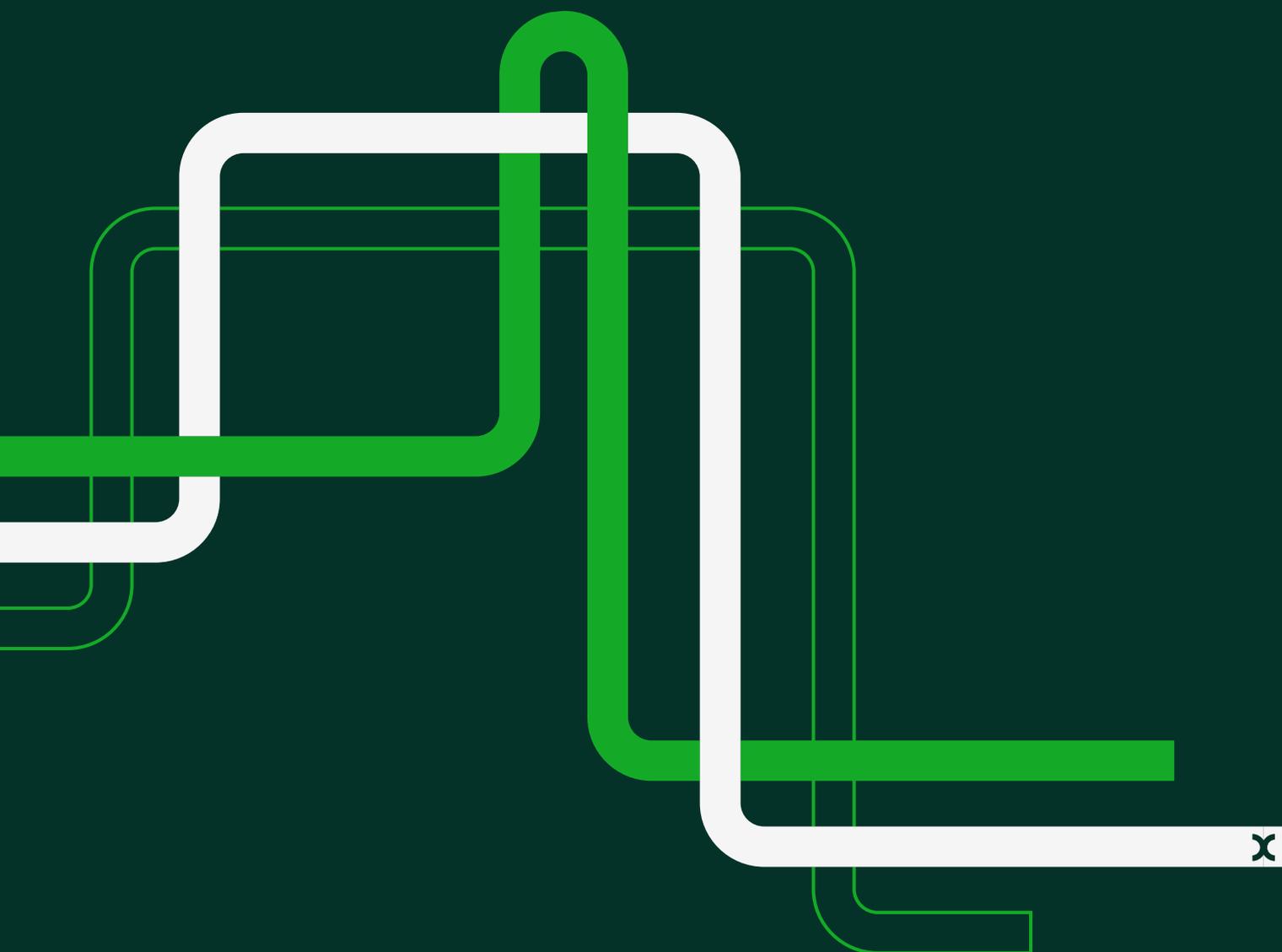


Évaluation indépendante des propositions de BRUGEL en  
matière de coûts, de services et d'incitations

—  
Rapport préparé pour Sibelga

29 août 2023



## Table des matières

Résumé	1	
1	Introduction	9
1.1	Objectifs et périmètre de l'étude	9
1.2	Approche et structure du rapport	9
2	Le modèle de régulation proposé par BRUGEL	11
2.1	Modèles de régulation	12
2.2	Quel modèle de régulation BRUGEL propose-t-il pour la prochaine période tarifaire ?	13
2.3	Problème avec le raisonnement de BRUGEL : portée et simplicité	14
2.4	Problème avec le raisonnement de BRUGEL : non-alignement des incitations	17
2.5	Problème avec le raisonnement de BRUGEL : arbitrage OPEX-CAPEX	17
2.6	Problème avec le raisonnement de BRUGEL : utilisation sélective des précédents	18
3	Coûts BAU	20
3.1	Coûts BAU : à quoi ressemblent les bonnes pratiques réglementaires ?	21
3.2	Comment BRUGEL a-t-il déterminé les dépenses BAU pour la prochaine période tarifaire ?	21
3.3	Problème avec l'approche de BRUGEL : absence d'analyse des inducteurs de coûts	22
3.4	Problème avec l'approche de BRUGEL : le retraitement des coûts BAU conduit à sous-financer les coûts IT efficaces	31
3.5	Problème avec l'approche de BRUGEL : la détermination de la dépréciation est biaisée à la baisse	33
4	Coûts additionnels	37
4.1	Coûts additionnels : quelles sont les bonnes pratiques réglementaires ?	38
4.2	De quelle façon BRUGEL propose de traiter les coûts additionnels ?	39
4.3	Problème avec l'approche de BRUGEL : absence de cadre pour évaluer les coûts additionnels	42
4.4	Problème avec l'approche de BRUGEL : une charge déclarative complexe et inutile	45
4.5	Problème avec l'approche de BRUGEL : un périmètre des coûts pris en compte insuffisant et rigide	48
4.6	Problème avec l'approche de BRUGEL : des spécifications ambiguës ou mal définies	50
5	La structure des KPIs proposés par BRUGEL	54
5.1	Structure des KPIs : quelles sont les bonnes pratiques réglementaires ?	55
5.2	Quelle est la structure des KPIs proposés par BRUGEL pour la prochaine période de régulation ?	56

Oxera Consulting LLP est une société à responsabilité limitée, immatriculée en Angleterre sous le numéro OC392464, dont le siège social est sis: Park Central, 40/41 Park End Street, Oxford OX1 1JD, Royaume-Uni; en Belgique, sous le numéro 0651 990 151, une succursale: Avenue Louise 81, 1050 Bruxelles, Belgique; et en Italie, REA numéro RM - 1530473, une succursale: Via delle Quattro Fontane 15, 00184 Rome, Italie. Oxera Consulting (France) LLP, une succursale française, établie au: 60 Avenue Charles de Gaulle, CS 60016, 92573 Neuilly-sur-Seine, France, enregistrée sous le numéro 844 900 407 00025 RCS Nanterre. Oxera Consulting (Netherlands) LLP, une succursale Amsterdam, établie au: Strawinskylaan 3051, 1077 ZX Amsterdam, Pays-Bas enregistrée sous le KvK numéro 72446218. Oxera Consulting GmbH est immatriculée en Allemagne, sous le numéro HRB 148781 B (Tribunal de Charlottenburg), dont le siège social est sis: Rahel-Hirsch-Straße 10, Berlin 10557, Allemagne.

Bien que tous les efforts aient été déployés pour garantir l'exactitude du document et l'intégrité de l'analyse figurant dans la présente, Oxera décline toute responsabilité quant à toute mesure prise sur base de son contenu.

Aucune entité Oxera n'est autorisée ou réglementée par une autorité Financière ou un Règlement dans l'un des pays dans lesquels elle opère ou fournit des services. Toute personne envisageant un investissement spécifique doit consulter son propre courtier ou autre conseiller en investissements. Oxera décline toute responsabilité dans toute décision d'investissement spécifique, qui doit être aux risques et périls de l'investisseur.

© Oxera 2023. Tous droits réservés. À l'exception de la citation de courts passages à des fins de critique ou compte rendu, aucune partie ne peut être utilisée ni reproduite sans autorisation.

5.3	Problème avec l'approche de BRUGEL : pondération inéquitable des KPIs smart	57
5.4	Problème avec l'approche de BRUGEL : une déconnexion coûts–performance	59
5.5	Problème avec l'approche de BRUGEL : suppression de la protection de l'opérateur sur les KPIs liés au service	59
6	<b>Les mécanismes de gestion de l'incertitude proposés par BRUGEL</b>	<b>61</b>
6.1	Mécanismes de gestion de l'incertitude : quelles sont les bonnes pratiques régulateurs ?	62
6.2	Quel est le mécanisme proposé par BRUGEL pour gérer l'incertitude au cours de la prochaine période tarifaire ?	63
6.3	Problème avec l'approche de BRUGEL : pourquoi appliquer un taux de partage	64
6.4	Problème avec l'approche de BRUGEL : la possibilité de réduire les revenus ex post	68
6.5	Problème avec l'approche de BRUGEL : le mécanisme proposé de protection contre les circonstances exceptionnelles	70

## Chiffres et tableaux

Encadré 2.1	Résumé des problématiques et recommandations	11
Encadré 3.1	Résumé des problématiques et recommandations	20
Tableau 3.1	Résidu standardisé de Sibelga, 2019	29
Tableau 3.2	Efficacité relative de Sibelga (en 2019, aux prix de 2019)	30
Figure 3.1	Coûts du projet SMARTRIAS (M€ nominaux), coûts réels et coûts prévus	32
Tableau 3.3	Exemple illustratif – calculs de l'amortissement	34
Figure 3.2	Exemple illustratif de sous-financement de l'amortissement	35
Encadré 4.1	Résumé des problématiques et recommandations	37
Encadré 5.1	Résumé des problématiques et recommandations	54
Tableau 5.1	Fourchettes d'incitations	56
Encadré 6.1	Résumé des problématiques et recommandations	61

# Résumé

## Contexte du présent rapport

Sibelga a chargé Oxera Consulting LLP de réaliser une évaluation indépendante du projet de méthodologie tarifaire de BRUGEL applicable à Sibelga, l'unique gestionnaire du réseau de distribution (GRD) d'électricité et de gaz actif dans la région de Bruxelles-Capitale, pour la période réglementaire 2025–2029<sup>1</sup>.

La proposition de BRUGEL d'adopter un modèle de régulation TOTEX « revenue cap » pour 2025–2029 marque une rupture par rapport à son approche historique, les changements ayant pour objectif de :

- être plus incitatif que le modèle actuel à la maîtrise et à l'efficacité des coûts et couvrir de façon optimale les coûts utiles ;
- rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau ;
- faciliter les investissements pour la transition énergétique.

Dans ce rapport, nous évaluons la nouvelle approche proposée par BRUGEL à l'aune des objectifs déclarés, des bonnes pratiques en matière de processus et de méthodologie, et des précédents réglementaires.

## Résumé des résultats

La proposition de BRUGEL d'introduire un modèle « revenue cap » TOTEX, motivée par les avantages déclarés d'un tel modèle, n'est pas un problème en soi. Cependant, tout avantage escompté n'est qu'hypothétique et dépend au final de l'élaboration par BRUGEL d'un cadre approprié pour que le modèle réglementaire puisse être mis en œuvre avec succès. Globalement, nous estimons que BRUGEL n'a pas conçu avec soin, ni même prêté attention à ce que devait être le cadre d'analyse nécessaire à la détermination, en amont, des revenus autorisés, ce qui est pourtant nécessaire à la bonne mise en œuvre d'un « revenue cap » TOTEX.

Ainsi, nous avons identifié les lacunes suivantes dans l'approche proposée par BRUGEL :

- Un modèle « revenue cap » TOTEX nécessite un travail empirique substantiel pour déterminer un « revenue cap » ex ante robuste : BRUGEL n'a fourni aucune preuve qu'il a entrepris un tel travail.

---

<sup>1</sup> BRUGEL (2023), « Projets de méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz actif en région bruxelloise pour la période 2025-2029. Partie I : Modèle de régulation et cadre réglementaire », BRUGEL-DECISION-20230627-232, 27 juin (ci-après « BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire »).

- Un modèle « revenue cap » TOTEX augmente le risque auquel sont confrontées les entreprises régulées en raison des erreurs de prévision et des hypothèses de modélisation. C'est pour cela que des mécanismes robustes doivent être mis en place pour ajuster le « revenue cap » en réaction à un environnement changeant, soumis à des aléas. Or, les mécanismes proposés par BRUGEL sont trop faiblement développés et inadéquats pour atténuer ces risques.
- L'approche proposée par BRUGEL risque de combiner les défauts conceptuels d'un modèle de type « cost plus » (par exemple, incitations faibles, lourde charge réglementaire) avec ceux d'un modèle « revenue cap » TOTEX (par exemple, augmentation du risque). Ceci est en contradiction directe avec les trois objectifs déclarés de BRUGEL.

Ces lacunes se manifestent par des défauts de conception qui touchent différents éléments du projet de méthodologie de BRUGEL. Nous les examinons ci-dessous.

### Les problèmes que nous avons identifiés dans l'approche proposée par BRUGEL

#### Un cadre robuste d'évaluation des coûts ex ante n'a pas été développé.

BRUGEL distingue deux types de coûts gérables qui constituent le « revenue cap » TOTEX qu'il propose : (i) les coûts « business as usual » (BAU) ; et (ii) les coûts additionnels (résultant de l'adaptation du réseau à la transition énergétique ou à l'évolution des obligations légales). Les coûts BAU sont divisés en dépenses d'exploitation (OPEX) et en dépenses d'investissement (CAPEX) BAU, déterminées comme suit :

- La composante OPEX BAU pour l'année « de base » (2025)<sup>2</sup> est basée sur une moyenne pondérée des OPEX BAU réellement observées au cours de la période de référence (2018–2022), et retraitées entre autres des coûts informatiques. Ce montant est ajusté en fonction de l'inflation pour les autres années de la période tarifaire. BRUGEL précise que puisque tous les coûts IT prévus sont inclus dans ses OPEX BAU retraitées (avec des montants fixes pour les coûts SMARTRIAS en cours et la poursuite de la transformation numérique), les coûts IT ne sont pas éligibles à la procédure applicable aux coûts additionnels<sup>3</sup>. BRUGEL propose au surplus d'appliquer un objectif d'efficacité de 0,75 % par an aux OPEX BAU.
- La composante CAPEX BAU est basée, pour l'ensemble de la période tarifaire, sur les charges d'amortissement observées en 2024, ajustées en chaque année en fonction de l'inflation .

L'élément central d'un modèle « revenue cap » consiste à fixer la composante TOTEX au niveau approprié au moyen d'un processus et d'une méthodologie robustes, pour que l'opérateur régulé soit fortement incité à surperformer par rapport à la cible de coûts tout

<sup>2</sup> Nous faisons référence à 2025, première année de la période tarifaire, comme étant « l'année de base ».

<sup>3</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 21.

en atteignant les objectifs fixés, et qu'il ait la certitude de couvrir les coûts engagés efficacement. Cela implique nécessairement une évaluation robuste ex ante des dépenses du GRD au cours de la période tarifaire à venir.

Les processus de détermination ex ante de la composante TOTEX (que ce soit pour les dépenses BAU ou pour les coûts additionnels) n'ont pas suivi les bonnes pratiques réglementaires. Dès lors, les propositions de BRUGEL conduiront à une détermination biaisée de la composante TOTEX ex ante, fausseront les incitations et augmenteront sensiblement le risque auquel Sibelga est confrontée.

Les problèmes spécifiques aux coûts BAU sont les suivants :

- BRUGEL n'a présenté aucune preuve que la détermination des OPEX BAU au cours de la période de référence historique est fondée sur une analyse robuste des inducteurs de coûts, pas plus qu'il n'a présenté une analyse de la manière dont ces inducteurs pourraient évoluer au cours de la prochaine période tarifaire.
- BRUGEL n'a pas présenté d'éléments probants pour appuyer son objectif d'efficacité sur les OPEX BAU. Une analyse récente réalisée pour la CWaPE (le régulateur wallon des marchés de l'électricité et du gaz) indique que Sibelga fonctionne de manière efficiente<sup>4</sup>. Compte tenu du cadre légal qui précise que les méthodologies doivent permettre à Sibelga de récupérer l'ensemble de ses dépenses si elle est aussi efficace que l'opérateur de marché moyen, l'objectif d'efficacité de BRUGEL n'est pas cohérent avec les informations disponibles et avec l'objectif fixé par l'ordonnance d'inciter à un fonctionnement efficace.
- Les retraitements des OPEX BAU impliquent que BRUGEL s'attend à une baisse des coûts IT pour la prochaine période tarifaire. En outre, l'objectif (injustifié) d'efficacité s'appliquera aux coûts IT retraités. Non seulement la proposition de BRUGEL n'est étayée par aucun élément la justifiant, mais elle est également incohérente avec l'idée largement répandue, matérialisée par des décisions réglementaires récentes, que les coûts IT du secteur vont augmenter dans le cadre de la transformation numérique<sup>5</sup>.
- L'approche proposée par BRUGEL pour déterminer la composante CAPEX BAU est ambiguë et peut aboutir à des résultats particulièrement inappropriés. BRUGEL doit clarifier la manière dont les coûts additionnels sur les CAPEX BAU seront traités, car l'approche qu'il propose peut entraîner un sous-financement significatif de Sibelga sur ses investissements efficaces si l'amortissement annuel

---

<sup>4</sup> Dans notre travail pour un GRD wallon, nous avons mis en évidence les limites de l'analyse du consultant qui aurait (entre autres) conduit à une surestimation de l'inefficacité des GRD. Dans sa décision finale, la CWaPE a modéré les résultats du travail du consultant en : (i) choisissant un benchmark moins strict ; (ii) étendant la période pendant laquelle les GRD wallons étaient tenus de réduire toute inefficacité ; et (iii) limitant l'application de l'objectif d'efficacité aux seules OPEX contrôlables.

<sup>5</sup> Par exemple, voir Ofgem, (2022), « RIIO ED2 Final Determinations Core Methodology Document », 30 novembre, paragraphe 2.295 ; et CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, tableau 2.

réel reflétant les investissements historiques et nouveaux est supérieur à l'amortissement corrigé de l'inflation que BRUGEL propose de financer.

Le traitement des coûts additionnels augmente le risque de biais (probablement à la baisse) dans la détermination du revenu autorisé pour les raisons suivantes :

- Comme pour les coûts BAU, BRUGEL n'a développé ni un cadre d'analyse, ni une méthodologie suffisamment robustes pour évaluer les coûts additionnels. Les bonnes pratiques réglementaires imposent aux régulateurs d'élaborer un cadre robuste et transparent pour le traitement de ces coûts dès le départ. Cela assure aux opérateurs qu'ils pourront récupérer les coûts additionnels encourus efficacement tout en maintenant les incitations à l'efficacité, sous-jacentes à un modèle « revenue cap ».
- Le périmètre des projets pour lesquels Sibelga peut demander une autorisation de coûts additionnels est déraisonnablement réduit et rigide. En effet, ce périmètre exclut spécifiquement les coûts IT et semble exclure certains autres coûts inhérents à l'installation des compteurs intelligents.
- Plusieurs éléments relatifs à l'évaluation et au processus d'approbation des coûts additionnels sont ambigus, non définis ou mal développés. En particulier, BRUGEL n'a pas précisé de manière suffisamment détaillée comment il déterminera si un projet satisfait les critères d'éligibilité lui permettant de se qualifier pour une prise en compte des coûts additionnels.

### Une charge réglementaire injustifiée est imposée à l'opérateur.

Le cadre proposé par BRUGEL impose une charge réglementaire importante à Sibelga du fait de la procédure de demande de coûts additionnels et les comptes-rendus de contrôle permanents. Cela risque d'imposer un micro-management réglementaire, ce qu'un cadre revenue cap TOTEX incitatif est censé éviter.

En outre, les propositions de BRUGEL vont à l'encontre de la manière dont d'autres régulateurs et autorités judiciaires ou administratives compétentes en matière économique incitent les opérateurs à l'efficacité par des avantages procéduraux supplémentaires, tels qu'une réduction de la charge réglementaire et des instruments de contrôle. Sibelga a été jugée efficace par le consultant de BRUGEL dans ses travaux récents et BRUGEL n'a pas apporté la preuve du contraire. Dans ce contexte, BRUGEL devrait suivre les bonnes pratiques pour renforcer les incitations à l'efficacité et alléger la charge administrative de Sibelga.

