l'Ordonnance Gaz prévoient un délai de 6 mois entre l'adoption de la méthodologie tarifaire et la remise de la proposition tarifaire. Il va donc de soi que l'élargissement constaté du scope par rapport aux discussions dans la phase de préparation, s'il était malgré tout confirmé, ne permettrait plus à Sibelga de fournir ce business case au 1^{er} janvier 2024.

7.2.2.1.3. Procédure spécifique aux compteurs intelligents pour l'examen de recevabilité et d'approbation du business case du GRD

- La date d'introduction de la proposition tarifaire (le 26/5/2024) est la seule date pour laquelle nous pouvons nous engager pour la fourniture des informations relatives aux business case des coûts additionnels (toute information qui serait éventuellement fournie préalablement le serait sur base de nos meilleurs efforts mais sans garantie de respect des délais ni d'exhaustivité de la réponse). Les lignes directrices 1° et 5° des Ordonnances Électricité et Gaz imposent que les méthodologies tarifaires ainsi que les critères de rejet de certains coûts soient exhaustifs et transparents. Si BRUGEL avance effectivement des critères de rejet, elle n'explique à aucun moment quand SIBELGA peut s'attendre à ce que ces critères soient remplis ou non. Ce faisant, les critères d'évaluation de raisonnable des projets spécifiques ne remplissent pas les conditions nécessaires de transparence, de prévisibilité et de sécurité juridique.

7.2.2.2. État des lieux annuel

- Lors de la phase préparatoire de l'élaboration des méthodologies tarifaires, BRUGEL avait indiqué ne plus revenir sur les dossiers de coûts additionnels approuvés. Ceci était en ligne avec le principe de revenue-cap (dans les grandes lignes : fixation ex-ante d'une trajectoire de coûts et plus de contrôle ex-post étant donné que tout écart entre le RMA et les coûts réalisés est à charge ou au bénéfice du GRD). On remarque ici que BRUGEL revient sur ce principe (via la demande d'états des lieux annuels notamment) et on se demande si le modèle réglementaire proposé par BRUGEL peut encore être qualifié de revenue-cap.

- Par ailleurs, comme déjà expliqué à BRUGEL lors de la phase préparatoire, il peut être inutilement complexe, voire impossible, d'isoler certains coûts additionnels liés à la transition énergétique.
- Pourquoi BRUGEL demande-t-il le rapport d'état des lieux annuel des coûts additionnels le 15 mars ? Il nous semblerait plus cohérent d'aligner cette date avec la date de remise du rapport ex-post (« contrôle annuel » le 30 mars, selon §15.3). Au surplus, s'agissant spécifiquement de l'état d'avancement du déploiement des compteurs smart, l'article 26*octies*, §8, de l'Ordonnance Électricité fixe au 30 octobre la date à laquelle Sibelga doit communiquer annuellement un rapport à BRUGEL et au Gouvernement sur l'état du déploiement de compteurs intelligents. La proposition de BRUGEL contrevient donc à l'Ordonnance Électricité.

7.2.3. Détermination des coûts des projets innovants de R&D CGR&Dt

- Le cadre proposé par BRUGEL pour le financement de projets R&D appelle les questions et remarques suivantes.
 - Etant donné le cadre incertain de ce type de projet (un projet innovant ayant toujours pour but de tester un produit ou un service pour lequel le périmètre, la modélisation ou l'intégration sont incertains), nous trouvons la procédure proposée par BRUGEL contradictoire avec cette réalité. En effet, imposer un chiffrage précis des bénéfiques, une information détaillée des montants des charges additionnelles, etc. ne permet plus la flexibilité nécessaire et la dynamique indispensable à l'innovation (test & try). Nous proposerions plutôt de fixer une enveloppe ou un seuil au-delà duquel une demande complémentaire de financement serait à faire. Un reporting régulier serait à produire dans ce cadre et donnerait un statut sur l'évolution des initiatives.
 - BRUGEL demande que lors de l'introduction de la proposition tarifaire les coûts gérables relatifs aux projets de R&D soient calculés ex ante pour l'ensemble de la période de régulation 2025-2029. Ceci nous semble peu souhaitable et irréaliste. Compte tenu du caractère flexible et dynamique de la R&D nous ne pensons pas qu'il soit réaliste de fournir les détails demandés pour un horizon de temps aussi lointain.

7.3. Détermination des coûts non gérables CNGt

Voir commentaires plus loin à ce sujet et les critiques formulées à cet égard dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

7.4. Détermination de la rémunération des capitaux investis

Voir commentaires ci-dessus à ce sujet et les critiques formulées à cet égard dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

7.5. Détermination du facteur qualité initial (Qt)

Pas de remarque additionnelle par rapport aux critiques reprises dans les annexes attachées à l'avis formel de Sibelga.

7.6. Détermination de la part des soldes tarifaires affectés au revenu autorisé (SRt)

Pas de remarque.

7.7. Traitement des coûts IT

- Tel que déjà indiqué aux commentaires du §6.2.5, Sibelga trouve regrettable que BRUGEL ferme entièrement la possibilité de capitaliser les coûts de développement informatique.

- Comme indiqué aux commentaires relatifs au §15.3, Sibelga est d’avis que dans une logique de « revenue-cap » le reporting ex-post sur les coûts gérables réalisés ne devrait plus être aussi important que dans le modèle de régulation actuel. Le reporting des coûts IT demandé ici semble au contraire augmenter la charge de reporting, plutôt que de l’alléger.
- Cependant, si BRUGEL exige malgré tout ce niveau de détail dans le reporting ex-post, il nous semble important de rester raisonnable dans le niveau de détail demandé, en particulier ici pour les coûts IT, compte tenu de la charge de travail importante associée à ce reporting.

7.8. Retraitement de la base de coûts historiques

7.8.1. Préambule

Pas de remarque.

7.8.2. Retraitement lié aux coûts IT

Le retraitement des coûts IT proposé par BRUGEL n’est pas acceptable pour Sibelga. L’argumentation globale à ce sujet est élaborée dans ses remarques principales et dans les autres annexes de ce document. Nous indiquons ici quelques éléments spécifiques sur le texte proposé au §7.8.2.

- BRUGEL indique « *Il est nécessaire de retraiter les coûts du projet Smartrias dans la base de coûts historiques BAU (voir document de motivation)* ». Nous partageons l’observation que le projet Smartrias avait un caractère exceptionnel pendant les années de référence. En effet, la mise en œuvre de la CMS (Central Market System) a été un gros projet dont le pic des dépenses a eu lieu dans le passé.
- Le mécanisme proposé par BRUGEL pour retraiter les coûts du projet Smartrias sous-estime, et ne justifie en rien, les projets IT futurs. En effet,
 - Les 6,4 MEUR (base 2023) octroyés pour couvrir les coûts de fonctionnement du projet Smartrias n’incluent que le fonctionnement en état stabilisé de la plate-forme. Or, celle-ci ayant été conçue il y a déjà longtemps, une mise à jour complète devra être envisagée dans les prochaines années.
 - La manière dont ont été fixés les 3 MEUR (base 2025) octroyés pour couvrir tous les autres « projets exceptionnels » futurs, y compris ceux liés au smart grid ou à la gestion des données des smart meter, n’est aucunement justifiée.
 - Lors de la phase préparatoire, Sibelga avait indiqué ne pas être en mesure de donner une estimation précise des besoins d’ici 2029 pour les développements IT, étant donné les variabilités importantes d’année en année des projets à couvrir, mais avait justifié que les besoins étaient naturellement en croissance et qu’il convenait au minimum de maintenir l’enveloppe actuelle (voir annexe 7A).
 - Pendant les années de développement de la plateforme Atrias, une partie importante des ressources IT de Sibelga a été mobilisée pour ce projet. Ceci a nécessité de retarder certaines autres priorités sur lesquelles Sibelga devra se focaliser dans les années à venir. Ainsi, nous estimons que malgré la finalisation du projet de mise en œuvre Smartrias, les coûts IT futurs seront relativement stables par rapport à ceux des années de référence.
 - Dans sa récente décision tarifaire, la CWaPE, qui régule notamment les GRD ORES et RESA qui sont confrontés à la même réalité que Sibelga et au même historique que Sibelga, n’a pas retraité les coûts Smartrias et considère que les coûts IT BAU doivent être fixés comme la moyenne indexée des coûts réels des années 2019-2022. Ce budget IT permet à ces GRD, selon la CWaPE, de disposer des moyens nécessaires pour les investissements et les coûts opérationnels IT. Au contraire la CWaPE, dans sa motivation, spécifie « [...] les CNC budgétées 2025-2029 sont basées sur les CNC réelles des années 2019-2022. Les amortissements des logiciels sont passés de 5 ans à 10 ans, entre la période pré 2019 et la période de régulation 2019-2023, ce qui signifie que les charges réelles d’investissement IT des années 2019- 2022 intègrent des amortissements des systèmes IT immobilisés avant

2019, donc amortis sur 5 ans, qui disparaîtront à partir de 2025, libérant ainsi une capacité d'investissement IT importante et de charges d'exploitation associées pour la période 2025-2029. La CWaPE estime cette marge à environ 110 millions d'euros pour ORES (électricité et gaz) et à environ 15 millions d'euros pour RESA (électricité et gaz) pour la période 2025-2029, déduction faite des investissements IT estimés des années 2023 et 2024, permettant à ORES et RESA de couvrir les éventuels coûts IT (investissement et OPEX) additionnels liés à la transition énergétique au cours de la période régulatoire 2025-2029 [...] La CWaPE rappelle que les GRD disposent par ailleurs de budgets d'investissement IT et de budgets de coûts opérationnels IT « Business As Usual » correspondant à la moyenne indexée de ces coûts réels des années 2019-2022. » Par cette motivation et décision de ne pas retraiter les coûts du passé, la CWaPE reconnaît un besoin croissant de coûts IT et fournit, via une augmentation du taux d'amortissement et un non-retraitement des coûts du passé, des moyens aux GRD wallons pour faire face aux défis de la digitalisation.

- Globalement, le retraitement des coûts IT proposé par BRUGEL impose un effort d'efficacité implicite de 4,5 MEUR/an ou 3,5% des opex gérables (-13,7 MEUR en base 2023 de retrait des coûts Smartrias des années 2018-2022, +6,4 MEUR/an en base 2023 d'enveloppe destinée à couvrir les coûts de fonctionnement du projet Smartrias dans le futur, +2,8 MEUR/an en base 2023 pour couvrir les autres futurs coûts de projets).
- Etant donné les incertitudes sur les besoins de développements IT d'ici 2029, il nous semble qu'il conviendrait de ne pas retraiter les coûts historiques (tel que l'effectue la CWaPE) afin de donner une enveloppe de coûts autorisés suffisante à Sibelga.

7.8.3. Autres retraitements de la base de coûts

Pas de remarque.

8. RÉVISION DU REVENU MAXIMUM AUTORISÉ

8.1. Révision annuelle

- BRUGEL indique que pour « la révision annuelle des surcharges liées à la redevance de voiries, celle-ci est introduite en même temps que les modifications tarifaires liées au tarif transport ». Or, au §15.3 il est spécifié que la proposition d'ajustement du tarif de transport devrait être demandée le 30 mars ou le 30 septembre en cas d'évolution des tarifs du GRT. La révision de la redevance de voirie ne peut être réalisée avant de connaître l'indice du mois de juillet. Cela ne peut donc pas se faire au 30 mars, mais cela devrait, comme c'est le cas aujourd'hui, se faire au 30 septembre. Il nous semble par ailleurs préférable de fixer un calendrier unique pour les soldes tarifaires (y compris les OSP et le transport) et les surcharges (redevance de voirie et impôt sur les sociétés).

8.2. Révision ponctuelle

8.2.1. Cas possibles

8.2.1.1. En cas de modification de tout impôt, taxe, contribution ou surcharge qui sont imposés au gestionnaire de réseau de distribution

- En la matière, conditionner la révision du RMA à un examen en opportunité ou à des conditions telles que des seuils est contraire à l'article 9quinquies, 11°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 11°, de l'Ordonnance Gaz qui prévoient l'intégration automatique dans les tarifs de tout coût associé à de

nouveaux impôts, de nouvelles taxes, contributions ou surcharges qui sont imposés à SIBELGA. Le niveau du seuil fixé ne fait en outre l'objet d'aucune justification (défaut de motivation).

8.2.1.2. En cas de modification de toute subside ou autres formes de soutien public octroyé au gestionnaire de réseau

Pas de remarque.

8.2.1.3. En cas de passage à de nouveaux services ou d'adaptation de service existant

Pas de remarque.

8.2.1.4. En cas d'évolution du cadre légal ou des règles de fonctionnement du marché ou de circonstances exceptionnelles

- Tel qu'argumenté à l'annexe 2, nous estimons que le mécanisme régulateur global imaginé par BRUGEL pour la fixation du RMA contient d'importantes failles. Notamment :
 - un manque de justification des règles de fixation des coûts de l'année de référence (facteurs pondération des années de référence sans justification robuste, retraitement des coûts, etc.) ;
 - pas de prise en compte structurelle des évolutions naturelles de nos coûts (notamment lié à la complexification des règles de marché, à la transition énergétique, etc.).
- Dès lors, nous sommes d'avis que le mécanisme de révision possible du RMA, « *pour autant que ces coûts supplémentaires annuels induits soient supérieurs ou égaux à 2 % du revenu maximum autorisé budgétaire hors OSP et hors surcharge* », est beaucoup trop restrictif. En effet, comme les règles de fixation ex-ante du RMA sont peu robustes, nous sommes d'avis que les possibilités de révision du RMA doivent être élargies.
- Pour le surplus, en s'octroyant la possibilité de refuser la révision du revenu maximum autorisé pour les coûts liés à de nouvelles obligations légales, BRUGEL ne garantit plus à SIBELGA le financement de celles-ci (en contradiction avec l'article 9quinquies, 2°, de l'Ordonnance Électricité et à l'article 10ter, 2°, de l'Ordonnance Gaz), ni de recouvrer la totalité de ses coûts (en contradiction avec à l'article 9quinquies, 14°, de l'Ordonnance Électricité et à l'article 10ter, 14°, de l'Ordonnance Gaz), alors même que BRUGEL ne démontre pas que l'efficacité de SIBELGA ne se situerait pas dans la moyenne du marché. Le niveau du seuil fixé ne fait en outre l'objet d'aucune justification (défaut de motivation).

8.2.1.5. En cas de validation par BRUGEL de coûts additionnels en cours de période

- BRUGEL n'explique pas les raisons pour lesquelles elle décide de limiter à seulement deux fois les possibilités de révision (défaut de motivation). Et, si cette limitation ne permet pas à Sibelga de recouvrer les coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution de ses obligations légales ou réglementaires ainsi que pour l'exercice de ses activités, elle est contraire à l'article 9quinquies, 2°, de l'Ordonnance Électricité et à l'article 10ter, 2°, de l'Ordonnance Gaz.

8.2.1.6. En cas de validation par BRUGEL d'un projet de R&D en cours de période

- À la phrase suivante : « *Cette demande devra concerner des budgets non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire et n'entrant pas dans un mécanisme de réouverture précédemment évoqué, l'acceptation ou le rejet de la demande d'investissements additionnels revenant exclusivement à BRUGEL, conformément aux critères prévus* », il nous semble qu'il convient de remplacer le mot « investissement » par le mot « coût ». En effet, les projets R&D ne seront pas des investissements à proprement parler (notamment car l'activation des coûts R&D est exclue au §7.2.3).
- Même remarque de légalité qu'au point précédent

8.2.2. Procédures de révision ponctuelle

8.2.2.1. Concernant les révisions prévues aux points 8.2.1.1, 8.2.1.2, 8.2.1.3 et 8.2.1.4

- Il est imposé à Sibelga d'informer BRUGEL « *de son intention d'introduire une demande de révision ponctuelle le plus tôt possible, et au plus tard dans les 30 jours calendrier suivant le fait générateur (nouvelle disposition légale, survenance de circonstances exceptionnelles, ...) à la base de sa demande de révision* ».
 - Sibelga s'interroge sur la raison d'une telle exigence.
 - En soi celle-ci nous semble, non motivée, disproportionnée et pas réaliste. En effet, dans un tel délai, il nous sera souvent impossible de connaître les impacts des « faits générateurs » et de dès lors savoir si les conditions de révision des tarifs sont rencontrées.
 - Par ailleurs, la survenance d'un « fait générateur » peut ne pas être ponctuelle mais être la résultante d'une série d'événements ou être le fait d'une évolution économique progressive (par exemple la baisse de la consommation, l'augmentation des demandes de bornes de recharge, etc.). Il sera dans ce cas compliqué de juger si les 30 jours ont été, ou non, respectés.

8.2.2.2. Concernant les révisions prévues aux points 8.2.1.6 et 8.2.1.5

- Selon ce chapitre, les demandes de révision du RMA doivent être introduites « *pour le 30 juin de l'année N pour son inclusion dans le RMA de l'année N+1 et suivantes* ». Ne serait-il pas plus opportun d'aligner cette date à la date prévue pour les propositions tarifaires actualisées (conformément à la procédure détaillée au §19)? Ceci faciliterait le traitement des dossiers en regroupant les demandes.

8.2.2.3. Révision et abandon de projets pour lesquels des coûts gérables additionnels ont été autorisés

- Contrairement à ce que BRUGEL avait annoncé lors de la phase préparatoire à l'élaboration des méthodologies tarifaires, il est dorénavant prévu qu'il y ait une révision annuelle des projets pour lesquels des coûts gérables additionnels ont été autorisés. Ceci nous semble contraire au principe de base de « *revenue-cap* » qui avait été imaginé par BRUGEL et qui consistait en l'introduction par Sibelga des demandes documentées et justifiées, suivi par une approbation par BRUGEL (ou non) des dossiers. Il était ensuite de la responsabilité de Sibelga de mettre en œuvre les projets à la base des coûts additionnels en limitant les coûts à ce qui avait été convenu dans l'enveloppe de coûts autorisés.
- Dans le nouveau mécanisme de révision annuelle (qui met la barre très bas à 10% du montant total des charges et des produits relatifs aux projets), il est probable qu'il y ait une révision annuelle de tous les projets. On se demande dès lors s'il est encore pertinent d'imposer toute la lourdeur de documentation (via business case etc.) ex ante de tous les projets additionnels. Ne serait-il pas plus opportun d'alléger les dossiers de demandes de coûts additionnels, étant donné que la plupart des écarts avec les prévisions seront de toutes façons revus en cours de route ?
- Le délai de 30 jours demandé par BRUGEL pour « *la notification de toute survenance de modification des informations reprises dans le business case qui a un impact substantiel sur les charges ou produits relatifs aux projets* » n'est pas réaliste. En pratique, les business case seront établis sur base de projections de paramètres inconnus au moment de leur réalisation et il est fort probable que la plupart des paramètres s'en écarteront (peu ou beaucoup). Il serait donc impossible de notifier BRUGEL à chaque fois par exemple que le coût des matériaux ou de main d'œuvre, que le rythme de mise en œuvre, etc. s'éloigne des projections faites.

9. RÉSERVE GÉNÉRALE DANS LE CALCUL DU RMA EX ANTE ET EX POST

Pas de remarque.