Les obligations de *reporting* supplémentaires créent également, de manière injustifiée, un processus parallèle à celui déjà existant autour du plan de développement et qui implique l'opérateur, le régulateur, le gouvernement et le public.

## Les mécanismes de gestion de l'incertitude sont inadéquats ou mal spécifiés.

Par rapport aux modèles de régulation économique de type « cost plus », le modèle de « revenue cap » TOTEX introduit un risque régulateur significatif lorsque les régulateurs fixent le revenu autorisé de manière arbitraire ou incorrecte. Il est en conséquence essentiel que les prévisions de l'autorité de régulation en matière de dépenses efficaces soient basées sur un cadre d'analyse fondé sur les bonnes pratiques et que des mécanismes robustes de gestion de l'incertitude soient mis en place pour ajuster le revenu autorisé, ce afin de permettre de corriger les erreurs de prévision et les hypothèses de modélisation, qui sont inévitables même lorsque les autorités de régulation suivent les bonnes pratiques.

BRUGEL propose de supprimer le mécanisme actuel de partage des coûts<sup>6</sup>, affirmant que cela incitera Sibelga à fonctionner plus efficacement. L'affirmation de BRUGEL fait l'économie d'un débat équilibré sur ce qu'un mécanisme de partage des coûts est censé réaliser. En supposant que les coûts efficaces soient déterminés de façon robuste, les taux de partage des coûts peuvent fournir des incitations fortes à l'efficacité ; toutefois, même dans ce cas, la nécessité de fixer des incitations importantes à l'efficacité doit être proportionnée avec la nécessité de protéger l'opérateur et les consommateurs contre les erreurs de prévision inévitables dans une détermination ex ante des TOTEX et contre les éléments exogènes (hors du contrôle des entreprises) qui peuvent conduire à des surperformances ou à des sous-performances. Vu l'ampleur des erreurs méthodologiques dans les propositions de BRUGEL pour la détermination ex ante du « revenue cap » TOTEX, le maintien d'un taux de partage des coûts devient encore plus critique pour la prochaine période tarifaire. En outre, les régulateurs et les autorités judiciaires ou administratives compétentes en matière économique ont renforcé les taux de partage pour les entreprises performantes (ce qui est le cas de Sibelga d'après l'évaluation réalisée par la CWAPE) en leur permettant de conserver davantage leur surperformance et de supporter moins leur sous-performance.

BRUGEL a également mis en place des mécanismes permettant de réduire ex post le « revenue cap » s'il estime que Sibelga a surperformé par rapport aux TOTEX autorisées en raison d'un sous-investissement, ou sur la base d'un examen ex post des coûts additionnels réellement encourus par rapport à ceux approuvés.

Ces mécanismes génèrent un risque asymétrique pour Sibelga, dans la mesure où la procédure pour demander des revenus supplémentaires à la suite d'un surinvestissement (même si celui-ci est nécessaire) est stricte et complexe<sup>7</sup>. Il est important de noter que

---

<sup>6</sup> Les mécanismes de partage des coûts permettent de partager avec les consommateurs les bénéfices de la surperformance (c'est-à-dire les profits supplémentaires générés par les entreprises qui dépensent moins que le « revenue cap » TOTEX) au cours d'une période tarifaire, et de partager également avec les consommateurs les pertes dues à une sous-performance.

<sup>7</sup> Par exemple, il existe une possibilité de réévaluer le revenu maximum autorisé suite à des « circonstances exceptionnelles », et il est possible pour Sibelga de demander de nouveaux coûts additionnels pendant la période tarifaire (voir BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, sections 8.2.1.4 et 8.2.1.5). Cette procédure est toutefois soumise à plusieurs restrictions qui peuvent en limiter l'applicabilité.

BRUGEL n'a pas développé un cadre robuste faisant un lien entre les coûts et l'activité et la performance de l'opérateur. De ce fait, il y a un risque évident que le mécanisme proposé par BRUGEL pour réduire le « revenue cap » soit activé de manière arbitraire, ce qui augmenterait la probabilité que Sibelga ne puisse pas récupérer les coûts engagés efficacement ou obtenir un profit raisonnable. L'accent mis sur le sous-investissement (c'est-à-dire le niveau des CAPEX) empêche également Sibelga d'adopter des solutions potentiellement plus efficaces basées sur des OPEX, promouvant ainsi des solutions inefficaces. En d'autres termes, ces mécanismes nuisent aux incitations à augmenter l'efficacité et à investir dans le réseau, ce qui est contraire aux objectifs de BRUGEL d'inciter à une exploitation efficace du réseau et de faciliter les investissements dans la transition énergétique.

BRUGEL a proposé la mise en place d'un mécanisme pour ajuster le « revenue cap » initial en cas de « circonstances exceptionnelles » menant à une augmentation des coûts d'au moins 2 % par rapport au revenu maximum autorisé pour l'année en question<sup>8</sup>. BRUGEL ne donne aucun détail supplémentaire sur ce qu'il considérerait comme relevant de « circonstances exceptionnelles » : de fait, il n'est pas clair quelles circonstances pourraient conduire BRUGEL à autoriser la récupération d'investissements additionnels dans le cadre de ce mécanisme. De plus, le seuil de 2 % est injustement élevé : même dans les systèmes de régulation où le cadre d'évaluation des coûts est mieux élaboré, le seuil ouvrant droit à une correction du revenu autorisé dans le cas de circonstances exceptionnelles est généralement de 0,5 %<sup>9</sup>.

Il est essentiel que BRUGEL clarifie précisément la procédure qui sera suivie pour ajuster ex post le revenu maximum autorisé et adopte des seuils de matérialité appropriés pour protéger Sibelga de circonstances changeantes.

### La structure des KPI proposés par BRUGEL n'est pas suffisamment étayée.

Les objectifs de performance proposés par BRUGEL relatifs aux interruptions d'approvisionnement, aux relevés intelligents et au développement des smartgrid ne sont pas étayés par des preuves empiriques solides. Il en résulte les problématiques suivantes :

- BRUGEL accorde un poids disproportionné aux indicateurs clés de performance (KPIs) relatifs aux compteurs intelligents et au smartgrid (ou « KPIs smart ») par rapport aux KPIs plus conventionnels ;
- BRUGEL n'a présenté aucune preuve démontrant que les objectifs sont réalisables avec les moyens octroyés tels que fixés ex ante dans le système « revenue cap » TOTEX.

---

<sup>8</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 8.2.1.4.

<sup>9</sup> Par exemple, l'Ofgem a utilisé un seuil de 0,5 % pour les mécanismes (applicables à des opérateurs pris individuellement) d'ajustement des coûts relatifs à des projets spécifiques. Voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, section 3.

En outre, BRUGEL indique vouloir supprimer le plafond de 0 sur le malus global lié à la performance du service. Un tel choix ne tient pas compte des autres risques liés à la détermination des incitations via KPIs et du cadre réglementaire dans son ensemble, tel que proposé par BRUGEL. Si les défauts des propositions actuelles de BRUGEL ne sont pas corrigés, maintenir une protection contre le risque d'une pénalité globale en matière de performance du service est nécessaire pour que Sibelga ne soit pas pénalisée de manière inéquitable.

### Ce que nous recommandons suite à notre évaluation

La méthodologie proposée par BRUGEL risque de combiner les défauts conceptuels de différents régimes réglementaires. Si, comme il l'affirme, BRUGEL utilise des précédents réglementaires pour justifier le régime qu'il propose, il doit examiner exactement *comment* les cadres TOTEX sont mis en œuvre dans les précédents en question et s'assurer qu'il suit les meilleures pratiques et les bons principes économiques dans la conception de son propre régime.

#### Recommandation 1

Nous recommandons à BRUGEL d'évaluer plus en détail la relation entre les catégories connues de coûts et les inducteurs de coûts sous-jacents sur la période de référence et la période tarifaire à venir afin de déterminer avec fiabilité la composante TOTEX du revenu maximum autorisé. Cela peut comprendre une évaluation poussée des pistes d'amélioration de l'efficacité relative aux TOTEX que peut suivre Sibelga, conformément aux bonnes pratiques réglementaires en matière de régimes TOTEX avec incitations. En l'absence d'une telle analyse, l'approche de BRUGEL sous-estimera substantiellement les coûts efficaces de Sibelga<sup>10</sup>.

#### Recommandation 2

Nous recommandons à BRUGEL d'éviter le micro-management réglementaire et de réduire de manière significative la charge administrative qu'impliquent ses propositions actuelles. Le suivi de la performance et les demandes d'information adressées à Sibelga doivent être proportionnés. Il n'est pas cohérent avec la mise en place d'un modèle de « revenue cap » TOTEX que la performance de Sibelga fasse l'objet d'un contrôle fréquent et détaillé de la part de BRUGEL. De plus, BRUGEL n'ayant pas développé un cadre d'analyse permettant de lier les coûts de l'opérateur à ses activités et à sa performance, il doit supprimer les mécanismes de réduction du « revenue cap » en cas de surperformance de l'opérateur, étant donné que ceux-ci sont mal spécifiés. Sibelga devrait bénéficier d'une autonomie opérationnelle suffisante pour atteindre, au cours de la période tarifaire, les objectifs fixés

---

<sup>10</sup> En théorie, le fait que BRUGEL omette d'entreprendre une analyse empirique robuste pour soutenir sa détermination du « revenue cap » TOTEX ex ante pourrait également aboutir à une surestimation des coûts de Sibelga. Toutefois, compte tenu des pressions (connues) sur les coûts auxquelles Sibelga est confrontée, il est nettement plus probable que l'approche de BRUGEL sous-estime les coûts efficaces de Sibelga.

par la régulation et par l'ordonnance, une fois que ces objectifs ont été fixés ex ante de manière robuste.

### Recommandation 3

Nous recommandons à BRUGEL de mettre en place des mécanismes annexes robustes pour protéger Sibelga, du fait que BRUGEL n'a pas su fixer de façon précise la composante TOTEX ex ante, des risques prospectifs connus, ainsi que de l'incertitude résiduelle. A défaut, les investissements nécessaires à la transition énergétique seront mis en péril et Sibelga sera moins incitée à exploiter le réseau de manière efficace et pérenne, ce qui est contraire aux objectifs de BRUGEL.

### Recommandation 4

Nous recommandons à BRUGEL de veiller à ce que les KPIs proposés soient transparents et réalisables dans le cadre des TOTEX fixées ex ante. Les KPIs smart étant nouveaux et expérimentaux, il serait plus approprié de contrôler ces KPIs sans incitation financière (ou avec des incitations financières limitées), de consolider les preuves empiriques et de se concerter sur la manière de les intégrer dans les futures périodes tarifaires. Si des incitations non financières, telles que des incitations réputationnelles<sup>11</sup>, peuvent être envisagées dans un premier temps pour les KPIs smart, elles nécessiteraient néanmoins des orientations claires et une phase de consultation avant d'être mises en œuvre.

---

<sup>11</sup> Les incitations réputationnelles peuvent consister à exiger de Sibelga qu'elle publie périodiquement les performances de ses KPIs comparativement aux objectifs appropriés, mais sans incitation financière. De cette façon, ces incitations permettent une meilleure transparence et une meilleure connaissance du public des performances de Sibelga.

# 1 Introduction

## 1.1 Objectifs et périmètre de l'étude

Sibelga a chargé Oxera de réaliser une analyse indépendante du projet de méthodologie tarifaire de BRUGEL applicable à Sibelga, l'unique GRD d'électricité et de gaz actif dans la région de Bruxelles-Capitale, pour la période tarifaire 2025–2029<sup>12</sup>.

Ce rapport est destiné à alimenter la procédure de concertation officielle entre Sibelga et BRUGEL sur la méthodologie proposée. Notre rapport s'intéresse au traitement proposé par BRUGEL des dépenses de Sibelga, à la détermination des coûts efficaces (OPEX et CAPEX), à la construction et au champ d'application des KPIs, et au risque global et aux incertitudes auxquelles Sibelga serait confrontée en appliquant la méthodologie proposée.

BRUGEL définit trois objectifs pour la méthodologie proposée<sup>13</sup> :

- 1 être plus incitatif que le modèle actuel à la maîtrise et à l'efficacité des coûts et couvrir de façon optimale les coûts utiles ;
- 2 rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau ;
- 3 faciliter les investissements dans la transition énergétique.

Dans ce rapport, nous évaluons dans quelle mesure le projet de méthodologie de BRUGEL est aligné sur les objectifs indiqués, ainsi que sur d'autres principes réglementaires importants tels que la transparence du processus décisionnel, la cohérence de la méthodologie et du processus de négociation avec les bonnes pratiques, et la charge administrative globale imposée par le régime proposé.

## 1.2 Approche et structure du rapport

Notre analyse est fondée sur un examen minutieux de l'approche proposée par BRUGEL et s'appuie sur les précédents réglementaires existants, sur des analyses empiriques et sur les bonnes pratiques réglementaires, le cas échéant. Nous nous concentrons sur les précédents réglementaires des régions voisines (Wallonie et Flandre) et des pays voisins (Allemagne, Pays-Bas et Royaume-Uni), qui ont été sélectionnés en raison de la similitude des conditions économiques, de la maturité des cadres réglementaires et des objectifs de politique publique et des priorités stratégiques en matière de transition énergétique de ces régions avec la région de Bruxelles-Capitale.

Le rapport est structuré comme suit :

---

<sup>12</sup> BRUGEL (2023), « Projets de méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz actif en région bruxelloise pour la période 2025-2029. Partie I : Modèle de régulation et cadre réglementaire », BRUGEL-DECISION-20230627-232, 27 juin. Ci-après, « BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire ».

<sup>13</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, pp. 12-13.

- La section 2 examine le modèle réglementaire proposé par BRUGEL.
- La section 3 évalue l'approche proposée par BRUGEL pour déterminer les dépenses BAU.
- La section 4 évalue l'approche proposée par BRUGEL pour déterminer les coûts additionnels.
- La section 5 discute du traitement des indicateurs de performance clés (KPIs) retenu par BRUGEL.
- La section 6 présente une évaluation de l'incertitude globale à laquelle Sibelga serait confrontée du fait des propositions de BRUGEL.



### Encadré 2.1 Résumé des problématiques et recommandations

Les arguments avancés par BRUGEL pour introduire un régime de type « revenue cap » TOTEX ne sont pas cohérents avec le modèle de régulation tel qu'actuellement proposé par le régulateur, pour les raisons suivantes :

BRUGEL n'a pas suivi les principes et processus établis pour pouvoir procéder à une estimation ex ante fiable de la composante TOTEX du revenu maximum autorisé. En particulier, le niveau d'efficacité actuel de Sibelga n'est pas pris en compte, et aucune évaluation robuste de l'évolution à venir des dépenses efficaces de Sibelga n'est effectuée. En outre, BRUGEL n'a pas proposé de mécanisme auxiliaire robuste qui permettrait d'ajuster le revenu maximum autorisé en fonction d'un environnement opérationnel changeant marqué par des incertitudes entourant l'activité de l'opérateur. Dès lors, les propositions de BRUGEL conduiront à une détermination ex ante biaisée de la composante TOTEX, distordront les incitations et augmenteront significativement le niveau de risque auquel Sibelga est confrontée.

Le modèle proposé par BRUGEL impose à Sibelga une charge réglementaire importante du fait de la lourdeur du reporting ex post et de la complexité du processus de demande de coûts additionnels. Cela risque de conduire à un micro-management réglementaire et à une restriction de l'autonomie opérationnelle de l'opérateur, ce qu'un cadre réglementaire TOTEX incitatif est censé prévenir. En effet, les propositions de BRUGEL vont à l'encontre de la logique de certains régulateurs et autorités judiciaires ou administratives compétentes en matière économique, qui incitent les entreprises à l'efficacité par des avantages procéduraux tels que la réduction de la charge réglementaire et du niveau de contrôle de l'opérateur. Sibelga est considérée comme efficace dans la dernière évaluation comparative réalisée pour la CWaPE par le consultant Schwartz & Co (S&C), et BRUGEL n'a apporté aucun élément prouvant l'inefficacité de Sibelga.

BRUGEL n'a pas justifié en quoi le régime TOTEX qu'il propose est meilleur que le régime précédent (qui permettait à Sibelga de récupérer ses CAPEX alors que les OPEX étaient plafonnées), dans le contexte actuel d'un besoin en investissements dédiés à la transition énergétique. Le cadre proposé par BRUGEL fait naître un risque significatif que Sibelga ne puisse pas récupérer les coûts efficaces relatifs aux investissements nécessaires (tels que ceux nécessaires dans le cadre de la transition énergétique), étant donné qu'aucune

analyse robuste des besoins de Sibelga n'est réalisée pour déterminer ex ante le niveau des dépenses à couvrir, ce qui est pourtant requis dans une régulation incitative.

Les références de BRUGEL à des précédents réglementaires isolés pour justifier son propre régime TOTEX ignorent les nuances et complexités des différents régimes de régulation. Le constat que certains régulateurs ont adopté (certains éléments d') un cadre TOTEX n'est pas suffisant en soi pour soutenir les propositions de BRUGEL, si le régime proposé par BRUGEL ne suit pas les bonnes pratiques nécessaires à la mise en œuvre d'un régime TOTEX ex ante.

Ce que nous recommandons suite à notre évaluation :

Les propositions actuelles de BRUGEL risquent de combiner les défauts conceptuels de différents régimes de régulation, sapant ainsi les objectifs déclarés du régulateur. Les principaux problèmes identifiés avec le modèle de régulation proposé par BRUGEL ne sont pas liés à la proposition d'introduire un « revenue cap » TOTEX en tant que tel. On peut plutôt se questionner sur le fait que les propositions de BRUGEL puissent effectivement être qualifiées de « revenue cap » TOTEX, étant donné qu'elles vont à l'encontre des bonnes pratiques établies. Si des précédents réglementaires peuvent effectivement être utilisés pour justifier le régime proposé (comme le fait BRUGEL), nous recommandons que le régulateur examine exactement *comment* les cadres TOTEX sont mis en œuvre dans ces autres cas et s'assure que la conception de son propre cadre de régulation suit les bonnes pratiques et les principes économiques de construction d'un tel cadre.

Source : Oxera.

---

## 2.1 Modèles de régulation

Dans ce rapport, le modèle de régulation fait référence au cadre global établi par les régulateurs pour déterminer les revenus autorisés. Les régulateurs du monde entier adoptent une variété de modèles réglementaires, y compris des modèles négociés<sup>14</sup> ou des régimes de concession. Toutefois, les régimes de régulation les plus courants adoptés par les régulateurs européens de l'énergie aux fins d'évaluation des coûts se répartissent en deux grandes catégories, décrites ci-dessous.

---

<sup>14</sup> Les modèles négociés sont plus courants aux États-Unis, en Australie et en Nouvelle-Zélande. Dans ces pays, le régulateur agit généralement comme un médiateur entre les entreprises régulées et les autres parties prenantes (telles que les groupes de consommateurs), plutôt que d'imposer directement un contrôle des prix.

- 1 « **Revenue cap** ». Le régulateur fixe les revenus autorisés pour l'opérateur régulé au début de la période tarifaire. En général, ce plafond est basé sur le coût efficace de l'entretien, l'exploitation et l'extension du réseau du GRD, ainsi que sur un taux de marge équitable. Si un GRD dépense moins que ce que le régulateur considère comme étant des coûts efficaces, il peut conserver (une partie) des bénéfices supplémentaires. Si un GRD dépense plus que ce que le régulateur considère comme des coûts efficaces, il supporte (une partie) des pertes<sup>15</sup>. En principe, les GRD sont donc fortement incités à fonctionner efficacement et à réduire leurs coûts, à condition que la composante TOTEX ex ante soit déterminée de manière appropriée. Il s'agit d'une régulation basée sur l'incitation.
- 2 « **Cost plus** ». Dans ce cas, le tarif est généralement basé sur les coûts réels des entreprises, plus un taux de marge équitable. De cette manière, les GRD ne peuvent pas réaliser de bénéfices supplémentaires en améliorant leur efficacité, et ne subissent pas de pertes si leur efficacité se dégrade. Les régimes « cost plus » peuvent inclure des dispositions permettant d'évaluer ex post l'efficacité des dépenses réalisées afin de maintenir des incitations à l'efficacité.