10. EVOLUTION DU REVENU AUTORISÉ

10.1. Formule d'évolution

- Concernant la « *correction relative à l'amortissement iRAB appliquée à CGt* », et tel que repris dans nos remarques principales :
 - La non-inclusion de la plus-value iRAB dans le mécanisme d'indexation annuelle des coûts gérables ne peut être acceptée que si les coûts additionnels qui seront octroyés par BRUGEL (selon les critères définis au chapitre 7) permettent de tenir compte de l'augmentation structurelle des montants d'amortissement.
Etant donné que les critères d'acceptabilité des coûts additionnels, tels que définis au chapitre 7, sont selon Sibelga très flous, nous estimons que :
 - L'évolution des coûts d'amortissement devrait intégrer les estimations attendues liées aux investissements prévus dans le PDD.
 - A défaut, les critères d'acceptabilité des coûts additionnels doivent être clarifiés afin de garantir à Sibelga que l'augmentation structurelle des coûts d'amortissement en électricité soit couverte.
 - A défaut, l'évolution des coûts d'amortissement (y compris pour 2025) devrait refléter l'évolution des coûts et quantités déjà observés par le passé. Ainsi, nous pensons que l'évolution devrait, au-delà de l'indexation, refléter notamment la forte augmentation des coûts entrepreneurs en 2020 et l'augmentation des coûts liés aux obligations croissantes pour les impétrants à Bruxelles, dont l'effet n'est que partiellement reflété dans les amortissements 2024 et vient se rajouter à l'effet d'indexation.
 - Nous ne comprenons par ailleurs pas pourquoi, contrairement à ce qui se passe en Wallonie, il n'y a pas de mécanisme d'indexation sur la plus-value, celle-ci ayant été calculée sur la base du coût de reconstruction à neuf des actifs au moment de l'iRAB. Sibelga ne comprend pas en quoi il s'agit là d'un effet d'aubaine (cf motivation) vu le mécanisme de détermination de cette plus-value et que cela permet également de financer le renouvellement des actifs à leur valeur de reconstruction actuelle. Au contraire, nous estimons qu'une indexation depuis l'iRAB devrait y être appliquée pour intégrer l'évolution des coûts depuis lors.
 - La suppression de l'amortissement de la plus-value de réévaluation n'est pas acceptable pour Sibelga. Une explication détaillée des arguments à ce sujet est fournie aux annexes 3, 5, 6 et 8.
- Au dernier paragraphe de la section 10.1, il convient également de mentionner la correction à apporter pour l'amortissement accéléré des nouveaux investissements gaz, qui aura un effet à la hausse des coûts d'amortissement.

10.2. Prise en compte de l'inflation

Pas de remarque.

10.3. Facteur d'efficience

Le facteur d'efficience proposé par BRUGEL (0,75% par an sur les opex gérables), et auquel Sibelga s'oppose, est largement commenté et argumenté en annexe et dans nos remarques principales. En résumé :

- Il n'est pas dument justifié, et semble abusif dans le sens où Sibelga peut, selon des méthodologies de benchmark, être considéré comme efficient ou à tout le moins ne peut être considéré comme non-efficient. Or, selon l'article 9quinquies, 14°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 14°, de l'Ordonnance Gaz, « les tarifs permettent au gestionnaire du réseau de distribution dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrer la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux ». Dès lors que BRUGEL ne démontre pas que Sibelga ne se situerait pas dans la moyenne du marché en termes d'efficacité, il y a lieu de constater que le facteur d'efficience contrevient aux Ordonnances Électricité et Gaz, en ce qu'il

ne permet pas à Sibelga de recouvrer la totalité de ses coûts. Le niveau d'efficacité fixé n'est en outre ni valablement motivé ni basé sur une comparaison objective.

- Aussi, Sibelga ne peut pas accepter ce facteur d'efficacité, ni le retraitement des coûts IT qui est un second facteur d'efficacité déguisé.
- Il vient s'ajouter à une efficacité implicite qui est déjà très élevée du fait que
 - les coûts IT sont amputés d'une partie importante des moyens nécessaires (impact de 3,5% sur l'enveloppe d'opex gérables, voir §7.8.2),
 - le mécanisme de fixation et d'évolution de l'enveloppe de coûts BAU ne tient que partiellement compte de la tendance à la hausse des coûts de Sibelga (notamment lié à la complexification du marché de l'énergie) qui n'est pas (ou que très partiellement) compensé par le mécanisme de coûts additionnels (selon notre compréhension des critères flous définis au chapitre 7).

11. INCITATIONS À LA MAÎTRISE DES COÛTS

11.1. Incitation inhérente au modèle – Taux de partage

Le taux de partage proposé par BRUGEL (100%), sur lequel Sibelga émet des réserves, est largement commenté et argumenté en annexe. En résumé :

- Sibelga comprend que dans un revenu cap, ce taux de partage est traditionnellement de 100%.
- Cependant, étant donné que la méthodologie de fixation de la trajectoire de coûts gérables pour la période 2025-2029 nous semble peu robuste et peu argumentée et qu'elle contient peu de mécanismes de corrections ex-post pour tenir compte d'évolutions de contexte, un partage des écarts serait cohérent. En effet :
 - Il est plus que probable que la méthodologie utilisée par BRUGEL pour la fixation des coûts autorisés soit imparfaite. Le partage refléterait ces imperfections en considérant qu'une partie seulement de l'écart serait due aux actions de Sibelga et une autre partie serait due aux imperfections du modèle.
 - Une partie des écarts sur coûts gérables seront liés à des événements et des circonstances externes sur lesquels Sibelga n'a pas d'emprise (par exemple : hausse des prix de matériaux au-delà de l'inflation). Il serait cohérent que Sibelga ne soit incité sur la réalisation des coûts gérables que pour la partie qu'elle maîtrise.
- Par ailleurs, la méthodologie tarifaire 2020-2024 prévoit un « tunnel » de 10% autour des coûts gérables dans lequel le GRD supporte 50% des écarts entre la trajectoire budgétée et la trajectoire réelle. Un tel « tunnel » nous semblerait également approprié dans le cadre d'une méthodologie tarifaire qui ne peut prétendre prévoir le futur avec 100% d'exactitude.
- Un modèle avec un taux de partage évolutif en fonction de certains seuils serait à ce titre l'idéal pour Sibelga, avec un taux de partage de 100 % jusqu'à un seuil donné, puis un taux de partage de 50 % au-delà de ce seuil jusqu'à atteindre le seuil où l'on peut considérer qu'il ne s'agit plus d'incitation ou d'inefficacité mais soit d'une grosse imperfection de la méthodologie, soit d'événements exceptionnels bénéfiques au GRD qu'il convient de restituer aux tarifs.

11.2. Traitement des sous-investissements potentiels

- Le mécanisme de « Traitement des sous-investissements potentiels » proposé ne nous semble pas cohérent avec le mécanisme de revenu-cap souhaité par BRUGEL.

- Par ailleurs, la phrase « [...] un audit des investissements réalisés par SIBELGA sur 2025-2029 par rapport aux investissements prévus dans le revenu maximum autorisé budgétaire révisé tenant compte de l'inflation réelle » ne nous semble pas correcte. En effet, le mécanisme prévu par BRUGEL prévoit que ce sont les amortissements et non les investissements qui sont prévus dans le RMA et qui sont inflatés. Les amortissements autorisés seront fixés, selon BRUGEL, sur base de l'année 2024 indexée et sur base des coûts additionnels. Si un écart sur les montants d'amortissement devait apparaître, ceux-ci seront liés
 - soit à un écart sur les coûts additionnels réalisés en comparaison de ce qui était prévu comme coût additionnel : ceci est couvert par les dispositions décrites au §8.2 ;
 - soit à un écart sur les amortissements « BAU » qui sera très complexe à identifier. En effet, l'évolution des réelles charges amortissements 2025-2029 sera la résultante des investissements réalisés par le passé (50 dernières années pour les actifs amortis à 2%), de leur amortissement ainsi que des investissements (et amortissements) réalisés sur la période tarifaire.

Compte tenu de la complexité qu'il y aura à distinguer les coûts d'amortissements BAU et additionnels, Sibelga avait proposé lors des échanges préparatoires que pour les nouveaux investissements, ce soient les montants investis qui soient considérés comme additionnels et non les amortissements (les amortissements découlant des investissements BAU, en ligne avec une période de référence, et des investissements additionnels). Cependant, BRUGEL n'a pas accepté cette proposition constructive, au regret de Sibelga.

- Sibelga remarque également que cette disposition de révision du RMA en cas de sous-investissements n'est pas symétrique. Que se passerait-il s'il devait y avoir des sur-investissements ? Il conviendrait de rendre cette disposition symétrique.
- Au surplus, BRUGEL ne définit pas ce qu'il y a lieu d'entendre par « sous-investissement manifeste », ce qui méconnaît le principe général de droit de la confiance légitime, auquel est également associé ceux de prévisibilité et de sécurité juridique, ainsi que le principe de transparence de la méthodologie tarifaire figurant à l'article 9quinquies, 1° et 5°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 1° et 5°, de l'Ordonnance Gaz. Et, en précisant que l'appréciation des sous-investissements sera « notamment » basée sur le suivi de l'exécution du plan de développement de SIBELGA, BRUGEL déroge au principe légal de compétence exclusive du Gouvernement pour l'approbation dudit plan.

12. INCITATIONS SUR LES PERFORMANCES

12.1. Mécanisme incitatif sur la qualité de services

- Vu que Sibelga calculera dorénavant plus finement cet indicateur directement dans les applications du dispatching sur base d'une meilleure connaissance du lien client-réseau (LCR), il ne sera plus correct d'indiquer que « *L'estimation [du nombre de clients impactés par une indisponibilité] se fait sur base de la longueur câble hors service et le nombre de clients par mètre de câble* ». Compte tenu de ce changement de méthode, les bornes définies pour 2024 (et utilisées comme objectifs pour le KPI de qualité de services en 2025-2029) pourraient devoir être revues. En effet, celles-ci ont été définies avec l'ancien système d'estimation.
- Au §12.1.1.4, il est indiqué que le reporting doit spécifier le lieu des défauts (« *emplacement de l'élément d'infrastructure défectueux* »). Nous rapportons actuellement, et proposons de continuer ainsi, sur le lieu de déclenchement. En effet, lors d'un incident en HT par exemple, en cas de défaut câble, le tronçon en défaut est isolé (via des déclenchements), mais l'endroit exact est connu seulement des jours après lors de l'identification et la réparation et n'est pas automatiquement intégré dans les rapports.
- Au §12.1.2.3, il est indiqué que le rapportage des KPI qualité gaz doit être aligné sur celui établi pour l'électricité. Cependant, ceci ne peut être fait que mutatis mutandis étant donné notamment que :

- il n’y a pas de KPI SAIDI pour le gaz qui est prévu (contrairement à l’électricité) ;
- les interruptions ont des origines très différentes et il n’est donc pas envisageable ni souhaitable d’établir des rapports selon les mêmes formats et avec les mêmes données mais de prévoir un canevas spécifique.

12.2. Mécanisme incitatif pour le déploiement des compteurs intelligents

12.2.1. Incitation à la maîtrise des coûts des projets de déploiement des compteurs intelligents (CI)

- On rappelle la remarque formulée au §7.2.2.1.3 : à moins d’une forte simplification des « business case » pour le smart meter (pour se focaliser uniquement sur la justification des coûts sans devoir faire des analyses coûts/bénéfices et sans devoir justifier l’intérêt des smart meter), Sibelga ne peut pas s’engager à fournir un business case pour les smart meter au 1/1/2024.

12.2.2. Incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents (KPI₁)

- Selon le texte proposé, il n’est pas clair pourquoi certains coûts qui pourraient être pris en compte dans le mécanisme de coûts additionnels seraient exclus du mécanisme d’incitation KPI₁. En particulier :
 - « *Les coûts de l’assainissement et/ou la remise en état de l’installation de comptage (coffret, éléments de protection, raccordement...)* », sont-ils éligibles pour le mécanisme de coûts additionnels (le chapitre 8 n’est pas très clair sur ce point, tel qu’exprimé plus haut Sibelga estime qu’il n’y a aucune raison de les exclure) ? Si oui, pourquoi ces coûts seraient-ils exclus du mécanisme d’incitation ? Nous estimons en effet que ceux-ci font partie intégrante du projet.
 - On comprend que le KPI₁ bonifie le WACC pour les investissements réalisés pour les smart meter et que dès lors les coûts opérationnels (non capitalisés) liés à la transmission et le traitement des données de comptage ne soient pas visés par le KPI₁. En revanche, tel que déjà évoqué plus haut, nous ne comprenons vraiment pas pourquoi BRUGEL exclut ces coûts du mécanisme de coûts additionnels.
- La phrase suivante n’est pas claire et mériterait d’être précisée (qu’entend-t-on par service primaire/secondaire ?): « *Les équipements communicants de mesure (les dataloggers ou les compteurs intelligents) et/ou de modulation de la puissance placés sur les points de prestation de service secondaires ne sont pas pris en compte dans ce mécanisme incitatif (WACC bonifié ou minoré)* ».
- Comme les projets à la base des coûts additionnels peuvent faire l’objet d’une révision annuelle selon §8.2.2, est-il également prévu que les dénominateurs du KPI₁ (« Objectif de CI installés sur 2025-2029 dans le BP approuvé ») soient revus en cours de période ?

12.2.3. Incitation au déploiement des compteurs intelligents communicables

12.2.3.1. KPI communicabilité (KPI_{2N})

- Les deux sous-KPI proposés ne sont en réalité pas indépendants. En effet, si les interfaces IT ne sont pas déployées comme il se doit (mauvais résultat pour le KPI_{21N}), alors le taux de disponibilité de ces interfaces ne sera pas mesurable. Comment cette situation sera-t-elle traitée concrètement pour le calcul de l’incitant sur la communicabilité des compteurs ?

12.2.3.2. KPI déploiement des interfaces et applications IT de communication (KPI_{21N})

- Selon la proposition de BRUGEL, le facteur α aura une valeur binaire. Il sera à zéro si au moins une des fonctionnalités minimales imposées par l'annexe 6 de l'Ordonnance Électricité n'est pas activée, ou qu'au moins une des fonctionnalités permettant la transmission d'index, de courbes de charge, et des données techniques de points d'accès aux acteurs du marché via la CMS d'ATRIAS n'est pas activée.
Nous sommes d'avis que la binarité de ce facteur alpha sera un désincitant à la mise en œuvre la plus rapide possible des fonctionnalités demandées. Ce mécanisme incite en effet à caler le calendrier des fonctionnalités sur la dernière fonctionnalité que nous pensons pouvoir mettre en œuvre. Ceci est contraire à l'intérêt du client pour qui chaque fonctionnalité mise en place est une valeur ajoutée supplémentaire. Nous encourageons donc BRUGEL à revoir sa formule d'incitation pour rendre le alpha moins binaire.
Par ailleurs, et tel que discuté avec BRUGEL dans le cadre du Règlement Technique, Sibelga ne sera pas en mesure de mettre en œuvre toutes les opérations à distance sur les compteurs intelligents avant 2027 (la lecture à distance est déjà active actuellement mais il ne sera pas possible avant 2027 d'effectuer de manière industrielle pour les centaines de milliers de compteurs des opérations telles que la modification de la puissance, l'ouverture/fermeture, etc.). Il nous semble donc prématuré de nous inciter à déployer ceci pour le 1/1/2025.
- Le facteur CC soulève la question de ce que signifie la « capacité de gérer les interfaces ».
 - En pratique, nous aurons dans notre réseau un mélange de : compteurs smart non-communicant (sans opt-in), compteurs smart en régime R1 (avec la capacité de relever la consommation à distance mensuellement) et les compteurs smart en R3 (relevé des courbes de charges quart horaires). Nous supposons que le facteur CC mesurera la capacité de gérer les interfaces, compte tenu d'une répartition plausible des clients munis d'un compteur smart selon ces trois types de configuration. Notre interprétation est-elle correcte ? (en d'autres termes, nous estimons qu'il n'est pas utile de dimensionner nos plateformes IT pour supporter le régime R3 pour tous les compteurs smart installés, alors que dans la réalité seule une partie probablement limitée de ces compteurs nécessiteront cette interface).
 - Les interfaces sont par ailleurs multiples.
 - Pour l'interface de gestion des flux de données de comptage, le facteur CC doit donner un indicateur de la possibilité de gérer tous ces flux pour les compteurs installés (selon le régime de comptage).
 - Pour d'autres interfaces (telles que par exemple l'ouverture et la fermeture à distance, la limitation de puissance, etc.), il y aura toujours une limite au nombre de demandes qu'on sait gérer dans un laps de temps donné (il ne sera par exemple pas possible de lancer 100 000 requêtes d'adaptation de puissance souscrite en une fois). Des limitations de volumes de telles requêtes seront mises pour des raisons de sécurité (par exemple pour empêcher qu'un trop grand nombre d'opérations de ce type soient lancées dans un laps de temps donné pour éviter des « attaques »).

Il nous semble donc que BRUGEL devrait mieux définir ce qui est entendu par ce facteur CC.

- BRUGEL indique que « *l'évaluation des paramètres de cet indicateur est basée sur des éléments suivants [...] tout élément de preuve attestant de l'effectivité de l'implémentation des fonctionnalités [...]* ». Quels éléments seront considérés comme recevables par BRUGEL ? serait-il possible de donner plus de détails sur ce point ?

12.2.3.3. KPI (in)disponibilité des interfaces et applications de communication (KPI_{22N})

- De manière générale la définition de ce KPI nécessite à notre avis une série de clarifications, de précisions et/ou de corrections pour qu'il puisse être mis en œuvre correctement. Celles-ci devront être discutées entre les équipes de BRUGEL et de Sibelga avant une mise en œuvre.
- Pour ce qui concerne le KPI (in)disponibilité de la communication « compteur-GRD »
 - En note en bas de page « 39 », il est indiqué que les compteurs smart en régime 3 sont « caractérisés par un relevé mensuel des courbes de charge ». Selon notre compréhension ces compteurs ont un relevé journalier mais une facturation mensuelle.
 - Les compteurs smart R3 sont considérés conjointement aux compteurs AMR et GOL dans la formule de calcul du KPI. Or ceux-ci sont de nature très différente et une indisponibilité d'un compteur AMR ou GOL aura des conséquences beaucoup plus importantes, compte tenu de la taille des consommateurs derrière ces compteurs, qu'une indisponibilité des compteur smart R3. De plus, les délais marchés des données validées sont différents entre R3 et AMR et nos processus de suivi sont également différents pour ces deux catégories. Ne serait-il pas opportun, dès lors, de prévoir des facteurs de pondération différents ?
 - Concernant les seuils définis, nous estimons qu'ils ne sont pas dument justifiés et que par ailleurs celui qui correspond à l'atteinte de 100% de l'objectif est inatteignable. En effet, 99,45% de taux de disponibilité n'est, selon notre connaissance, atteint chez aucun GRD même ceux ayant déjà une longue expérience dans les compteurs smart. Par ailleurs, pour fixer les seuils, il nous semble qu'il conviendrait au préalable de clarifier la définition du KPI (par ex : mesure en J+1 ou J+3 ?). Le seuil sera différent selon la définition précise qui sera donnée au KPI.
- Pour ce qui concerne le KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD
 - Il conviendrait de définir au préalable la liste de fonctionnalités qui sont visées par ce KPI d'indisponibilité (compte tenu du plan de déploiement des applications tel que prévu par Sibelga).
 - Il conviendra de mieux définir ce qui est entendu par « indisponibilité ». En effet :
 - Les indisponibilités planifiées devraient être exclues (par exemple pour la mise en production de nouvelles releases).
 - L'impossibilité de se connecter à la plateforme, ne fut-ce que pour une partie des clients, est-elle considérée comme une indisponibilité (même partielle donc) ?
 - La mise à jour tardive de certaines informations sur la plateforme est-elle considérée comme une indisponibilité ?
 - L'indisponibilité de seules quelques fonctionnalités parmi toutes les autres (par exemple la gestion du consentement) elle-elle considérée comme une indisponibilité ?
 - Etc.
 - Il semble que le KPI se limite à la mesure de l'indisponibilité des interfaces IT pour les URD munis d'un compteur smart. Ceci ne semble pas logique étant donné que certaines fonctionnalités de la plate-forme seront accessibles à tous les URD.
 - Le malus maximal est fixé à 6 heures d'indisponibilité. Ceci doit être clarifié. Parle-t-on d'heures par an, par mois, etc. ? Par ailleurs, il nous semble que dans la fixation de cette durée d'indisponibilité, il conviendrait de ne pas pénaliser Sibelga pour des indisponibilités qui ne seraient pas rapidement rétablies lorsque celles-ci se produiraient dans des périodes de faible utilisation de ces interfaces (par exemple en pleine nuit, heures pendant lesquelles il serait très coûteux et peu utile d'assurer un service complet de garde).
- Pour ce qui concerne le KPI (in)disponibilité des interfaces avec le marché
 - Pour plus de clarté sur l'objectif visé, il nous semble qu'il faudrait spécifier ici que ne sont concernés que les points d'accès dont les données sont bloquées pour des raisons de problématiques informatiques. En effet, les cas mis en attente pour des raisons de processus business ne doivent pas être inclus.
 - Il nous semble qu'il faut également mentionner :