En général, les régulateurs adoptent l'un de ces deux modèles ou utilisent des modèles différents pour différents types de dépenses (appelés « modèles hybrides »). Par exemple, pour la dernière période tarifaire, le revenu autorisé de Sibelga a été déterminé en se fondant sur un modèle hybride, comme suit :

- Les coûts gérables (relatifs à certaines OPEX) étaient fixés ex ante. Cette configuration visait à imiter un modèle de « revenue cap », dans lequel Sibelga pouvait conserver une partie des bénéfices supplémentaires si ses coûts gérables réels étaient inférieurs au plafond fixé par le régulateur, ou supporter une partie des pertes si ses coûts gérables réels étaient supérieurs au plafond fixé par le régulateur.
- Les CAPEX étaient soumises à un modèle cost plus, dans lequel les investissements étaient « répercutés » dans le tarif régulé, et sur lesquels Sibelga pouvait dégager une marge équitable.

## 2.2 Quel modèle de régulation BRUGEL propose-t-il pour la prochaine période tarifaire ?

Dans ses propositions pour la prochaine période tarifaire, BRUGEL a tenté d'adopter un modèle de « revenue cap » TOTEX. BRUGEL estime que le cadre TOTEX est plus approprié pour les raisons suivantes<sup>16</sup> :

---

<sup>15</sup> Certains régulateurs adoptent une méthodologie de plafonnement des prix, dans laquelle le régulateur fixe le prix maximum plutôt que les recettes maximales. Cela équivaut à un « revenue cap », mais les opérateurs supportent (en partie) le risque lié au volume.

<sup>16</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 13.

- Portée et simplicité. Un « revenue cap » TOTEX permet de traiter un périmètre de coûts plus large au moyen d'un mécanisme relativement simple.
- Incitations. Un cadre TOTEX génère des incitations à la maîtrise et à l'optimisation des coûts à la fois sur les OPEX et les CAPEX, alors que l'ancienne méthodologie ne comportait que des incitations liées aux OPEX.
- Arbitrage OPEX–CAPEX. Un cadre TOTEX permet à Sibelga d'adopter les solutions les plus efficaces pour répondre aux besoins des consommateurs, qu'il s'agisse d'OPEX ou de CAPEX.
- Précédents réglementaires. Le cadre TOTEX est l'un des deux modèles que BRUGEL a jugés comme faisant partie des « bonnes pratiques » en Europe et qui a été adoptée par d'autres régulateurs belges.
- Impact tarifaire. Etant donné la confiance du régulateur dans les incitations à l'efficacité découlant d'un « revenue cap » TOTEX, BRUGEL soutient qu'une telle approche répond à son objectif de fixer les tarifs les plus justes pour tous les Bruxellois.

Si, d'un point de vue conceptuel, les arguments invoqués sont cohérents avec l'adoption d'une régulation portant sur les TOTEX dans d'autres pays ou régions, nous estimons que le raisonnement de BRUGEL pour justifier l'adoption d'un « revenue cap » TOTEX dans le cas de Sibelga est simpliste et arbitraire, et ne reflète pas la complexité et les nuances associées à la conception du modèle de régulation optimal, qui sont prises en compte dans d'autres pays ou régions.

Dans les sous-sections suivantes, nous présentons une analyse des arguments avancés par BRUGEL pour justifier l'adoption d'un « revenue cap » TOTEX, en traitant successivement chacun de ces arguments :

- section 2.3 – portée et simplicité ;
- section 2.4 – incitations ;
- section 2.5 – arbitrage OPEX–CAPEX ;
- section 2.6 – précédents.

### 2.3 Problème avec le raisonnement de BRUGEL : portée et simplicité

Le cadre « revenue cap » TOTEX est destiné à inclure un large éventail de coûts dans la formule du « revenue cap ». En principe, le modèle TOTEX présente également l'avantage d'être relativement simple : une fois le « revenue cap » fixé, la nécessité d'un suivi permanent des performances de l'opérateur régulé est réduite. L'entreprise est fortement incitée à fonctionner de manière efficace au cours d'une période tarifaire de par la nature même du « revenue cap », et ces efficacités peuvent être transmises aux consommateurs au cours de la période suivante via des tarifs inférieurs.

Cependant, la caractérisation par BRUGEL du cadre « revenue cap » TOTEX comme étant relativement simple est trompeuse pour au moins deux raisons.

Tout d'abord, s'il est moins nécessaire de contrôler les performances des opérateurs pendant la période régulée, la mise en place du « revenue cap » *au début* de la période demande un temps et des ressources importantes<sup>17</sup>. En effet, par rapport aux modèles cost plus, le « revenue cap » TOTEX introduit un risque important si les régulateurs fixent le plafond de manière arbitraire ou incorrecte : les opérateurs peuvent faire des bénéfices ou des pertes indépendantes de leurs performances (qu'elles soient réellement bonnes ou mauvaises), et uniquement liées à la mauvaise conception du cadre de régulation. Il est donc essentiel que les prévisions de l'autorité de régulation relatives aux dépenses efficaces de l'opérateur soient basées sur les bonnes pratiques, et que des mécanismes soient mis en place pour ajuster les revenus autorisés afin de corriger les erreurs de prévision (qui pourraient être anticipées dans une certaine mesure ou prises en compte autrement).

Pour que les incitations soient alignées, la composante « coûts » du revenu maximal autorisé calculé ex ante doit provenir d'une estimation raisonnable des coûts attendus au cours de la période tarifaire à venir, et doit laisser une marge de manœuvre suffisante aux GRD pour qu'ils puissent générer des gains d'efficacité. Pour ce faire, le régulateur doit déterminer :

- quelles données sont facilement disponibles ou peuvent être facilement collectées, et si les données sont d'une qualité suffisante pour déterminer la composante TOTEX ;
- quels coûts sont sous le contrôle de l'opérateur, et dans quelle mesure ;
- les inducteurs de coûts (par exemple, les activités, les prix, la performance du service, la productivité, les dispositions réglementaires et législatives), et la façon dont ceux-ci ont évolué dans le passé, ainsi que la façon dont on peut prévoir qu'ils vont évoluer à l'avenir ;
- la relation spécifique entre les coûts et leurs inducteurs, et comment cette relation pourrait évoluer à l'avenir ;
- des mécanismes auxiliaires ou de gestion des incertitudes permettant d'ajuster le niveau des TOTEX fixé ex ante si les événements survenant en cours de période tarifaire diffèrent de ce qui avait été prévu au début de période.

Chacun de ces points nécessite de mener des recherches approfondies, de réaliser des analyses empiriques et de consulter opérateurs et parties prenantes. Ainsi, nous constatons que la détermination d'un « revenue cap » peut prendre plusieurs années aux régulateurs, même là où une régulation TOTEX est appliquée depuis longtemps. Par exemple, l'Ofgem (l'autorité de régulation de l'énergie en Grande-Bretagne) a lancé en

---

<sup>17</sup> Par exemple, l'ARERA (le régulateur italien) est actuellement en train de passer à un modèle TOTEX pour les opérateurs de réseaux énergétiques. Les premières discussions sur les principes du cadre de régulation ont commencé en 2017, et d'autres discussions ont eu lieu avec l'industrie dans les années suivantes (notamment via une consultation formelle en 2021). Voir ARERA (2017), « Consultazione 12 ottobre 2017 683/2017/R/eel », disponible à l'adresse : <https://www.arera.it/it/docs/17/683-17.htm> et ARERA (2021), « Delibera 28 giugno 2021 271/2021/R/com », disponible à l'adresse : <https://www.arera.it/it/docs/21/271-21.htm>

2018 une consultation sur son projet de méthodologie pour la période tarifaire actuelle (RIIO-2)<sup>18</sup>, la décision finale n'ayant pas été publiée avant 2020. Dans l'intervalle, l'Ofgem a organisé plusieurs groupes de travail avec l'industrie et d'autres parties prenantes, au cours desquels les données et la méthodologie de modélisation (entre autres) ont été discutées dans le détail avant la décision finale du régulateur<sup>19</sup>. Dans sa décision finale, l'Ofgem a utilisé plusieurs modèles d'évaluation des coûts pour déterminer quel serait le niveau efficace des coûts pendant la période tarifaire, en améliorant les modèles qui avaient été utilisés lors des périodes tarifaires précédentes<sup>20</sup>.

De fait, les arguments de BRUGEL quant à la simplicité d'un « revenue cap » TOTEX découlent d'une compréhension incomplète du cadre réglementaire. Plus précisément, BRUGEL n'a pas prêté suffisamment attention aux éléments nécessaires à la formule de détermination des revenus, notamment le travail fondamental d'évaluation ex ante des coûts autorisés et de conception des mécanismes annexes permettant de gérer les écarts non anticipés entre les situations opérationnelles attendue et réelle.

**Deuxièmement**, dans un modèle TOTEX bien conçu, les opérateurs disposent d'une autonomie opérationnelle et vis-à-vis du régulateur pour atteindre la cible fixée par le régulateur de manière plus efficace, une fois que les revenus ont été déterminés via un cadre robuste et que des mécanismes auxiliaires adaptés ont été mis en place. Or, le cadre d'analyse proposé par BRUGEL pour procéder à une quantification ex ante des TOTEX n'est pas robuste (voir sections 3 et 4), et il n'y a pas suffisamment de mécanismes auxiliaires pour tenir compte, ex post, des incertitudes (voir section 6).

Par ailleurs, les exigences de BRUGEL en matière de reporting sont lourdes et disproportionnées par rapport aux objectifs du régulateur. Par exemple, BRUGEL demande à Sibelga de fournir des états des lieux annuels relatifs au développement des projets individuels entrepris tout au long de la période tarifaire (voir section 4.2 pour plus de détails). Ceci n'est pas cohérent avec le fait de fixer des objectifs ex ante et de laisser aux entreprises toute latitude pour atteindre ces objectifs (ce qui constitue une caractéristique essentielle de la régulation TOTEX dans la plupart des secteurs et pays ou régions).

A cet égard, il existe un risque important que les propositions de BRUGEL reprennent à la fois les défauts conceptuels d'un modèle cost plus (par exemple, une contrainte de reporting intra-période) et ceux d'un modèle de « revenue cap » TOTEX (par exemple, un risque réglementaire accru).

---

<sup>18</sup> Voir Ofgem (2018), « RIIO-2 sector specific methodology consultation », disponible à l'adresse : <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-2-sector-specific-methodology-consultation>.

<sup>19</sup> Par exemple, les groupes de travail relatifs aux réseaux de distribution de gaz sont disponibles à l'adresse suivante : Ofgem (2019), « RIIO-GD2 Working groups : Agendas, minutes et présentations », <https://www.ofgem.gov.uk/publications/riio-gd2-working-groups>.

<sup>20</sup> Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, section 7.

## 2.4 Problème avec le raisonnement de BRUGEL : non-alignement des incitations

BRUGEL fait valoir qu'un « revenue cap » TOTEX intègre une incitation pour Sibelga à améliorer son efficacité sur les OPEX et les CAPEX<sup>21</sup>, alors que le régime précédent n'intégrait que des incitations liées aux OPEX. Si BRUGEL a raison de dire qu'en principe, le régime TOTEX peut conduire à des incitations plus fortes pour contrôler les CAPEX, un régime TOTEX n'est pas l'unique méthode pour atteindre cet objectif. S'il n'est pas correctement conçu, un modèle TOTEX ne sera pas optimal et ne permettra pas de bénéficier des avantages que BRUGEL recherche en mettant en place cette nouvelle approche.

Comme relevé dans le rapport de motivation de BRUGEL, plusieurs régulateurs ont mis en place des incitations distinctes sur les OPEX et les CAPEX (c'est-à-dire qu'ils cherchent à inciter les OPEX et les CAPEX sans se tourner vers un « revenue cap » TOTEX)<sup>22</sup>. Si la composante CAPEX (et, de fait, TOTEX) déterminée par BRUGEL surestime les possibilités de réduction des coûts (par le biais de gains d'efficacité) ou est mal calculée, Sibelga ne pourra atteindre l'objectif fixé qu'en reportant ou en annulant des investissements pourtant nécessaires. Ceci est particulièrement préoccupant dans le contexte actuel où des investissements importants sont nécessaires pour mettre en œuvre la transition énergétique. Cela pourrait également affecter la capacité de Sibelga à satisfaire à des KPIs essentiels, tels que ceux relatifs aux compteurs intelligents et à la transformation numérique du réseau.

Ainsi, un régime TOTEX mal conçu peut également fausser les incitations et ne pas aboutir à des tarifs équitables pour les consommateurs. Par exemple, si le niveau des CAPEX au sein des TOTEX a pour effet de conduire effectivement au report ou à l'annulation d'investissements pourtant nécessaires, les tarifs temporairement plus bas qui en résulteront ne seront pas justifiés dans la mesure où (i) les bénéfices liés à ces investissements nécessaires ne seront pas réalisés ; et (ii) le coût des investissements reportés sera supporté de manière disproportionnée par les générations futures de consommateurs (lorsque l'arriéré d'investissements nécessaires créera un besoin supplémentaire en investissements de rattrapage).

## 2.5 Problème avec le raisonnement de BRUGEL : arbitrage OPEX–CAPEX

BRUGEL soutient qu'un « revenue cap » TOTEX permet à Sibelga d'arbitrer vertueusement entre OPEX et CAPEX<sup>23</sup>. Il est toutefois faux d'affirmer qu'un « revenue cap » TOTEX fournit en soi des incitations équilibrées sur les OPEX et les CAPEX. Les OPEX et les CAPEX sont traitées différemment dans la formule du modèle, et l'argument selon lequel le modèle TOTEX conduit à des incitations équilibrées entre OPEX et CAPEX suppose que tous les paramètres de la régulation (par exemple, le taux de marge équitable, la durée de vie des

---

<sup>21</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, juin, p. 13.

<sup>22</sup> BRUGEL (2023), « Rapport de motivation et de positionnement relatif à la mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029 », tableaux 2 et 3.

<sup>23</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 13.

actifs) sont parfaitement calibrés, ce qui n'est pas le cas actuellement. En effet, les propositions actuelles de BRUGEL concernant la détermination des CAPEX BAU sont ambiguës et potentiellement inappropriées, risquant d'entraîner une sous-récupération des investissements réalisés de manière efficace, et laissant encore moins de marge pour surperformer<sup>24</sup>. Ce point est discuté en détail dans la section 3.5.

Par ailleurs, BRUGEL propose toujours de traiter différemment les CAPEX et les OPEX dans le modèle de régulation. Ainsi, BRUGEL indique qu'il examinera si la surperformance de Sibelga au cours de la période tarifaire est due à un sous-investissement<sup>25</sup>. Ainsi, si, en cours de période, Sibelga estime qu'une solution OPEX à faible coût est plus efficace qu'une solution CAPEX à coût élevé, il y a un risque que Sibelga soit confrontée à une diminution de ses revenus à l'avenir (voir section 6.4 pour plus de détails). Cela peut entraîner un biais en favorisant les solutions basées sur les CAPEX au détriment des solutions plus efficaces basées sur les OPEX.

2.6 Problème avec le raisonnement de BRUGEL : utilisation sélective des précédents  
BRUGEL soutient qu'un « revenue cap » TOTEX est aligné sur les bonnes pratiques réglementaires en Europe. Dans son rapport de motivation, BRUGEL présente une liste de précédents européens, montrant que le « revenue cap » TOTEX est le deuxième modèle de régulation le plus utilisé<sup>26</sup>, et affirme que davantage de régulateurs s'orientent vers un cadre TOTEX pour leurs futures périodes tarifaires.

Cependant, la référence que fait BRUGEL à des exemples de précédents dans son rapport de motivation pour justifier un « revenue cap » TOTEX ignore les nuances qui existent dans l'adoption et la mise en œuvre de ce régime dans ces régulations. Par exemple, les régulateurs qui utilisent un régime « revenue cap » TOTEX ont l'habitude de :

- procéder à un examen détaillé de l'efficacité des GRD à l'aide d'outils bien établis d'évaluation des coûts<sup>27</sup> ;
- (à des degrés divers) mettre en place des mécanismes permettant de prendre en compte les coûts additionnels ou les incertitudes quant au futur<sup>28</sup>.

Nous constatons que BRUGEL n'a pas procédé à une évaluation détaillée de l'efficacité de Sibelga et que sa méthodologie pour tenir compte des investissements futurs et des incertitudes n'est pas fiable (voir sections 3.4 et 6 pour plus de détails). Par conséquent, l'utilisation de précédents réglementaires pour justifier un « revenue cap » TOTEX est

---

<sup>24</sup> BRUGEL n'a pas proposé d'incitations à l'efficacité sur les CAPEX. Même si BRUGEL avait proposé un mécanisme de rémunération et des incitations qui étaient appropriés pour les CAPEX BAU, seule une partie des CAPEX serait directement incitée dans la mesure où les investissements sont amortis sur une période plus longue que la période tarifaire.

<sup>25</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 11.2.

<sup>26</sup> Cet argument a été soulevé dans le rapport de motivation et de positionnement. Voir BRUGEL (2023), « Rapport de motivation et de positionnement relatif à la mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029 », Tableau 2.

<sup>27</sup> Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, pp. 345-351.

<sup>28</sup> Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, section 3.

trompeuse, et la simple adoption d'un « revenue cap » TOTEX n'est pas une condition suffisante (ni nécessaire) pour aligner la méthodologie de BRUGEL sur les bonnes pratiques.

En outre, BRUGEL a ignoré les débats menés par les régulateurs, en interne et en externe, concernant les limites potentielles du modèle de « revenue cap » TOTEX. Par exemple, nous notons que l'Ofgem lance actuellement des consultations sur les alternatives à sa méthodologie de « revenue cap » TOTEX en prévision des prochaines périodes tarifaires applicables aux opérateurs des réseaux de distribution et de transport du gaz et de l'électricité<sup>29</sup>. Par conséquent, il serait incorrect de laisser entendre que le modèle de « revenue cap » TOTEX est largement perçu comme le meilleur modèle disponible, même s'il est adopté par plusieurs régulateurs.

En résumé, la décision de BRUGEL d'adopter un modèle de « revenue cap » TOTEX est fondée sur des critiques conceptuelles du régime actuel, mais qui n'apportent aucune preuve suggérant que les préoccupations du régulateur sont substantielles. En outre, les arguments du régulateur en faveur du modèle de « revenue cap » TOTEX sont biaisés en faveur de celui-ci, et négligent les complexités et les limites connues de ce modèle.

En principe, le modèle de « revenue cap » TOTEX présente des avantages, et il est largement adopté dans les différents pays européens. Toutefois, ces avantages sont hypothétiques et le succès ou l'échec d'un modèle de régulation dépend largement de la manière dont il est mis en œuvre. A cet égard, nous avons les préoccupations suivantes concernant la proposition de BRUGEL :

- Le modèle de « revenue cap » TOTEX nécessite un travail empirique important pour déterminer de manière fiable le revenu maximum autorisé ex ante, travail que BRUGEL n'a pas entrepris.
- Étant donné que le modèle de « revenue cap » TOTEX augmente le risque auquel sont confrontées les entreprises régulées, des mécanismes fiables doivent être mis en place pour ajuster le « revenue cap » en réaction aux incertitudes caractérisant l'environnement opérationnel actuel des opérateurs, alors que les mécanismes proposés par BRUGEL semblent être ad hoc, arbitraires et insuffisants.
- L'approche proposée par BRUGEL risque de combiner les défauts conceptuels d'un modèle cost plus (par exemple, une charge administrative importante, de faibles incitations) avec ceux d'un modèle « revenue cap » TOTEX (par exemple, augmentation du niveau de risque).

Nous recommandons à BRUGEL de corriger ces erreurs de mise en œuvre s'il veut adopter un modèle de « revenue cap » TOTEX robuste.

---

<sup>29</sup> Par exemple, voir Ofgem (2023), « Consultation on frameworks for future systems and network regulation : enabling an energy system for the future », mars.