- que les cas rejetés du côté des systèmes des fournisseurs ne doivent pas être pris en compte ici ; et
- que les « 30 jours » sont des jours ouvrables.
- La valeur de moins de 500 points d'accès bloqués comme borne pour l'atteinte du bonus maximal ne nous semble pas réaliste compte tenu du fait que si cet indicateur devait être calculé aujourd'hui il serait au-delà de 500 et qu'avec le déploiement des compteurs smart on sait pertinemment que cela évoluera à la hausse, Sibelga propose de fixer le seuil à 1000.
- Nous ne comprenons pas ailleurs pas bien pourquoi ce KPI se limite aux compteurs smart alors que le blocage des points d'accès dans la CMS concerne tous les compteurs y compris les classiques.
- La définition du bonus maximum et du malus maximum n'est pas ailleurs pas claire. Y a-t-il une linéarité de l'incitant entre le bonus maximum et le malus maximum ? Si oui, pourquoi sont-ils tous les deux à 500 ?

12.2.4. Incitation à une meilleure performance dans les délais de placement de compteurs intelligents dans les cas obligatoires

- Le KPI proposé se base sur des délais de placement qui seront spécifiés dans le règlement technique (qui est en cours d'écriture). Dans le cadre des discussions relatives à ce règlement technique, Sibelga a accepté de réduire le délai de placement à un délai indicatif de 2 mois, soit la moitié du délai prévu dans l'Ordonnance Électricité en cas de placement d'un compteur smart à la demande d'un client, mais à la condition que ce délai de 2 mois ne soit pas pris en compte comme seuil pour un malus dans le mécanisme incitatif. Sibelga ne peut donc accepter la formulation proposée par BRUGEL et, en conformité avec les échanges sur le règlement technique, demande que les délais imposés par l'ordonnance soient pris en compte comme seuil d'un malus pour le calcul du KPI_{3N}. La proposition actuelle attribue une pénalité maximum à Sibelga en cas de respect du délai de l'ordonnance, ce qui est inacceptable. Et si le délai retenu dans le règlement technique est de deux mois, le bonus maximum ne sera atteint qu'à un mois soit quatre fois plus rapidement que ce qui est prévu dans l'ordonnance, ce qui est déraisonnable et, en cas d'explosion de demandes, inatteignable.
- Sibelga se demande comment devront être pris en compte les placements à cheval sur deux années (demande formulée en l'année N et placement effectif réalisé en N+1).

12.3. Mécanisme incitatif pour le développement du Smartgrid

12.3.1 Définition des KPI pour le développement du smartgrid

- De manière générale, nous estimons que cette section §12.3.1 n'a pas sa place dans une « méthodologie tarifaire ». En effet, il ne nous semble pas pertinent d'évoquer dans une méthodologie tarifaire ce que devra contenir la « feuille de route smart grid » ni ce que seront les critères de sa recevabilité par BRUGEL. Cependant, le texte proposé par BRUGEL dans cette section §12.3.1 appelle tout de même les remarques suivantes.
- Plusieurs réunions entre BRUGEL et Sibelga ont déjà eu lieu à ce sujet. Elles ont permis de montrer que la vision Smartgrid en cours de développement chez Sibelga rencontre celle de BRUGEL pour de nombreux points. Nous rappelons toutefois que les développements propres aux marchés (énergie, ACC, flex,...) sont indépendants de ceux du smartgrid. Particulièrement pour la flexibilité, ce dernier comprend les solutions

techniques permettant d'activer les charges et de prévenir des congestions potentielles (trafic light entre autres); le calcul du transfert d'énergie (FlexHub) n'est évidemment pas une fonctionnalité du smartgrid puisqu'existant par ailleurs.

- Ainsi le smartgrid, suivant la vision qui a été partagée, s'appuie sur 5 couches:
 - une couche « équipements » comprenant les capteurs, les compteurs mais aussi les assets client, si ces assets sont réglables ;
 - une couche « données » comprenant des données de type statique et des données dynamiques comme les mesures et les données de comptage ;
 - une couche « traitement » qui décrit les différents outils IT de représentation et d'analyse des données ;
 - une couche « action » qui décrit les moyens mis en œuvre par le GRD pour agir sur les équipements. Les signaux échangés avec le marché pour l'informer des risques de congestion se situent ici (comme les « trafic light ») ; et
 - une couche communication permettant la collecte, en temps réel parfois, des mesures des capteurs.
- Au niveau de la couche « données » et comme indiqué à maintes reprises, Sibelga ne détaillera pas dans la feuille de route smartgrid les mécanismes et les systèmes nécessaires aux échanges de données avec le marché via la CMS, mais bien ceux nécessaires à la gestion intelligente du réseau qui permettront, entre autres, l'établissement des « trafic light » tenant compte, par exemple, du type de tarification et service sur les points d'accès. A ces fins, un lien avec le registre d'accès sera nécessaire.
- Concernant les coûts/bénéfices par projets :
 - Les coûts pourront être donnés de manière indicative, étant donné que pour certains projets qui impliquent des développements informatiques, les coûts définitifs ne pourront être donnés qu'après les appels d'offres. Il ne sera pas toujours possible non plus de détailler les coûts de manière aussi fine que ce qui est demandé au § 12.3.1 4.
 - Concernant les bénéfices, Sibelga expliquera à quelle fonctionnalité du smartgrid chaque projet va contribuer, ainsi que les bénéfices attendus de chaque fonctionnalité. L'estimation des bénéfices sera dans certains cas encore largement qualitative vu le nombre d'incertitudes. De plus, il n'y pas un lien univoque entre un projet et une fonctionnalité, il sera difficile d'attribuer de manière précise un bénéfice à un projet particulier.
- Les 3 objectifs en fin de chapitre sont plus larges que le seul smartgrid et doivent être nuancés. Ils ne peuvent, en tous les cas, pas être conditionnels et donc intégrés dans un KPI en tant que tel d'autant que ces objectifs sont peu quantifiables.

12.3.2 Définition des KPI pour le fonctionnement du smartgrid

- Le set N°2 d'indicateurs est plus délicat à définir que le set N°1 mais doit néanmoins être défini dans les méthodologies tarifaires, conformément au principe d'exhaustivité. En outre, ces indicateurs seront nettement plus délicats à mesurer. Il faudra veiller à proposer des indicateurs sans doute de bas niveau réellement mesurables et sur lesquels le GRD a prise.

12.4. Montants des Incitants

- Sibelga est d'avis que l'importance des indicateurs sur la qualité de service est trop faible au regard de l'impact de l'indisponibilité sur le client final. Il conviendrait de rééquilibrer les poids donnés aux différents KPI au regard de l'importance de ces indicateurs pour les clients finaux.

12.5. Procédure de contrôle de la fiabilité des informations et des résultats obtenus pour les KPI

- Sibelga s'étonne de voir que le canevas de rapportage des KPI puisse déjà être finalisé au 30/3/2024 alors que les KPI smartgrid ne seront finalisés qu'ultérieurement (après introduction de la feuille de route le 30/6/2024).
- Du reste, en prévoyant que le rapportage se ferait sur base d'un modèle de rapport qui n'existe pas encore mais que BRUGEL pourrait établir, en concertation avec SIBELGA, avant le 30 mars 2024 (page 76 des projets de méthodologies tarifaires 2025-2029), la proposition de BRUGEL méconnaît l'article 9quinquies, 1°, de l'Ordonnance Électricité, qui consacre le principe d'exhaustivité et de transparence des méthodologies tarifaires, et qui impose que ces méthodologies tarifaires définissent « les modèles de rapport à utiliser par le gestionnaire du réseau de distribution ».
- Plus généralement, les multiples obligations de rapportage imposées à SIBELGA dans le cadre des incitations sur les performances impliquent que les projets de méthodologies tarifaires 2025-2029 ne sont pas cohérents avec la motivation de BRUGEL d'opter pour un modèle « Revenue Cap » (défaut de motivation adéquate).

12.6. Entrée en vigueur des KPI

- Sibelga estime que la phrase « *Au plus tard le 1er janvier 2026, tous les KPI et les indicateurs de suivi [...] seront entrés en vigueur* » devrait être supprimée. En effet, dans la mesure où BRUGEL peut accepter ou refuser les propositions de déferer la date d'entrée en vigueur d'un KPI, BRUGEL pourra toujours refuser de déferer au-delà de 2026 si les raisons ne lui paraissent pas suffisantes et légitimes. Toutefois, en maintenant cette phrase, si même les raisons pour déferer sont légitimes et en dehors du contrôle de Sibelga, Sibelga se verra pénalisée, ce qui n'est pas acceptable.

12.7. Procédure de suspension des KPI

- Sibelga s'étonne que la procédure de suspension, en cas de circonstances exceptionnelles, nécessite d'être activée le 1^{er} octobre de l'année précédente. En effet, dans la plupart des cas, les circonstances exceptionnelles ne peuvent être prévues à l'avance. Il suffit de regarder la liste fournie par BRUGEL pour s'en convaincre (pour le COVID par exemple, nous aurions dû prévoir en octobre 2019 que la pandémie allait toucher la Belgique dans le courant de l'année 2020). Par ailleurs, comment ce processus est-il cohérent ou complémentaire avec celui mentionné au §12.5 (« *Des documents externes (sous forme d'attestation) devront être communiqués par le GRD à BRUGEL dans le cas où il évoque le caractère exceptionnel de certains évènements ayant provoqué des interruptions ou des dysfonctionnements dans ses applications* ») ?

12.8. Procédure de contrôle de la fiabilité des informations et des résultats obtenus pour les KPI

Pas de remarque.

13. DÉTERMINATION ET GESTION DES SOLDES TARIFAIRES

13.1. Définitions des soldes

- Dans la phrase suivante « *Ces soldes tarifaires électricité et gaz sont comptabilisés respectivement dans un fonds de régulation électricité et un fonds de régulation gaz qui se matérialisent par des comptes de régularisation au bilan du GRD. Ces fonds de régulations n'ont pas comme objectif de constituer un outil de financement à la disposition du GRD* », nous suggérons de clarifier que :
 - les soldes tarifaires sont constituées conformément au 13.1.3 (clarifiant que le solde « coûts gérables » est affecté intégralement au résultat comptable du GRD) ;

- même si ces fonds de régulations n'ont pas comme objectif de constituer un outil de financement à la disposition du GRD, dans la pratique ils peuvent permettre au GRD de réduire le recours à du financement externe le temps que ces soldes soient restitués aux URD.
- Sibelga se réfère à ses remarques relatives au §11.1 pour ce qui concerne le taux de partage des écarts sur coûts gérables.

13.2. Apurement des fonds de régulation historiques sur les périodes tarifaires suivantes

- Le non-apurement d'une partie des fonds de régulation gaz pour minimiser l'impact tarifaire lié aux mécanismes exceptionnels de traitement des actifs échoués gaz ne doit pas viser uniquement l'impact tarifaire de la suppression des surcharges pour le gaz mais également celle de l'accélération de l'amortissement des nouveaux investissements gaz.

13.3. Apurement annuel en cours de période 2025-2029

- Sibelga est d'avis que le mécanisme d'apurement systématique des soldes en cours de période 2025-2029 est rigide et ne permet pas d'utiliser ce levier afin de compenser ou de lisser certaines variations tarifaires qui seraient dues à des circonstances de marché (par exemple : variation de la consommation). Même s'il est prévu que BRUGEL peut déroger aux règles établies, Sibelga est d'avis qu'il est préférable d'inverser la logique et de considérer que
 - la règle générale est que l'apurement des soldes se fait sur base d'une concertation entre BRUGEL et Sibelga,
 - mais que si aucun accord n'est trouvé, alors l'apurement selon la méthode décrite au 13.3 s'applique.

13.4. Détermination du terme SR_t

- $SR_{t, \text{post}(N)}$ est défini comme le montant du fonds de régulation hors reliquat affecté au revenu autorisé de l'année t , calculée en $t-1$.
 - Le terme « reliquat » n'est pas défini ici et devrait être clarifié.
 - L'indice N n'a pas d'utilité dans cette formule.

14. LA FIXATION ET LE CONTRÔLE DES TARIFS DE DISTRIBUTION

Pas de remarque.

15. FIXATION DES TARIFS DE REFACTURATION DES COÛTS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

- Sibelga comprend l'objectif de BRUGEL d'avoir des tarifs d'application par année calendrier et d'approuver et publier les tarifs plus rapidement que lors des périodes tarifaires précédentes.
- La proposition de BRUGEL consiste en un calcul du tarif de transport qui tient compte des évolutions des tarifs du gestionnaire de réseau de transport mais avec un retard important. En effet le calcul du tarif serait fait l'année précédente (30 mars ou 30 septembre, selon que Sibelga constate ou non des évolutions importantes au niveau des tarifs du GRT en cours d'année pour le calcul du tarif de l'année suivante). Cette proposition constitue un risque de gestion de liquidités pour Sibelga dans la mesure où des variations de tarifs d'Elia ne seraient pas immédiatement répercutés dans ceux de Sibelga. De surcroît, elle déroge à l'article 9quinquies, 19°, de l'Ordonnance Électricité qui prévoit un mécanisme automatique d'adaptation du tarif du transport aux hausses des coûts de transport d'électricité par ELIA. En vertu de l'ordonnance, BRUGEL – en tant que régulateur – n'a ainsi qu'un rôle marginal, consistant à vérifier « l'exactitude des tarifs » tels que calculés par Sibelga. Or, en l'occurrence, BRUGEL se réserve la faculté d'accepter ou de

refuser l'affectation des soldes réglementaires ou la révision du tarif relatif au transport. Ce faisant, BRUGEL dépasse les limites de ses compétences.

- Si BRUGEL souhaite permettre tant au fournisseur qu'au GRD bruxellois d'avoir des tarifs d'application par année, nous estimons
 - qu'il conviendrait d'aligner le processus de révision de ce tarif avec celui des surcharges : c'est-à-dire faire l'objet d'une actualisation annuelle (pas d'un budget pluriannuel et de budgets complémentaires) soumise pour approbation le 31/10 (et non le 30 mars ou 30 septembre comme indiqué au §15.3) ; et
 - de prévoir une possibilité de révision en cours d'année en cas de variation significative des tarifs d'Elia (par exemple, plus de 5%).

16. FIXATION DES TARIFS - OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC

- Au §16.1, il est spécifié que « *Le budget 2025 est basé sur la dernière réalité connue (2023) indexée sur base de la prévision d'inflation pour l'année 2024.* ». Si le budget 2025 se base sur l'année 2023, en toute logique il faudrait appliquer l'indexation pour deux années.

17. PROCÉDURE D'INTRODUCTION ET D'APPROBATION DES TARIFS

- Compte tenu du nouveau cadre réglementaire proposé par BRUGEL, nous souhaitons ici nous assurer que nous avons bien compris certaines évolutions par rapport au passé. BRUGEL pourrait-elle confirmer ce qui suit ?
 - « *BRUGEL approuve, pour chaque année de la période réglementaire, le montant du revenu autorisé sur la base d'une proposition émanant du GRD* » : nous comprenons qu'il n'y a donc pas de nécessité de calculer ex ante des tarifs identiques pour les 5 années de la période tarifaire. Ceux-ci évolueront selon l'évolution prévisionnelle du RMA (impacté par l'inflation, par les coûts additionnels, etc.) et par les volumes.
 - A partir de 2025, tous les tarifs de Sibelga évolueront chaque année :
 - Le tarif gridfee, selon le tarif calculé ex-ante et selon l'apurement annuel du solde tarifaire de l'année N-2. Sibelga suggère dès lors d'avoir un tarif spécifique solde réglementaire (potentiellement négatif) pour limiter la révision des tarifs gridfee à ce seul tarif.
 - Les tarifs de transport, d'OSP et les surcharges, selon les révisions annuelles prévues.

17.1. Procédure générale de soumission et spécificités pour la période réglementaire 2025-2029

- Il avait été convenu dans la procédure d'établissement de la méthodologie tarifaire, signée en mai 2022, qu'une discussion relative aux hypothèses générales de la proposition tarifaire aurait lieu le 1^{er} mars 2024. Nous ne pouvons pas accepter qu'à cette date nous soyons contraints de présenter les éléments mentionnés au point 1, à savoir « *une première estimation du revenu autorisé maximum hors projet additionnels, les tarifs non périodiques envisagés, la projection des consommations par catégorie de clients, etc* ». En effet, ceci reviendrait à avancer l'échéance bien avant la date convenue (26 mai 2024, qui coïncide avec les 6 mois après la publication des méthodologies tarifaires), sachant que Sibelga a déjà laissé 3 mois supplémentaires à BRUGEL pour la publication de la partie 2 de la méthodologie, sans repousser la date d'introduction de la proposition tarifaire.
- Au point 5, il est mentionné que BRUGEL se donne le droit « *d'établir des éventuelles lignes directrices complémentaires à la présente méthodologie* ». Ceci est manifestement contraire à la ligne directrice n°1 de l'article 9quinquies de l'Ordonnance Électricité et de l'article 10ter de l'Ordonnance Gaz qui consacre le

principe d'exhaustivité des méthodologies tarifaires, ainsi qu'aux principes de sécurité juridique, de confiance légitime, de stabilité et de prévisibilité régulatoire.

- Au même point 5, BRUGEL fait mention de « *business cases [...] modifiés pour prendre en compte les remarques de BRUGEL* ». Rappelons que Sibelga ne peut pas s'engager à introduire ses business cases associés aux coûts additionnels préalablement au 26 mai 2024.

17.2. Procédure de soumission des coûts gérables additionnels en début de période

Pas de remarques (voir cependant §8.2 et §7.2.2 pour la soumission de coûts gérables additionnels en cours de période).

17.3. Adaptation des tarifs

- BRUGEL indique que « *Le GRD soumet une nouvelle proposition à BRUGEL dans les deux mois du jugement de cette annulation ou de la réception de la décision de retrait, par porteur et avec accusé de réception et par courrier électronique. Cette nouvelle proposition tarifaire est rédigée en tenant compte du contenu du jugement ou de l'arrêt prononçant l'annulation ou la suspension.* ». Dans la mesure où c'est la décision de BRUGEL qui serait annulée, est-il nécessaire que Sibelga introduise dans tous les cas une nouvelle proposition tarifaire ? En effet, on peut imaginer que certaines décisions de justice nécessitent des ajustements dans les calculs des tarifs (qui devraient être effectués par Sibelga pour une nouvelle approbation de BRUGEL) mais que d'autres nécessitent uniquement une nouvelle décision de BRUGEL sans l'introduction d'une nouvelle proposition tarifaire.

18. CONTRÔLE DU RESPECT DES RÈGLES D'ÉVOLUTION DU REVENU TOTAL ET DES TARIFS

- Sibelga comprend que BRUGEL souhaite recevoir dans le modèle de rapport pour le contrôle ex-post un état des coûts réels et un calcul de l'écart entre ceux-ci et le budget prévisionnel (ajusté pour l'inflation). Pour ce qui concerne les coûts gérables cependant, Sibelga est d'avis que cette information n'est pas pertinente pour BRUGEL. En effet dans la mesure où 100% de l'écart entre le budget prévisionnel et le réalisé est au bénéfice ou à charge de Sibelga, BRUGEL n'aura plus besoin d'analyser cet écart. Ceci, en conformité avec le principe de revenue-cap.