### Encadré 3.1 Résumé des problématiques et recommandations

Les propositions de BRUGEL en matière de coûts BAU ne satisfont pas aux bonnes pratiques réglementaires, pour les raisons suivantes :

BRUGEL n'a pas prouvé qu'il a évalué de manière fiable les inducteurs de coûts lors de la détermination des OPEX BAU sur la période de référence ni la manière dont ces inducteurs pourraient évoluer au cours de la période tarifaire à venir. Le GRD est confronté, dans son secteur, à des pressions accrues sur les coûts en raison, notamment, de la complexité croissante du réseau, des développements technologiques, de l'augmentation des prix réels des inputs et des coûts additionnels liés aux exigences de neutralité carbone. Si ces inducteurs de coûts ne sont pas rigoureusement pris en compte, les besoins en OPEX BAU de Sibelga seront sous-estimés.

BRUGEL n'a pas présenté d'éléments étayant son objectif d'efficacité de 0,75 % par an. Une analyse récente menée par S&C pour la CWaPE suggère que Sibelga est plus efficace qu'un échantillon de GRD efficaces. Etant donné l'obligation légale pour Sibelga de récupérer l'ensemble de ses coûts si elle est aussi efficace que l'opérateur de marché moyen, l'objectif proposé par BRUGEL n'est cohérent ni avec les informations disponibles, ni avec son obligation légale en tant que régulateur. Dans le contexte où Sibelga est globalement efficace, imposer un objectif d'efficacité arbitraire n'est pas non plus cohérent avec l'objectif du régulateur d'inciter à un fonctionnement efficace.

Les retraitements des OPEX BAU impliquent que BRUGEL s'attend à ce que les coûts IT diminuent au cours de la prochaine période tarifaire. Non seulement cela n'est pas étayé par des éléments de preuve solides, mais c'est également incompatible avec l'idée largement répandue selon laquelle les coûts IT augmenteront à mesure que le secteur avancera dans sa transformation numérique. En effet, plusieurs régulateurs (par exemple au Royaume-Uni et en Irlande) ont augmenté les composantes de coûts IT par rapport aux dépenses historiques pour refléter cette augmentation.

L'approche retenue par BRUGEL pour déterminer la composante CAPEX BAU est ambiguë et potentiellement largement inappropriée. En particulier, en fonction de la façon dont les CAPEX additionnels sont traités par BRUGEL, l'approche proposée peut entraîner un sous-financement significatif de Sibelga

pour les investissements efficaces si l'amortissement annuel reflétant les investissements passés et nouveaux dépasse l'amortissement corrigé de l'inflation que BRUGEL propose de financer.

### Ce que nous recommandons suite à notre évaluation :

Nous recommandons à BRUGEL d'entreprendre une analyse détaillée de la relation entre les coûts BAU et leurs inducteurs afin d'estimer une composante de coûts BAU ex ante fiable pour les OPEX et les CAPEX. Une telle analyse peut inclure une revue des gains d'efficacité potentiels de Sibelga sur les TOTEX, conformément aux bonnes pratiques réglementaires relatives aux régimes d'incitation TOTEX. En l'absence d'une telle analyse, l'approche de BRUGEL sous-estimera significativement les besoins en coûts BAU efficaces de Sibelga.

Source : Oxera.

---

#### 3.1 Coûts BAU : à quoi ressemblent les bonnes pratiques réglementaires ?

La section 2.2 décrit les principales pistes permettant de procéder à une détermination ex ante fiable des coûts BAU. La section 3.3 ci-dessous développe ces différents points.

#### 3.2 Comment BRUGEL a-t-il déterminé les dépenses BAU pour la prochaine période tarifaire ?

BRUGEL a déterminé les OPEX BAU de l'année de base (2025) à partir de la moyenne pondérée des OPEX BAU de la période de référence (2018–2022), où les pondérations appliquées à chaque année augmentent linéairement de 10 % en 2018 à 30 % en 2022<sup>30</sup>. Avant de calculer cette moyenne pondérée, BRUGEL a ajusté les coûts historiques de la période de référence des coûts IT suivants<sup>31</sup>.

- Les coûts informatiques relatifs au projet SMARTRIAS ont été retirés des dépenses historiques.
- Les coûts historiques ont été retraités pour refléter les clés de répartition les plus récentes (par exemple, pour refléter la nouvelle répartition des coûts communs entre la distribution de gaz et d'électricité).
- Les dépenses de l'année de base ont été augmentées de 6,4 M€ pour refléter les coûts associés au projet SMARTRIAS, et 3 M€ ont été ajoutés à chaque année de la période de référence pour tenir compte des futurs projets IT.

---

<sup>30</sup> Plus précisément, les pondérations sont de 10 %, 15 %, 20 %, 25 % et 30 % pour les années 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022, respectivement.

<sup>31</sup> Les provisions comptables ont également été retraitées des coûts historiques.

Les OPEX BAU sont soumises à un objectif d'efficacité de 0,75 % par an (c'est-à-dire que les OPEX BAU devraient diminuer de 0,75 % par an par rapport à l'indice des prix à la consommation, l'IPC).

En ce qui concerne les CAPEX relatives aux investissements historiques, BRUGEL a déterminé les dotations aux amortissements<sup>32</sup> pour l'année de base (2025) sur base des amortissements constatés en 2024, augmentés de l'inflation IPC pour 2025. Pour les années suivantes de la période tarifaire, les dotations aux amortissements sont calculées sur base des amortissements BAU (tels que déterminés ex ante) de l'année précédente, augmentés de l'inflation.

Nous estimons que l'approche proposée par BRUGEL sous-estimera sensiblement les besoins en coûts BAU efficaces de Sibelga, étant donné que BRUGEL n'a pas suivi une méthodologie robuste pour calculer les niveaux des OPEX et CAPEX BAU efficaces.

Dans la suite de cette section, nous détaillons nos principales préoccupations concernant la manière dont BRUGEL a déterminé les dépenses BAU de Sibelga.

- La section 3.3 conteste la décision de BRUGEL de ne pas analyser les inducteurs de coûts lors de la détermination de la composante des coûts BAU.
- La section 3.4 discute des imperfections des retraitements effectués par BRUGEL, notamment concernant le traitement des coûts IT.
- La section 3.5 met en évidence les lacunes de l'approche de BRUGEL pour déterminer les CAPEX BAU.

### 3.3 Problème avec l'approche de BRUGEL : absence d'analyse des inducteurs de coûts

L'exploitation et la maintenance d'un réseau de distribution d'électricité et de gaz est une activité extrêmement complexe. Elle nécessite toute une série d'investissements, de renouvellements, d'opérations de maintenance et de réparation, ainsi que des activités de support (et d'autres activités indirectes) afin de maintenir ou d'améliorer la qualité du service tout en respectant les obligations imposées par la régulation. Le coût et le volume de ces activités peuvent être influencés par des facteurs macroéconomiques et réglementaires, tels que la COVID-19 et les réponses gouvernementales associées, le conflit en Ukraine, les objectifs de neutralité carbone et l'inflation élevée du prix des inputs. Plusieurs des inducteurs de coûts d'un GRD varient dans le temps, et il est fondamental que l'évolution de ces inducteurs soit soigneusement examinée lorsque les régulateurs fixent la composante des coûts efficaces. Par exemple, les dépenses BAU d'un GRD peuvent changer entre des périodes tarifaires en raison des facteurs suivants :

---

<sup>32</sup> Dans le modèle de régulation de BRUGEL, le coût des investissements est réparti sur la durée de vie des actifs. Par exemple, si Sibelga investit 100 M€ dans un actif qui a une durée de vie économique de dix ans, l'investissement de 100 M€ ne figure pas directement dans la construction des CAPEX. Au lieu de cela, l'investissement entraîne une augmentation de l'amortissement de 10 M€ par an pour les dix années suivantes.

- Amélioration de la productivité. Les GRD peuvent améliorer leur productivité au fil du temps grâce à une meilleure gestion. Les possibilités d'amélioration de la productivité dépendent largement (entre autres) de l'efficacité actuelle du GRD par rapport aux bonnes pratiques, des possibilités d'amélioration des bonnes pratiques au fil du temps et des incitations à l'innovation offertes par le régime de régulation<sup>33</sup>. Les gains de productivité peuvent être reflétés dans l'évaluation des coûts par (i) l'indexation sur l'IPC<sup>34</sup> ; et (ii) des objectifs d'efficacité explicites fondés sur des méthodologies robustes d'évaluation des coûts.
- Une technologie en mutation. La distribution de gaz et d'électricité en Europe traverse une période de transformation induite par les nouvelles technologies disponibles pour surveiller et gérer le réseau, telles que la transformation numérique du réseau et l'amélioration de la résilience informatique. Ces avancées technologiques peuvent entraîner des coûts additionnels au fil du temps<sup>35</sup>.
- Exigences réglementaires. L'évolution du cadre réglementaire peut entraîner des coûts additionnels. Cela peut découler d'exigences accrues en matière de reporting et de surveillance, de l'introduction de nouvelles obligations de service et de l'évolution des priorités réglementaires (ou réglementaires).
- Améliorer la qualité du service. Les GRD sont censés améliorer en permanence les indicateurs clés de la qualité de service, par exemple en réduisant les interruptions d'approvisionnement. Un GRD peut maintenir ou améliorer ses performances en matière de qualité de service en maintenant ou en renforçant la résilience de son réseau et en améliorant la manière dont il surveille le réseau. Ces deux activités nécessitent des coûts BAU supplémentaires. En outre, le coût de l'amélioration de la qualité du service augmente généralement au fur et à mesure que les performances du GRD s'améliorent.
- Complexité du réseau et adaptation. Un réseau de distribution est rarement « statique » mais évolue continuellement, soit par le biais de « grands » projets, soit par des améliorations progressives du réseau. Par exemple, les GRD peuvent progressivement augmenter la longueur ou la capacité de leurs réseaux, ce qui s'accompagne de coûts additionnels liés à la surveillance du réseau et à l'entretien de celui-ci. En outre, la complexité du réseau (et la complexité des opérations des GRD de manière plus générale) entraîne une augmentation des dépenses BAU, car les GRD doivent introduire de nouveaux services pour assumer un rôle en constante évolution (dont notamment, la gestion dynamique

<sup>33</sup> Nous notons que certains régulateurs ont mis de côté des fonds spécifiques pour permettre aux GRD d'entreprendre des projets ambitieux. Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, pp. 37-44.

<sup>34</sup> En tant qu'indice des prix à la consommation, l'IPC reflète la pression sur les prix des inputs à laquelle sont confrontées les industries qui produisent les biens de consommation concernés, ainsi que les gains de productivité réalisés par ces industries. En indexant sur l'IPC, le régulateur suppose qu'un GRD devrait réaliser les mêmes gains de productivité que ceux réalisés par ces industries dans l'ensemble de l'économie.

<sup>35</sup> L'Ofgem a explicitement indiqué qu'il y aurait des coûts informatiques supplémentaires liés à la numérisation, et a augmenté les composantes de coûts des GRD en conséquence.

et flexible de l'offre et de la demande, un travail accru de traitement des données, etc.).

- Coûts relatifs à la transition énergétique. Les GRD ont vocation à jouer un rôle important dans la transition énergétique. En particulier, en ce qui concerne le réseau électrique, le nombre de connexions d'unités de production d'électricité renouvelable et la demande ont vocation à augmenter, ce qui résultera en une augmentation des coûts. En outre, le changement climatique peut aussi conduire, à l'avenir, à une augmentation des coûts tant pour le réseau gazier que pour le réseau électrique (par exemple à cause d'événements météorologiques extrêmes plus nombreux).
- Prix des inputs. Les GRD sont généralement considérés comme étant « preneurs de prix » en ce qui concerne les inputs qu'ils utilisent dans le processus de production (par exemple, énergie, matériaux). En d'autres termes, les GRD ne peuvent pas exercer d'influence sur le marché en ce qui concerne le prix qu'ils paient pour les inputs. Les prix des inputs sont donc exogènes et déterminés par les mouvements généraux de marché. Alors que BRUGEL prend en compte l'impact de l'inflation des prix à la consommation dans l'ensemble de l'économie par le biais de l'indexation des revenus sur l'IPC, il ne tient pas compte de l'évolution des prix des inputs que les GRD utilisent dans le processus de production. Par conséquent, Sibelga devrait absorber les coûts additionnels liés à l'augmentation des prix des inputs, par rapport à l'IPC. Par exemple, l'inflation de l'IPC était en moyenne d'environ 3,2 % par an en 2018–2022, tandis que l'indice des prix de la construction était en moyenne d'environ 5,8 % par an<sup>36</sup>. En outre, nous comprenons que Sibelga a dû faire face à une augmentation des prix de ses sous-traitants d'environ 40 % en 2020 dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres, alors que l'IPC n'a augmenté que d'environ 0,4 % au cours de cette même année. L'indexation sur l'IPC s'est donc traduite par un important objectif implicite d'efficacité, qui pourrait persister dans le futur.

L'absence de prise en compte par BRUGEL de ces inducteurs de coûts conduira à une évaluation inexacte des besoins en coûts BAU de Sibelga<sup>37</sup>. Dans le contexte actuel, l'analyse historique réalisée par BRUGEL peut sous-estimer les besoins en dépenses futures. Ceci affecte deux éléments clés du revenue cap de Sibelga :

- 1 la détermination des coûts BAU pour l'année de base ;
- 2 la détermination des coûts BAU pour chaque année de la période tarifaire à venir.

---

<sup>36</sup> Source : Analyse Oxera de Statbel, « Construction output price index first quarter 2023 », disponible à l'adresse : <https://statbel.fgov.be/en/themes/indicators/prices/construction-output-price-index#figures> et Statbel, « Consumer price index and health index », disponible à l'adresse : <https://statbel.fgov.be/en/open-data/consumer-price-index-and-health-index>

<sup>37</sup> En théorie, l'approche de BRUGEL peut approximer les besoins en coûts efficaces si aucun des inducteurs de coûts sous-jacents n'évolue dans le temps, ou si l'évolution des inducteurs sous-jacents a des effets parfaitement compensatoires sur les dépenses efficaces. BRUGEL n'a cependant pas présenté de preuve que ce serait ici le cas.

Les problèmes spécifiques à chacun de ces deux éléments dans l'approche de BRUGEL sont décrits dans les sections suivantes, 3.3.1 et 3.3.2.

### 3.3.1 La modélisation de l'année de base peut entraîner un sous-financement des opérations efficaces.

Comme indiqué ci-dessus, BRUGEL a déterminé la composante OPEX des coûts BAU à partir de la moyenne pondérée des OPEX BAU en 2018–2022. Cela suppose implicitement que l'environnement opérationnel auquel Sibelga sera confrontée en 2025 sera largement comparable à l'environnement opérationnel (moyen pondéré) de 2018–2022. Il n'est pas possible d'évaluer précisément si l'approche de BRUGEL sous-estime ou surestime les besoins en coûts efficaces de Sibelga sans une analyse empirique détaillée, que BRUGEL n'a pas présentée. Au vu des tendances générales dans les secteurs de l'électricité et du gaz, en particulier en Belgique et à Bruxelles (par exemple, augmentation des coûts des sous-traitants, complexité accrue), la probabilité que les propositions de BRUGEL sous-estiment les besoins en coûts efficaces de Sibelga est élevée.

Nous constatons que la sous-estimation des dépenses en 2025 a un effet durable sur le « revenue cap » total tout au long de la période tarifaire, et que cet effet s'amplifie au cours de la période. En effet, le « revenue cap » a été déterminé à partir des coûts de l'année de base, ajustés pour tenir compte de l'évolution de l'IPC et de l'objectif d'efficacité affiché par BRUGEL, qui vient réduire les coûts de l'année de base (les lacunes relatives à l'objectif d'efficacité sont exposées dans la section 3.3.2).

BRUGEL doit veiller à ce que les dépenses autorisées pour l'année de base reflètent l'évolution de l'environnement opérationnel entre 2018–2022 et 2025, ainsi qu'au cours de la prochaine période tarifaire (2025–2029). Cela requiert une analyse détaillée des inducteurs de coûts et de la manière dont ils devraient évoluer dans le temps. Si l'on ne tient pas compte de l'évolution de ces inducteurs de coûts, Sibelga ne sera pas suffisamment financée pour assurer ses activités de manière efficace, ce qui risque de compromettre la viabilité à court et long terme de l'opérateur régulé.

Nous constatons que plusieurs régulateurs adoptent une approche totalement différente pour déterminer les coûts de l'année de base.

Par exemple, l'Ofgem utilise une combinaison de modèles TOTEX et de modèles de coûts désagrégés pour évaluer les besoins en dépenses des GRD au cours de la période tarifaire ultérieure. Les modèles sont basés sur une combinaison de données historiques et prévisionnelles relatives aux coûts et aux inducteurs de coûts. Les inducteurs pris en compte par l'Ofgem dans l'évaluation des coûts comprennent : (i) des indicateurs sur la taille et la complexité des actifs opérationnels des GRD ; (ii) le niveau de certaines activités de maintenance ; (iii) le nombre de connexions aux technologies à faible émission

carbone ; et (iv) les attentes quant aux variations des prix des inputs par rapport à l'IPC<sup>38</sup>. Le modèle de l'Ofgem prédit directement les besoins en dépenses efficaces des entreprises pour chaque année de la période tarifaire à venir, en fonction des valeurs anticipées des inducteurs de coûts de l'opérateur pour l'année en question. De cette manière, le modèle de coûts de l'Ofgem tient compte (dans une certaine mesure) des changements attendus dans l'environnement opérationnel entre la période de modélisation et la prochaine période tarifaire.

En résumé, les bonnes pratiques réglementaires exigent des régulateurs qu'ils procèdent à une évaluation minutieuse des dépenses historiques par rapport aux inducteurs de coûts qui peuvent être utilisés pour établir des prévisions (et qui sont utilisés pour évaluer le niveau historique d'efficacité, voir la section 3.5). Compte tenu des incertitudes et des changements auxquels sont confrontés les secteurs du gaz et de l'électricité, les bonnes pratiques exigent que des ajustements soient apportés à ces modèles de coûts historiques afin de refléter l'évolution de la situation.

### 3.3.2 L'objectif d'efficacité proposé par BRUGEL n'est pas étayé par des preuves

BRUGEL propose de fixer un objectif d'efficacité sur les OPEX BAU de 0,75 % par an, mais ne présente aucune preuve empirique pour justifier cet objectif ; le régulateur note cependant que cet objectif est aligné avec l'objectif d'efficacité appliqué au cours de la période tarifaire précédente<sup>39</sup>.

En général, les régulateurs recourent à divers outils pour déterminer les niveaux d'efficacité actuels des GRD avant d'appliquer un objectif d'efficacité. Ces outils comprennent (mais ne sont pas limités à) :

- Un benchmarking des coûts, soit au niveau des TOTEX, soit à un niveau plus ciblé. Ce benchmarking est généralement effectué à l'aide de techniques statistiques ou de méthodes d'optimisation, ou d'une combinaison des deux.
- Une comparaison et une modélisation granulaire des coûts unitaires d'activités spécifiques par rapport à un benchmark. Ce travail peut s'intéresser au niveau (coût unitaire par activité) ou aux tendances au cours du temps, lorsque la performance historique ou un point de référence externe est utilisé pour évaluer l'efficacité d'activités spécifiques. Celles-ci peuvent ensuite être agrégées dans un calcul des coûts efficaces globaux (TOTEX, ou OPEX et CAPEX séparément).
- Une modélisation par opérateur de référence, qui consiste à comparer les GRD à des opérateurs hypothétiques. Ces entreprises hypothétiques sont modélisées en simulant des conceptions optimales du réseau, tenant compte du nombre de points d'offre et de demande.

<sup>38</sup> Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, tableau 20.

<sup>39</sup> Nous comprenons que BRUGEL n'a pas présenté de preuves empiriques en appui de l'objectif d'efficacité de 0,75 % par an qu'elle a appliqué dans la méthodologie tarifaire précédente.

- Des évaluations techniques détaillées d'activités ou de projets spécifiques. Dans ce cas, le régulateur vérifie si le GRD utilise un volume approprié d'inputs (par exemple, la main-d'œuvre, les matériaux), à un coût unitaire approprié, et le coût efficace du projet est évalué en agrégeant ces données dans une approche « bottom up ».

Selon l'ordonnance régissant le cadre de régulation de BRUGEL, Sibelga devrait pouvoir récupérer l'ensemble de ses coûts si son efficacité se situe dans la moyenne du marché.