19. PROCÉDURES RELATIVES À LA GESTION DES RAPPORTS EX POST ET AUX PROPOSITIONS TARIFAIRES ACTUALISÉES

- Au point 8, il est indiqué que « *Ces révisions ne pourront concerner que le recalcul des tarifs suivant sur base du RMA actualisé* ». Quels « *tarifs suivant* » sont visés ici ?

20. RAPPORTS ET DONNÉES

- Nos remarques détaillées sur les spécifications relatives au modèle de rapport sont fournies en annexe.
- Nous rappelons la remarque formulée au §18 relative au manque de cohérence entre
 - la demande de BRUGEL de disposer d'un rapport détaillé des coûts gérables réalisés

- et le cadre global de revenue-cap (avec 100% des écarts sur ces coûts qui sont pour le GRD) qui ne nécessite en théorie plus de vérification des coûts réalisés par BRUGEL.
- Le point 16 nous semble être en doublon avec le point « *le(s) rapport(s) ou procès-verbal du comité d'audit de l'exercice* » déjà précisé au point 2.

21. PROCÉDURE DE MODIFICATION DE LA MÉTHODOLOGIE

Pas de remarque.

22. PRINCIPES D'ORGANISATION DES ACTIVITÉS DU GRD

- Sibelga ne comprend pas l'ajout des dispositions prévues au §22 à la méthodologie tarifaire. Elles ne semblent en effet pas liées à ce qui est nécessaire, et prévu par les Ordonnances, pour l'établissement de méthodologies tarifaires.

23. TRANSVERSALITÉ DES DÉCISIONS

23.1. Les plans de développement

- Sibelga s'étonne de la présence d'un chapitre relatif aux plans de développement dans la méthodologie tarifaire dans la mesure où, contrairement à la logique et contrairement au souhait de Sibelga, BRUGEL indique ne pas s'appuyer sur le plan de développement pour établir le RMA. En effet, selon les dispositions prévues par BRUGEL (notamment au point 6), le RMA se calcule sur base des années de référence indexées pour le BAU et sur des dossiers de « coûts additionnels » pour le surplus. Quel est dès lors l'intérêt de détailler le contenu des plans de développement dans la méthodologie tarifaire ?

23.1.1. Coûts IT

- Dans la mesure où, selon les dispositions du §7, BRUGEL octroie à Sibelga une enveloppe de coûts IT basée sur les années de référence 2018-2022 (avec retraitement des coûts liés au projet Smartrias), sans autoriser de coût additionnel, nous ne comprenons pas très bien l'intérêt de continuer à fournir un reporting sur le budget des coûts IT (notamment la roadmap IT avec encore plus de détails). En effet, si l'enveloppe est fixée à l'avance, il n'y a pas de raison que BRUGEL continue à demander cette information qui n'aura plus aucun intérêt pour la fixation des coûts autorisés. Le détail de l'information demandée est en totale contradiction avec le modèle souhaité par BRUGEL (revenue-cap avec fixation ex ante d'une trajectoire). Cette demande de BRUGEL ne s'appuie donc pas sur une motivation adéquate et est d'autant plus incompréhensible qu'il est demandé à Sibelga de fournir encore plus de détails sur les coûts IT que par le passé (100% des budgets des projets doivent être détaillés là où dans le cadre actuel seuls 85% doivent être justifiés, les coûts IT hors projet seront également finement décrits, etc.).

23.1.2. Spécifiquement pour l'électricité

- Avec la description fournie dans la méthodologie tarifaire (en particulier aux chapitres 7, 23, etc.) il devient compliqué de s'y retrouver dans les éléments qui devront être fournis
 - dans les dossiers de coûts additionnels (tels que fournis ex ante pour l'approbation des coûts additionnels et tels que fournis annuellement dans un état des lieux des coûts additionnels) ;
 - dans les plans de développement (plan de développement qui sera disponible lors de l'élaboration de la proposition tarifaire 2025-2029, et plans de développement qui seront établis chaque année de la période tarifaire) ; et
 - dans les feuilles de route relatives au smart meter et au smart grid.

- Il nous semble qu'il conviendrait de clarifier quelles informations sont fournies à quel endroit et il conviendrait également de clarifier le besoin d'informations annuelles dans un régime de revenue-cap.

23.1.3. Spécifiquement pour le gaz

- Pour le gaz, nous comprenons qu'une projection des amortissements soit nécessaire en vertu des dispositions prévues au §7.2.1.3. (« [...] SIBELGA introduira lors de la remise de sa proposition tarifaire une demande d'affectation des fonds de régulation gaz visant à compenser la hausse du revenu autorisé 2025-2029 découlant de l'arrêt de la pratique du transfert de frais opérationnels aux immobilisations, diminuée de l'effet d'aubaine sur les CGCAPEXBAU₂₀₂₅ » qu'il faudrait par ailleurs compléter par l'effet de l'amortissement accéléré des nouveaux actifs gaz). Cette disposition nécessite la prise en compte d'un plan de développement gaz 2025-2029, tel que connu au moment de l'introduction de la proposition tarifaire en mai 2024.
- Nous ne comprenons cependant pas pourquoi pour le gaz on se base sur le plan de développement pour faire cette projection, alors que pour l'électricité on se base sur un autre mécanisme, celui de coûts additionnels. Qu'est-ce qui motive cette différence de traitement ?
- A plusieurs reprises, BRUGEL mentionne la notion de '*partage des risques, lié aux actifs échoués, entre l'URD et le GRD*'. Notamment
 - « *En effet, l'ampleur du risque semble absorbable à la fois par les utilisateurs du réseau et par le GRD si ceux-ci se partagent le risque* » (page 103) ;
 - « *Toute solution doit viser à atteindre un partage du risque équilibré entre le GRD et les URD* » (page 103) ;
 - « *Pour BRUGEL, il doit y avoir un équilibre entre le niveau de risque porté par le GRD et, via les tarifs, par les URD actuels ou futurs* » (page 104).

Sibelga s'oppose fermement à cette prise de position de BRUGEL. Pour ce qui concerne les investissements dont les coûts ont été acceptés par BRUGEL (notamment les investissements historiques qui sont dans la RAB actuelle ou les investissements futurs que BRUGEL approuverait) il n'y a pas de raison qu'il puisse être considéré que le GRD n'ait pas une garantie de couverture des coûts. En effet, le cadre légal prévoit que « *les tarifs permettent au gestionnaire du réseau de distribution dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrer la totalité de ses coûts* ». Dès le moment où le régulateur a approuvé les coûts d'investissement (via une approbation d'une proposition tarifaire ou de contrôle ex-post de tarifs), il est essentiel que le GRD ait le droit de recouvrer la totalité de ses coûts. Toute autre solution serait entachée d'illégalité.

- Plus spécifiquement, BRUGEL souhaite limiter le mécanisme de traitement des actifs échoués aux investissements réalisés à partir de la prochaine période tarifaire. En effet, pour les actifs historiques (pré-2025) BRUGEL ne prévoit pas de traitement spécifique. La proposition de BRUGEL a pour conséquence de faire porter le risque lié aux actifs échoués gaz investis avant 2025 entièrement au GRD. BRUGEL justifie cela en indiquant que « *s'agissant des investissements historiques, au moment où ils ont été réalisés, le risque n'était pas connu* ». En effet, ce risque provient des nouveaux objectifs de politique publique bruxelloise de sortir du gaz naturel d'ici 2050, qui n'étaient pas nécessairement anticipés lorsque les décisions d'investissement ont été prises pour les actifs historiques. Ainsi, le risque que les actifs historiques deviennent échoués provient d'un changement de politique publique, que le GRD n'est aucunement en mesure de contrôler : de fait, il nous semble inadéquat que celui-ci doive supporter les coûts liés à la caducité des investissements historiques (nonobstant le potentiel de conversion du réseau aux nouveaux usages). En effet, selon les dispositions prévues dans le projet de méthodologie tarifaire de BRUGEL, le montant non-amorti des actifs rendus échoués (c'est-à-dire non adaptés à d'autres usages) en 2050 serait entièrement à la charge du GRD, qui ne pourra plus les récupérer suite à la sortie du gaz naturel : nous ne comprenons pas en quoi ces actifs devraient ne pas bénéficier de la garantie de couverture des coûts, qui est pourtant le principe dans la régulation bruxelloise. Au demeurant, c'est précisément du fait d'un changement de politique publique que ce risque, inconnu auparavant, est soudainement apparu : de fait, vu qu'il n'était pas connu, il n'était pas rémunéré au cours des périodes tarifaires précédentes. Ce risque doit donc désormais être compensé par le régulateur.

BRUGEL semble pourtant estimer que le risque lié aux actifs échoués était déjà couvert par la rémunération des actifs historiques via la marge équitable : BRUGEL ne justifie néanmoins pas en quoi cette rémunération couvrirait un risque de caducité des actifs du GRD au-delà du risque industriel, notamment le risque lié à un changement de politique publique ayant précisément pour conséquence de rendre caduc une partie du réseau de distribution à un horizon précis (en l'occurrence, 2050).

Le traitement différencié que réserve BRUGEL aux investissements pré-2025 par rapport aux investissements ultérieurs est d'autant plus surprenant que les interventions de certains autres régulateurs pour traiter le risque lié aux actifs échoués se sont appliquées à une assiette plus large d'actifs que les seuls nouveaux investissements. Ainsi, par exemple, le régulateur néerlandais a mis en place l'amortissement accéléré sur totalité de la RAB des gestionnaires de réseau de distribution, tandis que la CREG a raccourci la durée de vie des canalisations investies après 2000 (ainsi que celle des nouvelles installations) de sorte à ce que leur valeur d'acquisition soit nulle en 2050.

- Par ailleurs, il nous semble important que BRUGEL signale que les dispositions prévues à ce stade pour faire face aux incertitudes liées à l'utilisation à long terme du gaz naturel n'incluent pas encore les éventuels coûts de démantèlement des infrastructures existantes. Ceux-ci pourraient à l'avenir représenter des montants qu'il sera compliqué de couvrir.

23.2. Obligations de services publics (OSP)

Pas de remarque.

24. OBLIGATIONS DE PUBLICATION

Pas de remarque.

25. RÈGLES RÉGULATOIRES

- Sibelga n'établit actuellement pas de bilan non-régulé car les activités non-régulées sont actuellement trop limitées que pour justifier ce travail complémentaire mais exclut clairement, dans les modèles de rapport, les coûts et revenus liés aux activités non régulées. Il nous semble préférable de continuer de cette manière-là afin de ne pas alourdir le reporting et les systèmes d'information pour une valeur ajoutée extrêmement faible. Cette proposition nous paraît donc disproportionnée. Sibelga demande donc de supprimer la phrase « Cette comptabilité interne contient un bilan et un compte de résultats par activités en correspondance avec les comptes du grand livre ». Il va de soi que si un jour les activités non-régulées influençaient significativement les comptes, ce travail serait réalisé.
- A la lecture de la phrase suivante « *Si le revenu total est calculé pour un groupe de sociétés, les états financiers consolidés sont établis conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels consolidés des sociétés* », nous avons l'impression que BRUGEL souhaite que Sibelga produise des comptes consolidés BNO-Sibelga. Actuellement nous calculons le revenu total pour les deux sociétés sans pour autant établir les états financiers consolidés officiels à ce niveau. La consolidation des comptes ne nous semble pas nécessaire pour BRUGEL et entraînerait un surcoût qui nous semble non justifiable. Il convient donc de remplacer le terme « consolidés » par le terme « totaux » pour éviter toute confusion.
- Dans la phrase « *Le GRD tient une comptabilité analytique de manière à pouvoir établir un lien direct entre les charges et produits par objet de coût et par groupe de client.* », est-il possible de spécifier ce qui est entendu par « objet de coût » ? Attend-on de Sibelga une évolution par rapport à ce qui existe aujourd'hui ?
- La phrase suivante « *Dans le cadre du calcul des soldes tarifaires ex post, le GRD doit appliquer les mêmes règles d'évaluation et d'activations des coûts que celles appliquée ex ante dans les propositions tarifaires* » pourrait être complétée par « Sauf accord de BRUGEL ». En effet, il n'est pas impossible que certaines règles puissent connaître des évolutions d'ici 2029.

- Il est spécifié que « BRUGEL peut demander au Commissaire du gestionnaire de réseau de mener une mission de contrôle [...] ». Cette disposition devrait être amendée, en effet
 - BRUGEL ne peut s'adresser directement au Commissaire de Sibelga. BRUGEL doit s'adresser à Sibelga qui peut relayer la demande au Commissaire.
 - Cette disposition pourrait nous mettre en difficulté au niveau de la conformité aux règles des marchés publics. En effet, Sibelga est tenu de mettre ses fournisseurs en concurrence et les demandes de BRUGEL pourraient dépasser le cadre qui est déjà inclus dans les missions de base du Commissaire.
 - Comment est-ce que les charges liées à ces tâches supplémentaires seront prises en compte ? Le risque que ce genre de rapport puisse se multiplier crée un risque non négligeable de charges supplémentaires et de travail supplémentaire.
 - Dans un souci de garantie d'indépendance des réviseurs, la loi et les normes IRE limitent fortement les missions externes qu'un réviseur peut effectuer en plus de la mission légale d'audit des comptes. Sibelga pourrait très vite se trouver dans l'impossibilité de fournir à BRUGEL les rapports demandés (articles 183 et suivants de l'AR du 30 janvier 2011 portant exécution du code des sociétés).

26. APPRÉCIATION DU CARACTÈRE RAISONNABLE DU REVENU AUTORISÉ

- Pour pouvoir être pris en compte dans le calcul du revenu autorisé du GRD, les coûts doivent, tant quant à leur fondement qu'à leur montant, répondre à 6 critères de raisonnabilité cumulatifs. Plusieurs remarques d'ordre général s'imposent à cet égard :
 - Dans le cadre du mécanisme de la méthodologie tarifaire 2025-2029 souhaité par BRUGEL, l'essentiel des coûts (les coûts gérables BAU) sera basé sur les coûts réalisés du passé (2018-2022 pour les opex et 2024 pour les amortissements). BRUGEL indique qu'a priori, il n'y aurait qu'un nombre limité de retraitements (voir §7.8). Les critères de raisonnabilité des coûts ne s'appliqueront donc a priori pas pour ces coûts BAU gérables.
 - De même, des paragraphes tels que « BRUGEL appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents » ne semblent pas être en conformité avec le mécanisme global souhaité par BRUGEL. En vertu des principes de sécurité juridique et de prévisibilité et de stabilité réglementaires, un coût non gérable jugé comme raisonnable ex ante ne pourrait pas être considéré comme déraisonnable ex post. Il convient dès lors de supprimer les mots « ex post » du premier tiret du §2 de l'article 26 (en page 106 des projets de méthodologies tarifaires 2025-2029). La même remarque vaut également pour la fixation de la base de coûts historiques des futures méthodologies tarifaires.
 - Le caractère cumulatif des critères pose problème : il semble en effet impossible de respecter simultanément l'ensemble de ces critères, dans la mesure où l'interprétation de certains critères peut s'avérer inconciliable, voire contradictoire.
 - Ces critères ne sont pas suffisamment clairs et étayés que pour permettre à SIBELGA d'anticiper de manière suffisamment certaine si tel ou tel coût sera ou non considéré comme raisonnable par BRUGEL, ce qui est contraire aux articles 9quinquies de l'Ordonnance Électricité et 10ter de l'Ordonnance Gaz.
 - BRUGEL opère un renversement de la charge de la preuve en imposant au GRD de démontrer le caractère raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé, au regard des six critères précités. Ce renversement n'est pas acceptable et contraire au droit commun et à l'obligation de motivation matérielle incombant aux autorités administratives.
 - Enfin, la marge de manœuvre du régulateur n'est pas purement discrétionnaire ; elle est limitée, entre autres, par les principes de raisonnabilité et de proportionnalité.

- S'agissant des différents critères et de leurs règles d'interprétation fixées par Brugel, il est renvoyé, quant à leur conformité à la loi et aux principes généraux, à l'Annexe 8 (note Linklaters).
- Pour le surplus, Sibelga souhaite formuler les commentaires suivants :
- BRUGEL considère que « *Les dépenses axées sur un mécénat purement altruiste (à vocation culturelle, sociale, humanitaire et sociétale), pour lesquelles le gestionnaire de réseau ne demande aucune contrepartie immédiate mais qui visent uniquement à améliorer sa notoriété et son image, sont considérées intégralement comme non nécessaires à la gestion du réseau* ». Nous contestons ce point. En effet, l'amélioration de la notoriété et de l'image de Sibelga sont essentielles pour la pérennité de son activité. Notamment pour les besoins du recrutement, Sibelga est clairement en concurrence avec tous les autres employeurs et il est primordial que les candidats voient en Sibelga un employeur potentiel attractif. Au titre de la responsabilité sociétale et environnementale des entreprises, qui contribue à la valeur de Sibelga et à sa réputation sur le marché financier, des dépenses de ce type peuvent également se justifier.
- Le troisième critère de raisonnabilité impose que les coûts soient justifiés par rapport à l'intérêt des URD ou de l'intérêt général. L'intérêt des URD ne se limite pas à la seule diminution des tarifs à court terme. En effet, l'intérêt des URD – et l'intérêt général – est également de pouvoir bénéficier de réseaux fiables, développés et sécurisés. Ce qui nécessite que SIBELGA investisse suffisamment dans les réseaux. L'intérêt des URD – et l'intérêt général – ne peut donc pas s'interpréter uniquement comme une baisse à tout prix des tarifs de distribution.
- BRUGEL indique que le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération ou de comptabiliser des coûts, de la manière qui n'est pas la plus avantageuse pour l'URD, peut être considérée comme déraisonnable. Sibelga estime que ce critère devrait uniquement permettre de rejeter la partie du coût qui excède le coût qui aurait dû être supporté ou autrement comptabilisé par le GRD s'il avait effectué l'opération ou comptabilisé les coûts de la manière la plus avantageuse pour l'URD.

27. DÉFINITIONS

Pas de remarque.

28. ENTRÉE EN VIGUEUR

Pas de remarque.

29. RECOURS

Pas de remarque.

30. ANNEXES

Les remarques relatives aux annexes sont intégrées dans le présent document et les autres annexes de l'avis de Sibelga relatif à la décision 20230627-232 de BRUGEL. Soulignons cependant que Certains passages de ces annexes ne nous semblent plus en cohérence avec le texte principal de la décision de BRUGEL ou contiennent encore des références erronées. Notamment,

- Dans le rapport de motivation sur le modèle de régulation
 - « *Il convient à ce titre de rappeler que la note d'Haulogy rédigée dans le cadre du lot 2 préconise notamment la suppression de l'activation des surcharges pour l'ensemble des actifs gaz dès 2025 (sans application rétroactive) et un amortissement accéléré pour certains actifs* », il

conviendrait de faire référence au document qui a été soumis à consultation publique sur ce sujet.

- Au chapitre 4, il nous semble qu'il conviendrait d'ajouter également que les coûts relatifs aux primes jubilaires et à l'assainissement du sol sont des coûts non-gérables.
- Au §5.1.3.1, il convient d'ajouter les « *éventuels investissements hors IT liés aux développements des fonctionnalités liées au smartgrid* » dans la liste des projets potentiellement éligibles pour les coûts additionnels.
- Au §5.1.3.2, il convient de clarifier que le mécanisme de réouverture du RMA ne s'applique pas uniquement pour des « *investissements réseau non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire* » mais pour d'autres types de coûts non prévus au moment de la proposition tarifaire.
- Certains tableaux (tel que le Tableau 15) mériteraient d'être mis à jour avec les informations connues à ce jour pour les années 2021 et 2022.
- Dans le rapport de motivation sur la rémunération du GRD
 - lorsqu'il est spécifié que « *BRUGEL choisit d'appliquer pendant la période 2025-2029 une formule adaptée du WACC dite 'WACC à trois composantes'* » ;
 - « *Spécifiquement pour le gaz et sous réserve des résultats des analyses en cours de la phase 2 du lot 2 (stranded assets gaz), BRUGEL pourrait envisager un traitement différencié de certains actifs gaz* ».