« sous réserve du contrôle de conformité de Brugel, les tarifs permettent au gestionnaire du réseau de distribution dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrir la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux »

Ordonnance relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, Art. 9quinquies 14°  
[nous soulignons]

Cette exigence légale peut être interprétée comme suit :

- Sibelga peut récupérer tous ses coûts et obtenir un taux de marge raisonnable si elle est aussi efficace que le GRD moyen ;
- Sibelga peut récupérer tous ses coûts et obtenir un taux de marge raisonnable si elle est aussi efficace que la moyenne des GRD efficaces.

Cette obligation légale n'est pas propre à la région de Bruxelles. Par exemple, il est exigé de NVE (le régulateur norvégien) qu'il autorise le gestionnaire du réseau de transport (GRT) Statnett à récupérer ses coûts si son efficacité est jugée être dans la moyenne. Dans le dernier exercice de comparaison internationale des GRT d'électricité (TCB18), Statnett a été jugé plus efficace que le GRT moyen de l'échantillon, et NVE a donc appliqué un objectif d'efficacité de 0 % à la base de coûts de Statnett<sup>40</sup>.

Compte tenu du contexte légal et des bonnes pratiques de régulation, BRUGEL aurait dû présenter des preuves de l'inefficacité de Sibelga avant d'appliquer un objectif

<sup>40</sup> Voir Statnett (2019), « New report on Statnett's efficiency », disponible à l'adresse : <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2019/ny-rapport-om-statnetts-effektivitet/>.

d'efficacité<sup>41</sup>, ce qu'il n'a pas fait. Sur base du travail effectué par S&C pour la CWaPE<sup>42</sup>, notre compréhension est que Sibelga opère de manière efficace<sup>43</sup>.

S&C a utilisé les données relatives aux coûts (TOTEX) et à la production de 21 GRD pour élaborer des modèles économétriques visant à expliquer les différences de coûts entre ces opérateurs. L'échantillon comprenait les GRD wallons, Fluvius, Sibelga, et une sélection de GRD allemands qui (i) sont de taille comparable à l'échantillon de GRD belges ; et (ii) ont été jugés globalement efficaces par la Bundesnetzagentur (l'office allemand de régulation des marchés de l'électricité, du gaz, des télécommunications, de la poste et des chemins de fer). Les modèles résultant de cette analyse sont des équations de coûts qui prédisent les besoins de dépenses pour les GRD d'électricité et les GRD de gaz, retranscrites ci-dessous<sup>44</sup>.

### Equation du coût de l'électricité

$$\begin{aligned} \text{Ln (TOTEX)} = & 4.66858 * (\% \text{ de longueur du réseau HT par rapport à la longueur totale}) \\ & + 0.0736452 * (\text{Coût moyen du travail du pays}) + 0.294991 \\ & * \text{Ln (Longueur totale du réseau souterrain, km)} + 0.376095 \\ & * \text{Ln (Nombre total de point de fourniture)} + 0.267646 \\ & * \text{Ln (Pointe de charge annuelle du réseau, MW)} + 6.06888 \end{aligned}$$

### Equation du coût du gaz

$$\begin{aligned} \text{Ln (TOTEX)} = & 0.0460807 * (\% \text{ de compteurs intelligents}) + 0.956563 \\ & * \text{Ln (Nombre de points de fourniture par km de réseau, nb/km)} \\ & + 5.297717 \end{aligned}$$

S&C a utilisé ces modèles pour évaluer l'efficacité des GRD individuellement par rapport au reste de l'échantillon : si un GRD avait des coûts inférieurs à ceux prévus par le modèle (c'est-à-dire qu'il avait un « résidu » négatif), il était considéré comme plus efficace que la moyenne ; tandis que si un GRD avait des coûts supérieurs à ceux prévus par le modèle

<sup>41</sup> Nous notons que l'on peut s'attendre à des gains de productivité au cours du temps même de la part des opérateurs les plus efficaces d'une industrie. Une telle analyse doit aussi comparer l'inflation du prix des inputs par rapport à celle de l'IPC, dans la mesure où une différence entre les deux pourrait annuler ou amplifier le potentiel de gains. Cela étant dit, BRUGEL n'a présenté aucune analyse relative aux gains de productivité attendus au cours de la prochaine période tarifaire. Dès lors, l'objectif d'efficacité de 0,75 % par an demeure injustifié.

<sup>42</sup> Voir Schwartz and Co (2023), « Mesure effective de l'efficience des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019, 2020, 2021 et 2022 », avril.

<sup>43</sup> Dans notre travail pour un GRD wallon, nous avons mis en évidence les limites de l'analyse du consultant qui aurait (entre autres) conduit à une surestimation de l'inefficacité des GRD. Dans sa décision finale, la CWaPE a modéré les résultats du travail du consultant en : (i) choisissant une référence moins stricte ; (ii) étendant la période pendant laquelle les GRD étaient tenus de réduire toute inefficacité ; et (iii) limitant l'application de l'objectif d'efficacité aux seules OPEX contrôlables.

<sup>44</sup> Schwartz and Co (2023), « Mesure effective de l'efficience des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019, 2020, 2021 et 2022 », avril, tableaux 18 et 28.

(c'est-à-dire qu'il avait un « résidu » positif), il était considéré comme moins efficace que la moyenne. Le résidu de Sibelga est indiqué dans le Tableau 3.1.

Tableau 3.1 Résidu standardisé de Sibelga, 2019

	Résidu standardisé
Distribution d'électricité	-0,645
Distribution de gaz	-1,373

Source : Schwartz and Co (2023), "Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019, 2020, 2021 et 2022", avril, tableaux 19 et 29.

L'analyse de S&C montre que les coûts de Sibelga pour le gaz et l'électricité sont plus efficaces que la moyenne des GRD de l'échantillon, étant donné que le résidu calculé est négatif. Or, l'échantillon de S&C ne comprenait que les GRD allemands les plus efficaces, tels que déterminés par la Bundesnetzagentur, plutôt que l'ensemble des GRD soumis à analyse comparative par l'autorité allemande de régulation de l'énergie. Par conséquent, selon cette estimation, Sibelga est plus efficace que la moyenne des GRD allemands efficaces et des GRD belges. Cette conclusion est très pertinente vu le contexte législatif : si Sibelga est plus efficace que la moyenne du secteur (ou plus efficace que la moyenne des GRD efficaces), elle doit être en mesure de recouvrer l'ensemble de ses coûts.

Dans son travail pour la CWaPE, S&C n'a pas évalué la performance des GRD wallons par rapport au GRD moyen de l'échantillon. Au lieu de cela, le consultant a comparé les performances des GRD au quartile supérieur (QS) des entreprises les plus efficaces de l'échantillon<sup>45</sup>. En d'autres termes, le niveau d'efficacité du QS a été considéré comme étant le niveau d'efficacité de référence pour l'échantillon d'opérateurs. En utilisant des données de coûts et de production fournies par Sibelga, et en suivant aussi étroitement que possible la méthodologie de S&C pour construire les coûts et les inducteurs de coûts, le tableau ci-dessous montre l'efficacité de Sibelga en matière de coûts relativement à la référence QS.

<sup>45</sup> Il convient de noter que S&C a également étudié la possibilité d'utiliser un critère de référence plus strict (le décile supérieur, DS). Toutefois, ce référentiel n'a finalement pas été utilisé pour fixer les revenus autorisés des GRD wallons.

Tableau 3.2 Efficacité relative de Sibelga (en 2019, aux prix de 2019)

	Électricité	Gaz
TOTEX observées <sup>1</sup>	97 M€	62 M€
TOTEX prévues (référence moyenne)	111 M€	83 M€
TOTEX efficaces (référence QS)	106 M€	77 M€
Objectif d'efficacité implicite (référence UQ, %) <sup>2</sup>	-9 %	-24 %

Note : S&C a effectué son analyse en utilisant les données de 2019.

<sup>1</sup> Les TOTEX observées ont été retraitées pour refléter la manière dont S&C a modélisé les TOTEX pour les GRD wallons. Cela inclut un retraitement pour tenir compte du financement par les tiers et l'exclusion de certains postes OPEX (tels que les obligations de service public).

<sup>2</sup> L'objectif d'efficacité implicite représente la différence en pourcentage entre les coûts réels de Sibelga et les TOTEX efficaces (c'est-à-dire celles obtenues en utilisant la référence QS). Un chiffre négatif indique que Sibelga est plus efficace que le benchmark.

Source : analyse d'Oxera.

L'analyse montre que Sibelga est non seulement plus efficace que la moyenne de l'échantillon, mais aussi plus efficace que le benchmark efficace adopté par S&C et la CWaPE.

Nous notons que les GRD considérés comme très efficaces reçoivent souvent un bonus par rapport à leurs coûts actuels, ce qui peut être considéré comme un objectif d'efficacité négatif appliqué à leur base de coûts. Par exemple, dans les modèles de benchmarking TOTEX de l'Ofgem, les opérateurs qui sont considérées comme ayant une efficacité estimée supérieure à celle de l'échantillon voient également leurs revenus autorisés déterminés à partir du modèle, c'est-à-dire que ces revenus sont, par définition, supérieurs au niveau requis par ces opérateurs<sup>46</sup>. De même, la Bundesnetzagentur prévoit une majoration allant jusqu'à 5 % des TOTEX contrôlables pour les GRD dont l'efficacité est estimée supérieure à l'efficacité de référence dans ses modèles de benchmarking.

Les régulateurs accordent une prime à l'efficacité parce qu'une telle prime incite fortement les GRD efficaces à continuer à améliorer leur efficacité. En effet, si une entreprise efficace sait que son efficacité sera plafonnée à 100 %, elle est moins incitée à mettre en place tous les gains d'efficacité possibles, car les gains réalisés sont intégrés dans les revenus autorisés futurs. Cela nuit à l'un des principes de la régulation par « revenue cap », selon lequel les revenus autorisés des entreprises doivent être (dans la mesure du raisonnable) dissociés de leurs coûts réels. Dès lors, l'introduction d'une incitation à l'efficacité renforce les incitations globales pour Sibelga à réaliser continuellement des gains de productivité.

<sup>46</sup> L'Ofgem (et l'Ofwat, l'autorité de régulation de l'eau pour l'Angleterre et le Pays de Galles, qui adopte une approche similaire en matière d'évaluation des coûts) peuvent plafonner le bonus pour surperformance à un certain pourcentage des coûts. Lors des dernières périodes tarifaires dans l'énergie, aucun plafond n'a été appliqué. Lors des dernières périodes tarifaires dans le secteur de l'eau, l'Ofwat a plafonné le bonus pour surperformance liée à la sur-efficacité à 10 % des besoins en coûts de l'entreprise la plus efficace du secteur.

Cela est cohérent avec l'objectif de BRUGEL d'inciter à l'efficacité des coûts. Le Tableau 3.2 montre que Sibelga bénéficierait d'une augmentation substantielle de la composante coûts du revenu autorisé du fait de cette incitation.

Dans plusieurs cadres réglementaires, une telle prime à l'efficacité présente aussi un avantage plus large. Si une entreprise fonctionne efficacement et va au-delà des attentes en matière d'efficacité, elle impose un standard plus élevé en matière d'efficacité des coûts aux entreprises moins efficaces du secteur. Cela résulte en des composantes coûts dans le revenu autorisé plus faibles pour l'ensemble de l'industrie. En d'autres termes, il existe une sorte de « valeur de comparaison positive » associée aux entreprises très efficaces, qui devraient être encouragées (c'est-à-dire récompensées) par le cadre de régulation. Dans la plupart des cas, cela se traduit par une prime d'efficacité.

### 3.4 Problème avec l'approche de BRUGEL : le retraitement des coûts BAU conduit à sous-financer les coûts IT efficaces

L'analyse des dépenses BAU historiques de BRUGEL fait l'objet de plusieurs retraitements. En ce qui concerne les coûts informatiques, BRUGEL :

- 1 a supprimé les coûts liés au projet SMARTRIAS des dépenses BAU au cours de la période de référence (2018–2022) et les a remplacés par un montant forfaitaire de 3 M€ (aux prix de 2025) pour chaque année, arguant que cela devrait permettre à Sibelga de financer tout nouveau projet lié à la transformation numérique ;
- 2 a prévu un coût supplémentaire de 6,4 M€ (aux prix de 2023) pour l'année de base (2025) pour tenir compte des coûts de fonctionnement permanents du projet SMARTRIAS.

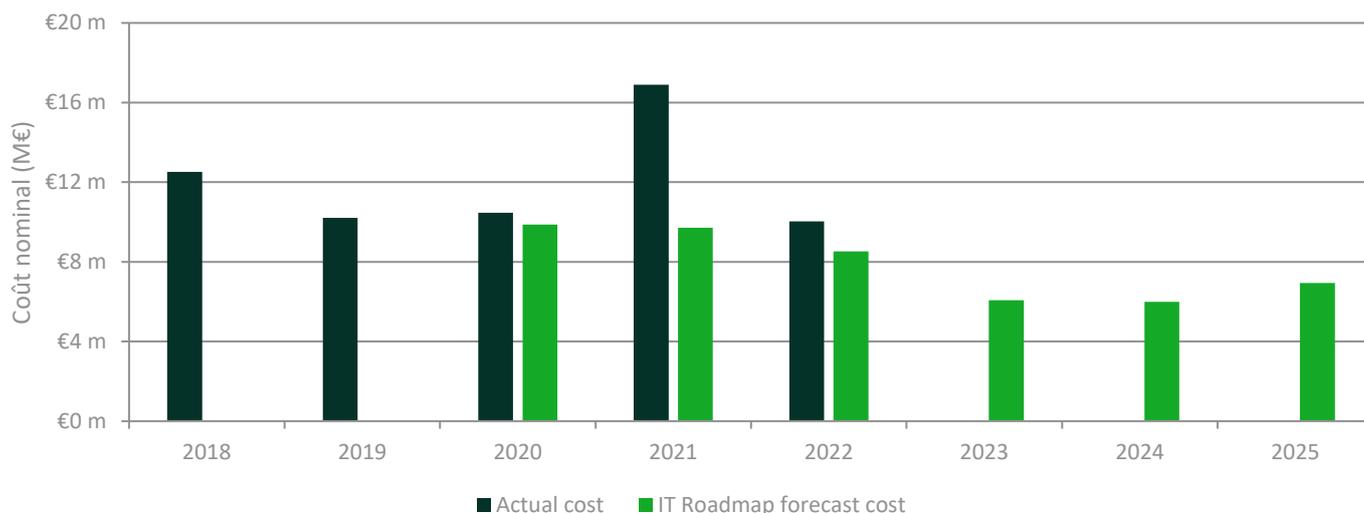
BRUGEL soutient que, suite à ces retraitements, Sibelga ne peut pas demander des coûts additionnels liés aux dépenses IT car ils ont déjà été financés par les retraitements.

Sur le point (1), BRUGEL n'a pas expliqué comment le chiffre de 3 M€ par an (aux prix de 2025) a été obtenu, ni en quoi ce montant permettrait à Sibelga de financer tous les projets relatifs à la transformation numérique. BRUGEL n'a pas apporté la preuve qu'il a pris en compte des inducteurs de coûts pertinents pour calculer ce chiffre. Par conséquent, il n'existe aucune justification permettant de vérifier si l'ajustement de 3 M€ par an est approprié pour financer les projets futurs qui seraient nécessaires pour mettre en œuvre la transformation numérique.

En ce qui concerne le point (2), nous notons que l'augmentation de 6,4 M€ destinée à refléter les coûts permanents associés au projet SMARTRIAS n'est pas robuste. Premièrement, cette augmentation est basée sur les prévisions de coûts de la feuille de route IT. Or, les prévisions relatives au projet SMARTRIAS ont constamment sous-estimé les coûts réels du projet, comme l'a démontré S&C dans son analyse pour BRUGEL (présentée à nouveau ci-dessous).

La Figure 3.1 ci-dessous montre que les dépenses prévues dans la feuille de route IT ont sous-estimé les dépenses réelles pour chaque année entre 2020 et 2022, en particulier en 2021. Compte tenu de l'incertitude apparente concernant les coûts du projet SMARTRIAS, l'octroi d'une allocation fixe ex ante pour le projet SMARTRIAS n'est pas susceptible de refléter les coûts réels du projet. Dès lors, BRUGEL doit prévoir des mécanismes appropriés pour ajuster le « revenue cap » si les coûts réels de SMARTRIAS continuent à s'écarter de ce qui a été prévu dans la feuille de route IT (voir section 4.5 où l'incertitude liée à SMARTRIAS est abordée).

Figure 3.1 Coûts du projet SMARTRIAS (M€ nominaux), coûts réels et coûts prévus



Source : BRUGEL (2023), « Rapport de motivation et de positionnement relatif à la mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029 », juin, Figure 6.

En outre, étant donné que les 6,4 M€ (et les 3 M€) sont ajoutés aux OPEX BAU de Sibelga, ces montants seront eux aussi soumis à l'objectif d'efficacité de 0,75 % par an.

L'argument de BRUGEL selon lequel l'inclusion des coûts IT dans les allocations BAU (et les retraitements associés) rend le besoin de coûts additionnels IT superflu n'est pas valable. Pour autoriser des coûts additionnels, la question ne devrait pas être de savoir si certaines dépenses IT sont incluses dans la période de référence mais plutôt de savoir s'il y aura un besoin accru d'IT dans la période à venir, au-delà de ce qui s'est produit pendant la période de référence. Or, nous constatons que l'effet combiné des retraitements (1) et (2) équivaut à une réduction de l'allocation IT globale par rapport aux dépenses historiques. Dès lors, en suivant les propositions actuelles de BRUGEL, toute augmentation de l'activité IT ne sera pas financée.

Il est essentiel pour la transition énergétique que les GRD adoptent des pratiques IT efficaces<sup>47</sup>. Cela permettrait de mettre en œuvre des solutions de gestion de la demande plus avancées, et donc de transporter plus d'énergie avec la capacité existante. En outre, une infrastructure informatique efficace permet une surveillance plus efficace du réseau et est nécessaire pour le développement des compteurs intelligents et pour fournir aux consommateurs (et aux « prosumers ») des données précises sur leur niveau de consommation (et leur niveau d'injection).

Nous notons que l'Ofgem (par exemple) a fait valoir que les coûts informatiques ont vocation à augmenter au cours de la prochaine période tarifaire en raison de la transformation numérique, et a accordé en conséquence aux GRD d'électricité une augmentation de leurs coûts autorisés (par rapport aux dépenses historiques). De même, la CRU (le régulateur irlandais de l'énergie) a augmenté la dotation pour coûts informatiques de GNI (le GRD de gaz) d'environ 13 % par rapport à leurs niveaux historiques dans sa récente décision, afin de refléter l'augmentation attendue des coûts IT<sup>48</sup>. Cela va à l'encontre de l'affirmation de BRUGEL selon laquelle les coûts informatiques devraient diminuer dans les périodes futures.

L'approche de BRUGEL risque de sous-financer l'activité IT efficace de Sibelga, activité pourtant nécessaire pour l'avenir, ce qui est en contradiction avec l'objectif de BRUGEL de faciliter les investissements nécessaires à la transition énergétique.

### 3.5 Problème avec l'approche de BRUGEL : la détermination de la dépréciation est biaisée à la baisse

BRUGEL a calculé la dotation aux amortissements pour l'année de base (2025) à partir des amortissements prévisionnels pour 2024, majorés de l'inflation prévisionnelle en 2025. Ce calcul est corrigé ex post pour refléter les amortissements réels de 2024 et l'inflation réelle de 2025. Concrètement, BRUGEL indique que les amortissements autorisés en 2025 sont calculés « *sur la base des amortissements prévisionnels 2024 et de l'inflation prévisionnelle 2025, ce montant étant révisé ex post en 2026 pour prendre en compte les amortissements réels 2024 et l'inflation réelle 2025* »<sup>49</sup>.

BRUGEL n'a pas clairement expliqué comment seront traités les coûts gérables additionnels liés aux projets d'extension ou de renforcement du réseau. Dans ses propositions, BRUGEL indique que Sibelga peut demander des coûts additionnels « *par rapport aux investissements habituels* » et que ces coûts additionnels doivent « *avoir une portée additionnelle par rapport aux coûts gérables BAU (OPEX et/ou CAPEX)* »<sup>50</sup>.

<sup>47</sup> Par exemple, voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, section 4.

<sup>48</sup> CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, tableau 2.

<sup>49</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 36.

<sup>50</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 40.

L'ambiguïté provient du fait que les déclarations de BRUGEL peuvent être interprétées de deux manières :

- Sibelga peut demander des amortissements supplémentaires pour les nouveaux investissements liés à l'extension ou au renforcement du réseau, en plus de l'amortissement BAU ;
- Sibelga ne peut demander des coûts additionnels pour l'activité de renforcement du réseau que si le niveau d'investissement proposé est supérieur au niveau d'investissement de la période de référence.

Cette dernière interprétation est particulièrement préoccupante, car elle sous-estime sensiblement les besoins de Sibelga. Pour le démontrer, nous présentons un exemple illustratif de l'évolution des amortissements à partir des hypothèses suivantes :

- La base d'actifs initiale est composée d'un unique type d'actif dont la durée de vie économique est de 20 ans, qui a été construit en 2010, à un coût efficace de 100 M€.
- Le taux d'inflation est constant à 2 % par an.
- Sibelga investit dans le même type d'actif à raison de 10 M€ par an (aux prix de 2010) jusqu'en 2018, date à laquelle ses investissements passent à 15 M€ par an (aux prix de 2010).
- Le coût d'investissement plus élevé de 15 M€ par an est constant à partir de 2018 et tout au long de la prochaine période tarifaire. En d'autres termes, l'exemple suppose que l'investissement n'augmente pas au cours de la prochaine période tarifaire (2025–2029) par rapport aux investissements réalisés entre 2018 et 2024.

A titre d'illustration, le Tableau 3.3 ci-dessous montre comment l'amortissement est calculé pour 2010 et 2011 avec les hypothèses retenues.

Tableau 3.3 Exemple illustratif – calculs de l'amortissement

	2010	2011
A : Base d'actifs du début de l'année	100,0	105,0
B : Investissement	10,0	10,2
C : Amortissement	5,0	5,5
D : Base d'actifs en fin d'année (= (A+B-C))	105,0	109,7

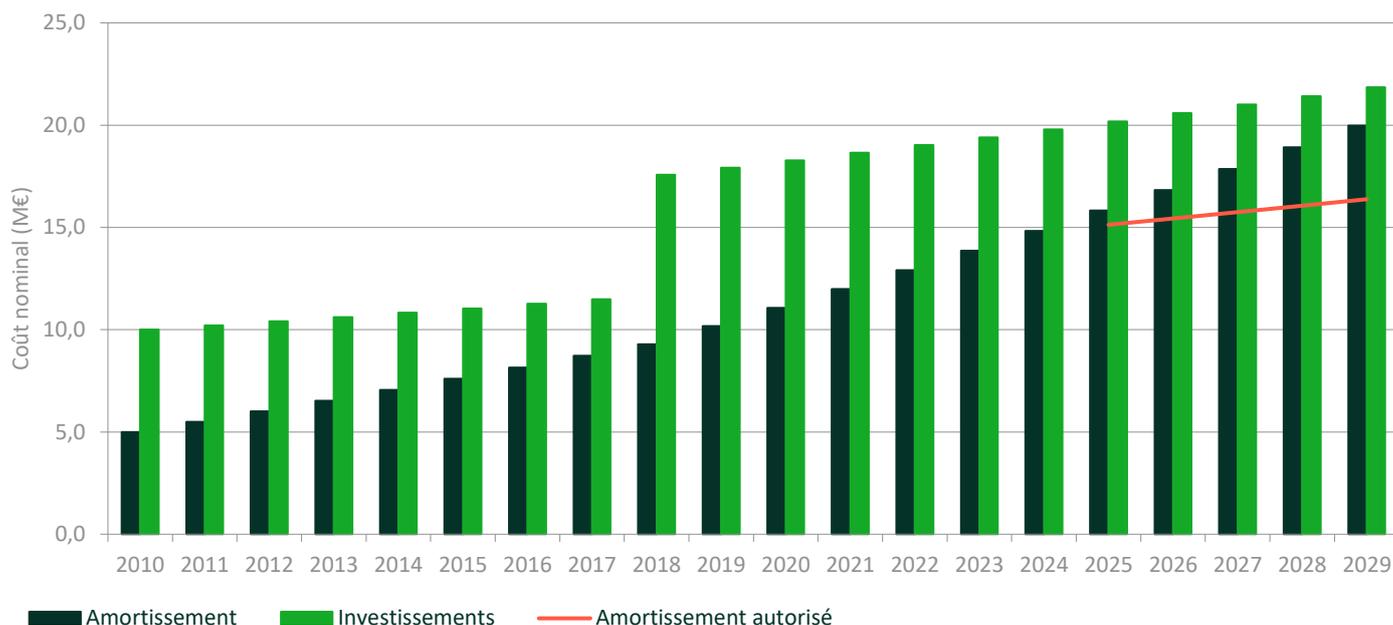
Note : l'amortissement en 2011 est calculé comme la somme de l'amortissement annuel de la base d'actifs initiale de 2010 de 100 M€, soit 5 M€, et de l'amortissement annuel de l'investissement de 10 M€ effectué au cours de l'année 2010, soit 0,5 M€.

Source : Oxera.

En 2010, la base d'actifs augmente de 10 M€ en raison de l'investissement et diminue de 5 M€ en raison de l'amortissement de la base d'actifs initiale de 100 M€. En 2011, la base d'actifs de début d'année est égale à la base d'actifs de fin d'année en 2010. Par la suite, les calculs sont identiques, sauf que l'investissement de 10 M€ ou 15 M€ est majoré de l'inflation.

La Figure 3.2 ci-dessous montre comment l'approche proposée par BRUGEL sous-estimera l'amortissement efficace dans cet exemple.

Figure 3.2 Exemple illustratif de sous-financement de l'amortissement



Note : tous les chiffres sont exprimés en termes nominaux.

Source : Oxera.

Le graphique montre qu'il y aura un déficit d'amortissement dans les périodes tarifaires futures aussi longtemps que les amortissements annuels reflétant les investissements historiques et nouveaux seront supérieurs aux amortissements corrigés de l'inflation tels que proposé par BRUGEL, et ce quel que soit le niveau des investissements actuels et futurs par rapport au niveau des investissements historiques<sup>51</sup>. Concrètement, selon la seconde interprétation de la proposition de BRUGEL, les amortissements autorisés pour Sibelga en 2025 (par exemple) seront plafonnés aux amortissements de 2024 augmentés de l'inflation prévue en 2025, soit 15,1 M€. Ce chiffre est à comparer à l'amortissement réel de 15,8 M€, qui est la somme de l'amortissement de 2024 (14,8 M€) et de l'amortissement du nouvel

<sup>51</sup> Dans l'exemple présenté, le déficit se manifesterait même si le niveau d'investissement reste de 10 M€ sur l'ensemble de la période.

investissement entrepris en 2024 (environ 1,0 M€), ce qui se traduit par un déficit de 0,7 M€ pour cette année-là.

Ce déficit annuel s'accroît de plus en plus vite au fil des années de la période tarifaire<sup>52</sup>, car l'approche de BRUGEL continuera à ne pas prendre en compte l'amortissement croissant des nouveaux investissements réalisés au cours de la période tarifaire<sup>53</sup>.

Etant donné que la méthodologie proposée par BRUGEL plafonne les amortissements BAU de Sibelga au niveau de 2024 (en termes réels), un montant significatif (et croissant) d'amortissements pourrait ne pas être financé. Dès lors, nous estimons que BRUGEL doit prévoir des amortissements supplémentaires pour tous les nouveaux investissements raisonnables relatifs à l'activité d'extension et de renforcement du réseau et réalisés entre 2024 et 2029. Ceci s'apparente à la première interprétation de l'approche proposée par BRUGEL.

---

<sup>52</sup> Dans l'exemple présenté ici, l'approche proposée par BRUGEL pourrait décourager les investissements, même efficaces et nécessaires, dans la mesure où elle ne permet de récupérer le coût de ces investissements que via l'indexation par l'inflation. En principe, la sous-estimation des coûts d'amortissements illustrés ici pour l'électricité pourrait se retourner (et devenir un « effet d'aubaine ») en cas d'inflation très élevée et d'investissements faibles (entraînant une augmentation du revenu maximum autorisé pour les amortissements qui serait supérieur aux augmentations dues à la croissance des investissements). Ceci démontre que le mécanisme proposé par BRUGEL n'est pas robuste et nécessite d'être corrigé.

<sup>53</sup> Une interprétation alternative de la proposition de BRUGEL selon laquelle, à partir de 2026, l'amortissement BAU est calculé à partir de l'amortissement observé de l'année précédente, corrigé de l'inflation, aboutit également à un déficit de rémunération. Dans ce cas précis, le déficit est identique pour chaque année de la période régulatoire (d'après les hypothèses retenues), et le déficit cumulé croît au fil des années (de manière linéaire, d'après les hypothèses retenues).



### Encadré 4.1 Résumé des problématiques et recommandations

Comme pour les coûts BAU, BRUGEL n'a pas établi de méthodologie ou de cadre d'analyse robuste pour évaluer les coûts additionnels. Lors de la conception de mécanismes de gestion des incertitudes, les bonnes pratiques réglementaires veulent que le régulateur développe un modèle fiable et transparent en amont, et fournisse aux opérateurs la certitude nécessaire qu'ils pourront récupérer les coûts efficaces engagés en réaction à un environnement opérationnel changeant, tout en maintenant les incitations à l'efficacité sous-jacentes à une approche « revenue cap ».

Le mécanisme de coûts additionnels est complexe et impose une lourde charge administrative à Sibelga tout au long de la période tarifaire. Les exigences supplémentaires de reporting créent également, de manière injustifiée, un processus parallèle à celui déjà existant autour du plan de développement et qui implique l'opérateur, le régulateur, le gouvernement et le public.

Le périmètre des projets pour lesquels Sibelga peut demander une autorisation de coûts additionnels est déraisonnablement réduit et rigide, car il exclut spécifiquement les coûts IT et aussi, potentiellement, les autres coûts inhérents à l'installation de compteurs intelligents. Le retraitement des coûts BAU de BRUGEL entraîne une réduction importante des coûts IT de Sibelga (voir section 3.4), alors que l'on s'attend généralement à ce que les coûts IT augmentent du fait de la transformation numérique. Il peut en résulter un sous-financement de Sibelga pour les coûts IT engagés de manière efficace. Il en va de même pour les coûts liés au comptage intelligent (hors équipement) engagés de manière efficace.

Plusieurs points importants liés à la procédure de demande et d'évaluation des coûts additionnels demeurent ambigus, non définis ou mal développés. Notamment, BRUGEL n'a pas précisé de manière suffisamment détaillée comment il déterminera si un projet est éligible pour le financement des coûts additionnels. Le régulateur indique également qu'il se réserve le droit de procéder à une évaluation ex post des coûts additionnels préalablement approuvés (et encourus) sans définir les indicateurs qui justifieraient une telle intervention.

BRUGEL n'a pas développé de méthode transparente et robuste d'évaluation des besoins en coûts additionnels. Au lieu de cela, la charge de la preuve pour

justifier du niveau efficace de ces coûts est placée sur Sibelga sans qu'un cadre adéquat ne soit mis en place par ailleurs. Le fait que BRUGEL n'ait pas été en mesure de développer un cadre fiable pour traiter les coûts additionnels crée une incertitude sur la récupération des coûts efficaces et est en contradiction avec son objectif de faciliter les investissements liés à la transition énergétique.

#### Ce que nous recommandons suite à notre évaluation :

Nous recommandons à BRUGEL de développer une méthode robuste d'évaluation des coûts additionnels, claire et transparente, *avant* l'entrée en vigueur de la méthodologie. Les caractéristiques communes des bonnes pratiques réglementaires en la matière sont les suivantes :

- une certitude et une clarté initiales sur la méthode d'évaluation, fondées sur une consultation préalable avec l'opérateur ;
- les incitations à l'efficacité sont maintenues et les consommateurs sont protégés en cas de non réalisation ;
- une certaine flexibilité si le résultat diffère de ce qui avait été initialement prévu ;
- une charge administrative proportionnée, permettant aux opérateurs d'investir sans délai et de ne pas faire face à de coûteuses obligations de reporting.

Source : Oxera.

---

#### 4.1 Coûts additionnels : quelles sont les bonnes pratiques réglementaires ?

En raison des changements importants qui impactent les réseaux énergétiques (qui affectent les opérateurs des réseaux de distribution et de transport de gaz et d'électricité)<sup>54</sup>, les régulateurs s'emploient à rendre les cadres réglementaires plus flexibles et adaptables afin d'encourager les opérateurs à réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique. Pour ce faire, les régulateurs ont dû développer des mécanismes explicites de gestion de l'incertitude pour permettre aux GRD d'engager les coûts additionnels nécessaires à l'adaptation du réseau qui ne sont pas reflétés dans leurs niveaux de dépenses historiques.

---

<sup>54</sup> Par exemple, pour une vue d'ensemble des systèmes d'incitation à la transition énergétique en Europe, voir CEER (2018), « Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation », 19 février. Pour une discussion similaire dans le contexte belge, voir CWaPE (2023), « Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période réglementaire 2025-2029 », 31 mai, p.8.

En effet, dans des décisions récentes, certains régulateurs ont affiné les mécanismes existants pour s'assurer qu'ils soient efficaces et exploitables pour réagir à des changements dans un environnement opérationnel incertain, tout en n'imposant pas une surcharge administrative aux opérateurs. Par exemple, nous notons que la CWaPE a abandonné la procédure de demande de coûts additionnels pour les projets liés à la transition énergétique telle qu'existant dans sa méthodologie tarifaire précédente, pour privilégier dans sa méthodologie actuelle l'utilisation d'ajustements pour coûts additionnels définis ex ante, plus mécaniques et transparents<sup>55</sup>.

L'élément central d'une méthodologie de type « revenue cap » consiste pour le régulateur à procéder à l'estimation la plus précise possible du niveau des coûts efficaces d'un opérateur sur la période tarifaire à venir. La composante TOTEX ex ante doit être une prévision crédible du « véritable » niveau normatif des coûts efficaces, afin d'inciter fortement l'opérateur régulé à dépasser l'objectif et à réaliser des gains de productivité pour les consommateurs.

Les bonnes pratiques consistent donc pour l'autorité de régulation à mettre en place un cadre d'analyse robuste pour déterminer les revenus autorisés, qui couvre généralement les deux éléments suivants :

- 1 Détermination des coûts récurrents (ou BAU) : à partir d'une évaluation minutieuse des inducteurs de coûts, de leur relation avec les coûts efficaces et de la manière dont ils évolueront au cours de la période à venir. Comme indiqué dans la section 3.3 BRUGEL n'a pas procédé à une telle évaluation des coûts BAU.
- 2 Coûts additionnels et mécanismes auxiliaires : l'élaboration de mécanismes permettant de prévoir des coûts additionnels pour faire face à l'évolution de l'environnement opérationnel et pour tenir compte des incertitudes quant à l'avenir. La raison d'être de ces mécanismes dans le contexte incertain de la transition énergétique est de minimiser les erreurs de prévision évitables dans la détermination du revenu autorisé, qui pourraient découler de l'utilisation de modèles basés sur des données historiques ou d'écarts imprévus entre les contextes opérationnels réels et attendus.

#### 4.2 De quelle façon BRUGEL propose de traiter les coûts additionnels ?

BRUGEL a proposé un mécanisme d'ajustement des coûts pour ce qu'il appelle les « coûts gérables additionnels »<sup>56</sup>. Le régulateur détaille une procédure de demande d'approbation pour les projets spécifiques concernés par ce mécanisme, et précise que ce mécanisme est destiné à couvrir à la fois les OPEX nettes et les amortissements additionnels par rapport à la composante BAU<sup>57</sup>.

---

<sup>55</sup> Il s'agit de deux mécanismes distincts pour le déploiement des compteurs intelligents et d'un facteur d'évolution des coûts plus général pour d'autres coûts liés à la transition énergétique, tous deux examinés à la section 4.3.

<sup>56</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, pp. 19-20.

<sup>57</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, sections 6.2.3 et 6.2.4.

BRUGEL distingue deux types de projets<sup>58</sup> pour lesquels des demandes de coûts additionnels peuvent être introduites : (i) un nombre limité de projets significatifs<sup>59</sup> (le champ d'application est décrit ci-dessous) ; et (ii) les projets de recherche et développement (R&D) innovants<sup>60</sup>. BRUGEL définit des procédures de demande d'approbation et des critères d'évaluation différents pour ces deux types de projets<sup>61</sup>.

La liste de BRUGEL des projets significatifs éligibles est limitée aux cinq catégories suivantes, qui excluent tous les coûts IT<sup>62</sup> :

- 1 les projets induits par de nouvelles obligations légales ;
- 2 le déploiement de nouveaux compteurs intelligents (tel qu'approuvé dans le plan de développement)<sup>63</sup> ;
- 3 les projets de renforcement ou d'extension du réseau de distribution d'électricité (tels qu'approuvés dans le plan de développement)<sup>64</sup> ;
- 4 les investissements pour le développement des smartgrid ;
- 5 les projets relatifs au partage d'énergie.

BRUGEL a défini une procédure de demande d'approbation qui exige de Sibelga qu'elle fournisse « *une analyse exhaustive des coûts additionnels nets* »<sup>65</sup>. Le régulateur exige que le business case précise les coûts additionnels nets<sup>66</sup> par projet et pour chaque année de la période tarifaire (et sur l'ensemble du cycle de vie des actifs concernés).

BRUGEL exige également que les demandes d'approbation soient introduites dans l'année précédant l'entrée en vigueur des ajustements des coûts, pour procéder à ce moment à une évaluation ex ante des coûts proposés. BRUGEL précise qu'il approuvera ou rejettera les coûts demandés ; pour les projets liés aux compteurs intelligents, le régulateur précise qu'il demandera également un rapport d'audit et pourra sur cette base identifier des écarts par rapport aux « *valeurs jugées raisonnables* »<sup>67</sup>.

BRUGEL précise qu'à fin d'évaluation ex ante, il examinera si la demande d'approbation satisfait aux exigences d'information minimum demandées par le régulateur, et si le projet

---

<sup>58</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 19.

<sup>59</sup> BRUGEL a indiqué qu'elle estime que cinq types de projets peuvent être catégorisés comme tels. BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, sections 6.2.3 et 7.2.2.

<sup>60</sup> Le régulateur a indiqué qu'il prendra en compte les coûts nets des projets ponctuels et innovants (en dehors des activités BAU récurrentes) dans cette catégorie. BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, sections 6.2.4 et 7.2.3.

<sup>61</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, sections 7.2.2 et 7.2.3.

<sup>62</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 7.2.2

<sup>63</sup> BRUGEL limitera en outre cette mesure aux nouveaux compteurs numériques et aux coûts des équipements. Voir BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, pp. 40-41.

<sup>64</sup> BRUGEL exigera en outre qu'il n'y ait pas de preuve de besoin, de planification ou de préparation d'un tel renforcement ou d'une telle extension du réseau pendant la période de référence. Voir BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 41.

<sup>65</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 20.

<sup>66</sup> C'est-à-dire les coûts moins les produits et bénéfices, ce que nous interprétons comme étant les coûts moins les revenus non tarifaires (notons que les termes « produits » et « bénéfices » ne sont pas définis par BRUGEL). BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, pp. 19-20 et 41.

<sup>67</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 42.

est aligné avec les objectifs du régulateur et du gouvernement bruxellois. BRUGEL indique également qu'il analysera trois indicateurs pour évaluer le niveau des coûts proposés :

- 1 les coûts historiques de Sibelga ;
- 2 les prix de marché pour des équipements ou installations comparables dans le passé (en particulier pour l'année 2023) ; et/ou
- 3 un benchmarking comparatif avec d'autres GRD en Belgique ou à l'étranger, ou toute autre méthode jugée pertinente par BRUGEL<sup>68</sup>.

BRUGEL précise en outre qu'il effectuera un contrôle continu de ces projets par le biais de l'état des lieux annuel que Sibelga doit produire. Le régulateur se réserve également le droit de procéder à une évaluation supplémentaire (et éventuellement de réviser ex post les coûts additionnels octroyés au projet), s'il estime que les dépenses encourues dans le cadre du projet (i) ne répondent pas aux objectifs de la méthodologie tarifaire ; (ii) ne satisfont pas aux critères permettant de qualifier ces dépenses de raisonnables ; et/ou (iii) si BRUGEL soupçonne le projet d'avoir généré un « profit indu »<sup>69</sup>.

Nous considérons qu'en l'état, BRUGEL n'a pas développé un cadre d'analyse suffisamment robuste pour procéder à une évaluation fiable des coûts additionnels. Au contraire, le régulateur fait peser sur Sibelga la charge d'estimer et de justifier le niveau efficace de ces coûts. Le fait que BRUGEL n'ait pas élaboré une méthodologie d'évaluation robuste et transparente crée une incertitude sur la récupération des coûts efficaces. Cela n'est pas cohérent avec l'objectif du régulateur de faciliter les investissements pour la transition énergétique.

Dans cette section, nous nous concentrons sur les projets significatifs car ils représentent la part la plus importante des coûts<sup>70</sup>. Cette section est structurée comme suit :

- La section 4.3 montre en quoi BRUGEL n'a pas rempli sa mission principale, à savoir développer un modèle robuste de détermination des coûts additionnels ;
- la section 4.4 souligne la complexité administrative et la charge de travail en matière de reporting engendrés par le mécanisme suggéré par BRUGEL ;
- la section 4.5 discute du champ d'application étroit et rigide du mécanisme de coûts additionnels (qui exclut les coûts IT et les coûts inhérents au déploiement des compteurs intelligents) ;
- la section 4.6 aborde d'autres aspects de l'évaluation des coûts additionnels et de la procédure d'approbation qui sont ambigus ou non définis.

---

<sup>68</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 42.

<sup>69</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 51.

<sup>70</sup> Les principaux points et recommandations formulés concernant les projets significatifs peuvent également s'appliquer au traitement des projets de R&D proposé par BRUGEL.

#### 4.3 Problème avec l'approche de BRUGEL : absence de cadre pour évaluer les coûts additionnels

Le champ d'application du mécanisme de gestion des coûts additionnels proposé par BRUGEL (en termes de projets éligibles) relève principalement des catégories de coûts connues. Par exemple, tant le régulateur que l'opérateur savent ex ante que le déploiement des compteurs intelligents et les opérations d'extension et de renforcement du réseau sont nécessaires : l'ampleur de ces déploiements est spécifié en amont dans le plan de développement.

Toutefois, BRUGEL n'a pas proposé un modèle robuste et transparent expliquant la manière dont ces coûts seront évalués (et donc sur quelle base le régulateur approuvera ou rejettera les coûts demandés). Au contraire, BRUGEL demande à Sibelga de réaliser une « *analyse exhaustive* » pour estimer et justifier le niveau des coûts demandés, faisant ainsi peser sur Sibelga toute la charge de la détermination du niveau efficace des coûts. BRUGEL n'a fait qu'indiquer dans les grandes lignes les éléments ou le type d'évaluation qu'elle pourrait *éventuellement* prendre en compte, sans donner plus de détails sur les spécificités de la méthode d'évaluation elle-même.

Or, pour les risques connus, les bonnes pratiques réglementaires consisteraient à élaborer une procédure d'ajustement des coûts transparente et consulter les parties prenantes sur cette proposition afin de déterminer les inducteurs de coûts pertinents et la manière dont ils seront évalués. De cette manière, le cadre de régulation peut fournir aux opérateurs la certitude nécessaire qu'ils seront en mesure de recouvrer les coûts efficaces encourus, tout en garantissant des incitations appropriées à la maîtrise des coûts et à un timing approprié des investissements.

Nous résumons ci-dessous deux modèles développés par d'autres régulateurs applicables aux catégories de coûts éligibles au mécanisme de coûts additionnels de BRUGEL, afin d'illustrer le type d'évaluations ex ante réalisées (que BRUGEL n'a pas considérées avec attention).

L'un des principaux mécanismes de gestion des incertitudes de l'Ofgem pour les investissements implique une évaluation du coût unitaire efficace de l'activité<sup>71</sup>. Le régulateur établit le coût unitaire efficace (« uc ») par le biais d'une évaluation technique ou d'une analyse comparative des coûts entre GRD, ou les deux. Il évalue ensuite la part de l'activité déjà financée par ses modèles, qui comprennent des informations sur le niveau d'investissement prévu dans le plan d'affaires de l'opérateur (l'activité planifiée, « AP »). En d'autres termes, l'Ofgem inclut les prévisions issues de son analyse dans la détermination des coûts BAU. Les mécanismes de gestion des incertitudes sont conçus

---

<sup>71</sup> Voir Ofgem (2022), 'RIIO-ED2 Final Determinations Overview document', novembre, section 6.

pour ajuster les revenus à la hausse ou à la baisse en réponse à la demande des consommateurs ou à des événements extérieurs.

Si le niveau d'activité réalisé (« OA ») diffère de ce qui a été financé par les modèles sur la base de l'AP, le « revenue cap » de l'opérateur est ajusté pour tenir compte de la différence entre le niveau d'activité prévu et réel, c'est-à-dire par  $uc*(OA-PA)$ .

Par rapport à l'approche proposée par BRUGEL, les avantages de ce cadre sont les suivants :

- Certitude et clarté de l'évaluation : les coûts additionnels sont explicitement reconnus et évalués dans le cadre de l'évaluation des coûts. L'autorité de régulation détermine une approche (notamment l'évaluation des coûts unitaires, la méthodologie, etc.) en consultant ex ante les opérateurs, prenant ainsi leurs commentaires en compte. Les opérateurs ont ainsi la certitude qu'ils seront en mesure de récupérer les coûts additionnels encourus de manière efficace et peuvent prendre connaissance de l'approche qui sera utilisée pour rémunérer les activités supplémentaires.
- Incitation à l'efficacité : cette approche maintient également le mécanisme d'incitation à l'efficacité, puisque les entreprises qui sont plus performantes que le benchmark en matière d'uc réalisent des bénéfices supplémentaires. Certains objectifs d'efficacité (par exemple, l'amélioration continue de la productivité) sont également appliqués à l'uc dans certains cas. Les consommateurs sont protégés car des ajustements en fin de période sont mis en place pour ajuster les revenus si l'activité est inférieure aux prévisions ou si les sommes n'ont pas été dépensées dans le but spécifié.
- Flexibilité et réduction de la charge administrative : si une évolution de l'environnement conduit à ce que plus d'investissements soient nécessaires dans une activité par rapport à ce qui avait été initialement prévu, les opérateurs savent combien ils seront financés pour cette activité. Ce mécanisme permet un investissement immédiat, sans retard, et évite que la charge administrative soit trop lourde si l'environnement réel diffère sensiblement des prévisions.

La CWaPE a suivi en principe une approche similaire à celle de l'Ofgem dans sa décision la plus récente. Le régulateur (i) a identifié une série d'activités qui devraient évoluer au cours de la prochaine période tarifaire ; (ii) a estimé le coût unitaire efficace pour chaque activité par GRD ; et (iii) a calculé le facteur d'évolution des coûts pour chaque activité en multipliant les coûts unitaires efficaces par les volumes d'activité prévus<sup>72</sup>.

---

<sup>72</sup> Voir CWaPE (2023), « Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029 », 31 mai (ci-après « CWaPE (2023), Méthodologie »), pp. 8 et 39-41 et l'annexe jointe, Schwartz & Co. (2023), « Calcul des coûts additionnels prévisionnels des GRD wallons sur la période 2025-2029 relatifs à l'extension du réseau électrique et gaz et à l'évolution de la pointe sur le réseau électrique », 31 mars (ci-après « Schwartz & Co (2023), Cost evolution factor »).

Toutefois, par rapport à l'Ofgem, l'approche de la CWaPE et son processus d'engagement global ne sont pas aussi robustes ou adaptables à l'évolution de l'environnement. Premièrement, le facteur d'évolution des coûts est fixé ex ante<sup>73</sup>, et la CWaPE n'envisagera des révisions ex post que pour corriger les différences entre la situation prévue et la situation réelle que dans des cas limités<sup>74</sup>. Par conséquent, le mécanisme n'a pas le même niveau de flexibilité face aux évolutions de l'environnement. Deuxièmement, contrairement à l'Ofgem, la CWaPE n'a pas procédé à une évaluation rigoureuse des coûts unitaires efficaces et n'a pas non plus suivi les bonnes pratiques en consultant le secteur à ce sujet<sup>75</sup>.

Pour la période tarifaire précédente (2019–2023), la CWaPE avait mis en œuvre une procédure de requête pour les « projets spécifiques », qui avait un objectif et des exigences de reporting similaires à ceux requis dans le cadre de la procédure de requête « projets significatifs » proposée par BRUGEL<sup>76</sup>. La CWaPE a donc abandonné la procédure fondée sur les demandes de coûts additionnels telle qu'actuellement proposée par BRUGEL et l'a remplacée par le mécanisme prospectif de facteur d'évolution des coûts décrit ci-dessus.

La CWaPE a également prévu un mécanisme d'ajustement des coûts distinct pour le déploiement des compteurs intelligents<sup>77</sup>. Le régulateur demande aux GRD de soumettre leurs coûts fixes et variables attendus, ces derniers étant déterminés sur la base du volume prévu de compteurs à déployer multiplié par le coût unitaire prévisionnel. Ce mécanisme maintient les incitations à l'efficacité en permettant aux opérateurs de conserver toutes les économies (ou dépassements) sur les coûts fixes et unitaires, tout en les protégeant contre les risques liés aux volumes grâce à un mécanisme de réconciliation ex post (si le volume prévu de compteurs diffère du nombre réel d'installations)<sup>78</sup>.

---

<sup>73</sup> Plus précisément, l'autorité de régulation s'appuie entièrement sur des données prévisionnelles. Ces données prévisionnelles sont, dans une certaine mesure, obtenues auprès des opérateurs pour des indicateurs de coûts sélectionnés (le nombre de connexions, de sous-stations, de cabines et la longueur du réseau). Les niveaux d'activité prévus sont principalement déterminés par l'autorité de régulation, sur la base de ses prévisions concernant la demande de pointe et les facteurs connexes de développement du réseau (comme le déploiement de pompes à chaleur, d'unités de production décentralisées et de véhicules électriques).

<sup>74</sup> Suite aux préoccupations exprimées par les GRD selon lesquelles les hypothèses de modélisation utilisées par la CWaPE pour prévoir les volumes d'activité anticipés pourraient sous-estimer les niveaux réels d'activité (et de coûts), le régulateur a introduit un mécanisme pour révision potentielle des coûts additionnels dans sa méthodologie finale. Toutefois, un GRD ne peut demander une telle révision que si (i) la variation annuelle de la charge de pointe et (ii) le niveau total de la charge de pointe annuelle sont supérieurs de 10 % aux prévisions ex ante de la CWaPE. CWaPE (2023), *Méthodologie*, pp. 8 & 42-43.

<sup>75</sup> Dans la pratique, la CWaPE prend les coûts unitaires de chaque GRD comme donnés ou applique un objectif d'efficacité arbitraire aux coûts unitaires.

<sup>76</sup> La CWaPE a déclaré que l'objectif de ce mécanisme d'ajustement des recettes était de faciliter les investissements liés à la transition énergétique et que la procédure de demande exigeait des GRD qu'ils soumettent des analyses de rentabilité initiales détaillées et des rapports annuels de suivi. Voir CWaPE (2021), « *Méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023* », 2 septembre, pp. 7 et 19-24.

<sup>77</sup> CWaPE (2023), *Méthodologie*, p. 23.

<sup>78</sup> CWaPE (2023), *Méthodologie*, pp. 92-93.

#### 4.4 Problème avec l'approche de BRUGEL : une charge déclarative complexe et inutile

Comme indiqué en section 2.3, un des avantages d'un modèle « revenue cap » TOTEX bien conçu est que les coûts sont traités via un mécanisme relativement simple. Dès lors, même si la détermination ex ante du revenu autorisé requiert une analyse détaillée, les opérateurs se voient accorder une plus grande autonomie opérationnelle pour atteindre les objectifs établis au début de la période tarifaire. C'est pourquoi les propositions de BRUGEL en matière de détermination des coûts additionnels, et les obligations de reporting associées, sont incohérentes avec les principes d'un cadre de régulation « revenue cap » TOTEX. Les problèmes liés à la charge réglementaire résultant du reporting intra-période des coûts additionnels et à leur évaluation ex ante sont décrits dans les sections ci-dessous.

##### 4.4.1 Suivi intra-période

Dans un cadre de régulation « revenue cap » TOTEX bien conçu, la nécessité d'un contrôle permanent des performances concernant les coûts additionnels devrait être réduite, car le régulateur s'appuie sur une allocation de dépenses ex ante déterminée avec précision pour inciter les GRD à opérer efficacement (et, ce faisant, à révéler des informations sur leurs niveaux de coûts efficaces et les pressions exercées sur les coûts pour la période tarifaire à venir). C'est pourquoi, dans le cadre d'un régime « revenue cap », les opérateurs disposent d'une juste marge de manœuvre quant à la meilleure façon de mener leurs activités.

BRUGEL indique que Sibelga doit fournir un état des lieux annuel détaillé sur les différents projets additionnels approuvés, exigeant de Sibelga qu'elle (i) mette à jour le business case pluriannuel des coûts et bénéfices du projet et son évaluation de la rentabilité de celui-ci ; (ii) fasse le point sur l'état d'avancement de la mise en œuvre des projets ; et (iii) explique tout écart observé entre les coûts prévus et les coûts budgétés du projet<sup>79</sup>.

Les exigences de BRUGEL en matière de reporting sont inutilement excessives et résultent du fait qu'il n'a pas développé une méthodologie robuste d'évaluation des coûts additionnels en premier lieu. Ces exigences de reporting ne sont pas cohérentes avec les objectifs d'une approche « revenue cap » et s'apparentent davantage au type de micro-management réglementaire auquel on pourrait s'attendre dans le cadre de son ancien régime cost plus.

L'obligation de déclaration annuelle proposée contredit deux des objectifs déclarés de BRUGEL pour sa méthodologie, en ce que (i) elle *augmente* la charge et la complexité du reporting annuel de Sibelga concernant les coûts additionnels ; et (ii) elle le fait pour la

---

<sup>79</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 7.2.2.2.

catégorie précise de coûts que BRUGEL a déclaré vouloir faciliter et encourager (c'est-à-dire les investissements liés à la transition énergétique)<sup>80</sup>.

En outre, lorsque des opérateurs se sont révélés historiquement efficaces, les régulateurs et les autorités judiciaires ou administratives compétentes en matière économique ont encouragé ces entreprises en leur offrant des avantages procéduraux supplémentaires, tels qu'une réduction des charges de contrôle et de régulation<sup>81</sup>. Comme indiqué à la section 3.3, Sibelga a été identifiée comme efficace dans la dernière évaluation comparative réalisée pour la CWaPE et BRUGEL n'a pas présenté d'éléments démontrant son inefficacité.

#### 4.4.2 Détermination ex ante du « revenue cap »

BRUGEL n'a pas suivi les bonnes pratiques en matière de travail détaillé de recherche, d'analyse empirique et de consultation de l'industrie et des parties prenantes pour développer en amont un modèle robuste d'évaluation des coûts additionnels ex ante (tel que discuté dans la section 4.2). Au lieu de cela, le régulateur impose à Sibelga seule la charge de justifier les dépenses demandées et de fournir un business case avec ce que le régulateur appelle une analyse exhaustive des coûts additionnels nets<sup>82</sup> du projet.

L'analyse du business case demandée est excessive, exhaustive et complexe. Elle requiert de Sibelga qu'elle spécifie des scénarios factuels et contrefactuels (« *as-is* et *to be* »), qu'elle conduise une analyse coûts-bénéfices détaillée pour chaque projet sur une base prévisionnelle, qu'elle fournisse le détail des OPEX et CAPEX et des revenus attendus sur base annuelle, et qu'elle réalise une évaluation globale de la rentabilité, une analyse de sensibilité, une évaluation des risques et une prévision de l'impact sur les tarifs et la base d'actifs régulés (« RAB »)<sup>83</sup>. BRUGEL demande d'autres séries d'analyses pour les projets liés aux compteurs intelligents, y compris une évaluation des coûts unitaires attendus des compteurs et de l'infrastructure numérique connexe, un exercice de comparaison par rapport aux projets de compteurs intelligents dans d'autres régions ou pays, et des scénarios de déploiement attendus pour l'infrastructure et les technologies de transition énergétique connexes (comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur) et pour les services connexes qui se rapportent au déploiement des compteurs. La charge administrative excessive imposée à Sibelga pour justifier les coûts additionnels n'est compensée par aucun des avantages que la méthodologie proposée par BRUGEL est censée offrir.

---

<sup>80</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 13.

<sup>81</sup> Par exemple, l'Ofwat a toujours encouragé les entreprises qu'il considérait comme ayant des business plans ambitieux et bien justifiés par des déterminations accélérées des revenus autorisés et des récompenses financières de +0,2 à +0,35 % de retour sur fonds propres réglementaires (RORE). Ofwat (2017), « Delivering Water 2020 : Our final methodology for the 2019 price review », décembre, disponible à l'adresse suivante : <https://www.ofwat.gov.uk/ib-2813-change-to-ofwats-price-review-process/>.

<sup>82</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 20.

<sup>83</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, pp. 40-42.

Bien que l'autorité de régulation indique que le cadre de déclaration minimale n'est pas encore finalisé<sup>84</sup>, les informations décrites ci-dessus sont le *minimum* requis pour appuyer la demande ex ante.

Les informations demandées par BRUGEL à Sibelga dans les dossiers de demande de projet sont également distinctes et viennent en sus des plans de développement annuels de Sibelga. Ces plans de développement sont des documents formels de planification quinquennale<sup>85</sup>. Le plan de développement doit faire l'objet d'une consultation publique, d'un examen par BRUGEL et d'une approbation par le gouvernement (sur base de l'avis du régulateur). BRUGEL n'a pas justifié la nécessité de créer un processus supplémentaire, voire parallèle, en dehors de ce cadre central du plan de développement.

Les plans de développement de Sibelga sont alimentés par des obligations légales, telles que les objectifs publics de déploiement de compteurs intelligents<sup>86</sup>. Vu le mandat législatif sur le déploiement des compteurs intelligents, BRUGEL n'explique pas pourquoi il demande une justification supplémentaire à l'opérateur concernant le business case de ces projets, ainsi qu'une quantification supplémentaire des bénéfices attendus (alors qu'il s'agit d'un objet de politique publique).

En Allemagne, il existe un processus similaire, dans le cadre duquel les GRT doivent se coordonner pour élaborer des plans nationaux d'expansion du réseau, plans qui font également l'objet d'une consultation publique, d'un examen par l'autorité de régulation et d'une approbation par le gouvernement. Contrairement à l'approche de BRUGEL, la Bundesnetzagentur a utilisé les plans d'expansion du réseau préapprouvés par les GRT comme base pour approuver les ajustements de revenus en cours de période (dans le cadre d'une mesure similaire d'ajustement des coûts additionnels sur présentation d'une demande)<sup>87</sup>. De cette manière, la Bundesnetzagentur a simplifié la planification régulatoire et la procédure d'évaluation en un seul processus global, en notant ce qui suit :

---

<sup>84</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 20.

<sup>85</sup> Les plans de développement fournissent un cadre de planification stratégique complet et communément accepté, avec une spécification détaillée du niveau d'investissements que Sibelga prévoit de réaliser pour atteindre ses objectifs. Par exemple, le plan de développement du réseau comprend la stratégie de Sibelga pour gérer la transition énergétique et les prévisions d'investissements et d'adaptation du réseau qui en résultent (par exemple, le nombre de compteurs intelligents à installer par an, la longueur du réseau à ajouter ou à renforcer).

<sup>86</sup> Sibelga (2023), « De ontwikkelingsplannen elektriciteit en gas 2024-2028 », 12 mai, section 2.2.

<sup>87</sup> La « mesure d'investissement » telle que décrite par le gouvernement fédéral allemand (2007), « Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) », tel qu'amendé, article 23.



*Si un projet d'investissement dans le cadre du plan de développement du réseau d'électricité ou de gaz a été confirmé par l'Agence fédérale des réseaux, la Chambre de décision considère qu'il existe un besoin d'extension du réseau d'approvisionnement en énergie basée sur les besoins.*

*Inversement, afin d'éviter que l'analyse plus complète des besoins dans le plan de développement du réseau ne soit contournée, il est important d'éviter un examen parallèle dans le cadre des demandes d'approbation des mesures d'investissement... [texte original en allemand].*

Bundesnetzagentur (n.d.), "Notwendigkeit der Maßnahmen nach § 23 Abs. 1 ARegV<sup>88</sup>.

#### 4.5 Problème avec l'approche de BRUGEL : un périmètre des coûts pris en compte insuffisant et rigide

Comme indiqué dans la section 3.2, BRUGEL indique que tous les coûts IT sont inclus dans les coûts BAU gérables retraités et sont donc exclus des coûts additionnels<sup>89</sup>, de sorte que le montant fixe de 3 M€ par an est la seule provision faite pour des dépenses additionnelles d'IT. BRUGEL soutient que cela devrait être suffisant pour permettre à Sibelga de financer tout nouveau projet lié à la transformation numérique (par exemple, le développement des smartgrid)<sup>90</sup>.

Comme le montre la section 3.4, les OPEX BAU gérables retraitées fixées aboutiront à autoriser des dépenses IT *inférieures* aux dépenses historiques de Sibelga. Il existe donc par construction un déficit de financement pour toute OPEX IT additionnelle, même si ces coûts sont encourus efficacement.

Ce déficit sera exacerbé par le fait que cette allocation de 3 M€ devra couvrir à la fois les OPEX et les CAPEX informatiques qui s'ajoutent aux coûts BAU, alors que les CAPEX BAU ne prennent déjà pas en compte les récents investissements en logiciels informatiques<sup>91</sup>. Elle ne couvrira donc pas non plus les futurs coûts additionnels liés aux logiciels.

Si BRUGEL n'est pas en mesure de déterminer de manière robuste les coûts IT efficaces de Sibelga *ex ante*, il devrait mettre en œuvre un mécanisme flexible qui permet de prendre en compte les éventuels coûts additionnels au moment où les dépenses sont encourues.

---

<sup>88</sup> Comme décrit sur le site web de l'autorité de régulation, dans son résumé des critères pris en compte dans le cadre de la mesure d'investissement, disponible à l'adresse suivante : Bundesnetzagentur, « Notwendigkeit der Maßnahmen nach § 23 Abs. 1 ARegV », [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4\\_73\\_InvestM/LeitfadenAntragInv/Wegweiser\\_Notwendigkeit\\_TXT.html?nn=933098](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_73_InvestM/LeitfadenAntragInv/Wegweiser_Notwendigkeit_TXT.html?nn=933098) (dernier accès le 7 août 2023). Il convient de noter que c'est l'approche que le régulateur a choisi de suivre dans la pratique - le plan d'expansion du réseau n'était pas juridiquement contraignant pour l'approbation de l'investissement concerné.

<sup>89</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 21.

<sup>90</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 45.

<sup>91</sup> BRUGEL indique qu'à partir de 2020, seuls les coûts du matériel informatique sont pris en compte dans les CAPEX BAU. Voir BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 21.

C'est l'approche retenue par la Bundesnetzagentur. Sur la base d'un mécanisme de majoration des coûts des investissements en capitaux décrit dans la méthodologie prévue par la loi (ARegV)<sup>92</sup>, l'autorité de régulation approuve des ajustements en cours de période pour les nouveaux investissements, au moment où ils sont effectués, qui s'ajoutent aux budgets historiques pour couvrir le coût des investissements. Ces investissements peuvent inclure du nouveau matériel informatique ou des logiciels<sup>93</sup>. La Bundesnetzagentur vérifie les nouveaux coûts d'investissement et en évalue l'efficacité ex post, au moment du réexamen pour la période tarifaire suivante<sup>94</sup>.

Indépendamment du mécanisme précis utilisé, les exigences accrues en matière de gestion et de traitement des données auxquelles les GRD seront confrontés en raison de l'accélération du déploiement des compteurs intelligents et de la surveillance en temps réel du réseau (pour la gestion de l'offre et de la demande) nécessiteront un mécanisme de financement supplémentaire permettant de procéder aux adaptations nécessaires du réseau. Ce mécanisme doit être flexible et suffisant pour permettre aux GRD d'adopter des pratiques informatiques efficaces et de gérer et traiter de façon adéquate les quantités accrues de données qu'impose la transformation numérique.

Nous comprenons que SMARTRIAS fonctionne comme un système de compensation fédéral indépendant et que son budget opérationnel pour la prochaine période tarifaire (ou du moins le plafond de ce budget) n'a pas encore été déterminé. Si SMARTRIAS devait donc encourir des dépenses supérieures au montant fixe de 6,4 M€ par an prévu par BRUGEL, il n'y aurait aucun moyen de récupérer ces coûts. Nous comprenons que la plateforme SMARTRIAS devra également être mise à niveau à l'avenir, ce qui n'est pas non plus couvert par le mécanisme de coûts additionnels ni par les allocations OPEX BAU révisées.

Étant donné que Sibelga n'a qu'un contrôle limité sur les coûts opérationnels de SMARTRIAS<sup>95</sup>, ces coûts devraient être pris en compte soit dans le cadre d'un mécanisme

---

<sup>92</sup> Gouvernement fédéral allemand (2007), « Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) », article 10a. Voir également Bundesnetzagentur (2021), « Hinweispapier zum Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV », avril.

<sup>93</sup> Bundesnetzagentur (2021), « Hinweispapier zum Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV », avril, pp. 5-6. Il convient de noter que le mécanisme couvre les centres de coûts correspondant aux activités nécessaires sur le plan opérationnel. Ces centres de coûts, y compris les coûts IT, sont décrits dans les documents suivants : gouvernement fédéral allemand (2005), « Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV) », tel que modifié, annexe 2 (à l'article 13) et gouvernement fédéral allemand (2005), « Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV », tel que modifié, annexe 2 (à l'article 12, paragraphe 1).

<sup>94</sup> Le résumé de la Bundesnetzagentur sur le « revenue cap » individuel (et les ajustements afférents) est disponible sur son site web : Bundesnetzagentur, « Individuelle Erlösbergrenze », <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html#|AnpassEOG> (consulté pour la dernière fois le 7 août 2023).

<sup>95</sup> Étant donné que SMARTRIAS est la copropriété des GRD opérant en Belgique (en Wallonie, en Flandre et à Bruxelles) et qu'elle fonctionne comme une entité autonome qui fournit un service à ces GRD, Sibelga a un rôle limité dans la détermination et la limitation de son budget opérationnel.

de coûts additionnels plus flexible, soit dans le cadre d'un mécanisme distinct de gestion des coûts non-gérables.

BRUGEL indique également que seul le coût de l'équipement de comptage intelligent installé chez le consommateur sera considéré comme un coût d'*investissement* éligible dans le cadre du mécanisme de coûts additionnels<sup>96</sup>. Il n'est donc pas clair, dans la rédaction actuelle du projet de méthodologie tarifaire, si BRUGEL exclut complètement les coûts non-liés à l'équipement (tels que les coûts de communication des données et autres coûts annexes comme le nettoyage et/ou la remise en état de l'installation de comptage avec des équipements de protection) du mécanisme de coûts additionnels, ou s'il ne fait qu'indiquer que ces coûts n'ont pas vocation à être capitalisés mais peuvent être demandés comme OPEX additionnelles.

La première interprétation, à savoir l'exclusion complète des coûts non-liés à l'équipement du mécanisme de coûts additionnels, pose question<sup>97</sup>. En effet, BRUGEL n'a pas justifié pourquoi ces coûts pourraient être exclus du mécanisme. Nous comprenons qu'il s'agit de coûts inévitables qui augmentent proportionnellement au nombre de compteurs déployés. Ces coûts sont également liés à un mandat législatif pour le déploiement des compteurs intelligents. Étant donné que le régulateur ne prévoit pas d'autre mécanisme par lequel ces coûts pourraient être récupérés, nous ne voyons aucune raison a priori pour laquelle BRUGEL choisirait de les exclure du mécanisme de coûts additionnels.

#### 4.6 Problème avec l'approche de BRUGEL : des spécifications ambiguës ou mal définies

Deux autres éléments clés de l'évaluation et du processus de gestion des coûts additionnels sont ambigus ou indéfinis : (i) les critères sur la base desquels BRUGEL évaluera si un projet est éligible au mécanisme des coûts additionnels ; et (ii) les critères pour un éventuel réexamen (et une révision) des coûts additionnels précédemment autorisés. Cela crée une incertitude supplémentaire pour Sibelga quant à la mesure dans laquelle elle pourra récupérer les coûts efficacement encourus.

##### 4.6.1 Critères d'éligibilité

BRUGEL a déterminé que, pour qu'un projet (ou groupe de projets)<sup>98</sup> puisse être pris en considération dans le cadre du mécanisme des projets significatifs, il doit :

- engager des coûts supérieurs à un seuil de 3 M€ (les projets de partage de l'énergie sont les seuls coûts additionnels qui ne sont pas tenus d'atteindre ce seuil) ;

<sup>96</sup> BRUGEL indique en effet que « 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 [...] ». BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 40.

<sup>97</sup> La deuxième interprétation (à savoir que ces coûts seront pris en compte en tant qu'OPEX additionnelles) ne serait pas problématique, dans la mesure où ces coûts sont, par nature, des coûts opérationnels.

<sup>98</sup> La méthodologie indique que plusieurs projets peuvent être regroupés.

- avoir une portée supplémentaire par rapport aux coûts BAU<sup>99</sup>.

Nous présentons ci-dessous nos deux principales préoccupations concernant les critères d'éligibilité proposés.

**Tout d'abord**, BRUGEL ne précise pas si le seuil concerne les coûts annuels ou les coûts totaux du projet, s'il doit être calculé sur la base des dépenses d'investissement réelles ou des coûts d'amortissement qui en découlent, ni si les coûts pertinents sont ceux encourus au cours de la période tarifaire ou sur la durée de vie totale du projet. BRUGEL n'explique pas non plus sur quelle base le seuil a été fixé (qui serait injustement élevé s'il était évalué sur la base des coûts annuels : voir ci-dessous).

La préoccupation principale est que si le seuil proposé par BRUGEL est déterminé sur la base des coûts annuels du projet, cela fixerait des exigences très élevées qui pourraient exclure des projets individuels représentant une part significative de la base de coûts de Sibelga. A titre d'illustration, par rapport aux coûts totaux récents de Sibelga en 2022 (en leur appliquant l'inflation pour refléter les prix de 2025), le seuil de 3 M€ représente 2,2 % des coûts totaux annuels du segment électricité de Sibelga et 3,5 % des coûts du réseau gazier<sup>100</sup>.

Cela implique un seuil beaucoup plus strict que ce qui serait considéré par d'autres régulateurs pour de tels ajustements de coûts. Par exemple, en Allemagne, dans le cadre du mécanisme comparable de coût additionnel qui était appliqué historiquement<sup>101</sup>, le régulateur a considéré qu'une augmentation de 0,5 % du coût total par an était significative<sup>102</sup>. De même, l'Ofgem a envisagé un seuil de 0,5 % pour les mécanismes (applicables à des opérateurs pris individuellement) d'ajustement des coûts relatifs à des projets spécifiques<sup>103</sup>. Cependant, de nombreux coûts additionnels sont automatiquement pris en compte dans les coûts autorisés (indépendamment de leur importance) grâce à l'évaluation prospective de la composante TOTEX ex ante réalisée par l'Ofgem et à ses mécanismes de gestion des incertitudes applicables aux investissements.

**Deuxièmement**, BRUGEL n'a pas non plus précisé ce qu'il entend par « *avoir une portée supplémentaire* » par rapport aux coûts BAU gérables. Cette ambiguïté crée une incertitude quant à la mesure dans laquelle Sibelga pourra récupérer les amortissements

---

<sup>99</sup> BRUGEL (2023), *Projet de méthodologie tarifaire*, p. 40.

<sup>100</sup> Les coûts totaux sont ici considérés comme la somme des coûts opérationnels et des amortissements de Sibelga en 2022 par segment, en prix courants, gonflés aux prix de 2025 sur la base de l'IPC prévu par le Bureau fédéral du Plan pour 2023 et 2024 et en supposant une inflation de 2 % pour 2025, soit l'objectif de la Banque centrale européenne (année pour laquelle des prévisions nationales équivalentes ne sont pas encore disponibles).

<sup>101</sup> Il convient de noter que ce mécanisme faisait partie de la méthodologie tarifaire antérieure et qu'il a depuis été remplacé par un mécanisme d'ajustement des coûts des investissements en cours de période, appelé surcharge (qui n'utilise plus un seuil d'importance).

<sup>102</sup> Ces augmentations de coûts devaient être spécifiquement liées à des augmentations de l'élément de coût contrôlable, ce qui permettait de prendre en compte les coûts totaux après déduction des coûts non contrôlables. Gouvernement fédéral allemand (2007), « *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)* », tel que modifié, article 10 et annexe 2 (à l'article 10).

<sup>103</sup> Voir Ofgem (2022), « *RIIO-ED2 Final Determinations Core Methodology Document* », novembre, section 3.

additionnels sur les investissements réalisés efficacement (comme discuté dans la section 3.5).

#### 4.6.2 (Ré)évaluation ex post potentielle

BRUGEL a déclaré pouvoir (ré)examiner et éventuellement réviser les coûts d'un projet spécifique en deux occasions :

- ex ante : au moment de la demande initiale, sur la base de l'analyse du business case (comme discuté en section 4.2) ;
- ex post : le régulateur se réserve le droit de procéder à un réexamen ex post et à une révision éventuelle des coûts précédemment acceptés (dans ce cas, Sibelga peut être amenée à introduire une nouvelle demande pour les coûts du projet)<sup>104</sup>.

BRUGEL précise qu'un réexamen des coûts ex post peut être effectué si le régulateur a des doutes sur le fait que le budget précédemment autorisé puisse ne plus répondre aux objectifs de la méthodologie, à ses critères de caractère raisonnable des dépenses, ou générer des profits indus<sup>105</sup>. Au titre des critères de caractère raisonnable, BRUGEL précise deux paramètres qu'il prendrait en compte pour un tel réexamen : (i) si les coûts encourus présentent des variations injustifiées par rapport aux coûts historiques du GRD ; et (ii) si les coûts ne sont pas en ligne avec le « prix du marché » (en référence à la comparaison des coûts par rapport à d'autres entreprises ayant des activités similaires)<sup>106</sup>.

La préoccupation la plus immédiate est que Sibelga peut être confrontée à une potentielle double évaluation des coûts additionnels d'un projet. En soi, cela n'est pas compatible avec une régulation incitative, car cela crée un risque unilatéral pour l'opérateur de voir sa marge de surperformance réduite ex post sans justification.

Comme pour l'évaluation ex ante des surcoûts, les critères sur lesquels se fondera un éventuel réexamen ex post sont également énoncés de manière générale, avec peu d'indications sur les paramètres (et l'appréciation des éléments de preuve) que l'autorité de régulation prendrait en considération.

Par exemple, BRUGEL n'a pas défini comment il déterminera si un projet a donné lieu à des « profits indus », ni comment il fera la distinction entre les effets d'aubaine potentiels et les simples économies de coûts résultant de gains de productivité. Le régulateur dispose donc d'une marge de manœuvre importante pour utiliser son pouvoir d'appréciation subjectif afin d'entamer un tel examen. Avec une potentielle double évaluation des coûts additionnels, cela augmente le risque que les coûts encourus de manière efficace ne soient pas autorisés.

---

<sup>104</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 51.

<sup>105</sup> Ces deux considérations empiriques sont énumérées dans l'ensemble plus large des critères de rationalité. Voir BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 51.

<sup>106</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, p. 111.

Comme indiqué dans les sections 3.3 et 4.3, la principale lacune de la méthodologie proposée par le régulateur est qu'il n'a pas élaboré un modèle d'évaluation robuste pour déterminer les besoins en dépenses efficaces de Sibelga et anticiper leur évolution future. Le régulateur n'a donc pas encore développé les outils nécessaires à partir desquels une telle évaluation devrait être faite.

Nous recommandons donc que BRUGEL développe d'abord un cadre d'analyse robuste pour évaluer les coûts additionnels, et qu'il détaille la méthodologie de manière claire et transparente avant qu'elle n'entre en vigueur. Nous avons exposé quelles étaient les bonnes pratiques quant aux caractéristiques d'un tel cadre (assurer la certitude et la clarté de l'évaluation, maintenir les incitations à l'efficacité, la flexibilité et la réduction de la charge administrative). Il existe de nombreux précédents réglementaires sur lesquels BRUGEL peut s'appuyer, y compris, mais sans s'y limiter, les exemples fournis ci-dessus (concernant les approches récentes en Wallonie, en Allemagne et au Royaume-Uni).

Un cadre d'évaluation prédéfini permettra au régulateur, dès lors, de réduire la charge excessive et permanente de reporting qui pèse sur l'opérateur. Sur cette base, BRUGEL devrait pouvoir procéder à sa propre évaluation du niveau des coûts additionnels efficaces attendus et n'exiger de Sibelga qu'un sous-ensemble spécifique et prédéfini d'informations.



### Encadré 5.1 Résumé des problématiques et recommandations

Nous avons identifié les erreurs suivantes concernant la structure des KPIs proposés par BRUGEL.

**BRUGEL a attribué un poids disproportionné aux KPIs smart par rapport aux KPIs plus conventionnels.** Les interruptions d'approvisionnement représentent la tâche principale d'un GRD (transporter l'énergie de manière fiable) et ont un impact tangible sur les consommateurs, tandis que les KPIs smart représentent une nouvelle technologie / méthode de travail. La proposition de BRUGEL est préoccupante car les KPIs smart sont beaucoup plus complexes et n'ont pas encore été clairement définis. Les régulateurs qui offrent des incitations sur les KPIs smart attribuent généralement un poids nettement inférieur à ceux-ci ou ne leur accordent aucun poids, même lorsqu'ils ont été conçus clairement et ont fait l'objet d'une consultation.

**BRUGEL n'a pas apporté la preuve que les objectifs de performance du service sont réalisables au moyen des TOTEX accordés ex ante.** Etant donné que les imperfections de la méthodologie d'évaluation des coûts sont susceptibles de résulter en une sous-estimation significative des coûts efficaces de Sibelga au cours de la prochaine période tarifaire (voir sections 3 et 4), il existe un risque que Sibelga ne puisse pas atteindre les objectifs de coût ou de performance.

**La décision de BRUGEL de supprimer le plafonnement à 0 du malus global sur les performances du service ne tient pas compte des autres risques sous-jacents à la façon dont sont déterminées les incitations via KPIs et au cadre réglementaire global proposé par BRUGEL.** Dans l'absolu, pour autant que le cadre réglementaire soit bien conçu, il serait approprié que Sibelga pâtisse au global d'un malus en cas de mauvaise performance du service. Cependant, si BRUGEL ne remédie pas aux imperfections de ses propositions actuelles concernant les KPIs, maintenir une protection globale en matière de performance du service peut atténuer le risque d'infliger à Sibelga des pénalités injustes.

**Ce que nous recommandons suite à notre évaluation.**

Nous recommandons à BRUGEL de veiller à ce que les KPIs qu'il propose soient transparents et réalisables au moyen des TOTEX accordés ex ante. Notamment, en ce qui concerne les KPIs smart (qui sont nouveaux et

expérimentaux), il serait plus proportionné de contrôler ces KPIs avec des incitations financières limitées, voire nulles, de consolider les preuves empiriques et de se concerter sur la pertinence d'intégrer ces KPIs dans les périodes tarifaires futures, et si oui, d'étudier comment les intégrer. Bien que des incitations non-financières, telles que des incitations réputationnelles, puissent être envisagées pour les KPIs smart au cours de cette phase d'introduction, elles nécessiteraient également des orientations et des consultations claires avant leur mise en œuvre.

Source : Oxera.

---

### 5.1 Structure des KPIs : quelles sont les bonnes pratiques réglementaires ?

Les consommateurs et la société plus généralement attendent des GRD qu'ils fournissent un service de haute qualité à un prix efficace. Si un modèle robuste d'évaluation des coûts peut inciter les GRD à opérer de manière efficace (conduisant ainsi à des tarifs plus bas à moyen et long terme), il existe un risque que les GRD réduisent leurs dépenses en réduisant la qualité de service ou en compromettant la résilience à long terme du réseau, à moins que des mécanismes appropriés ne soient mis en place. Par conséquent, les régulateurs incitent généralement à la fois sur les coûts (par le biais de la méthode d'évaluation des coûts) et sur la performance du service. Cela inclut la prise en compte des investissements nécessaires pour renforcer le réseau et pour améliorer la performance du service. Les incitations à la performance du service peuvent être soit financières <sup>107</sup>, soit réputationnelles.

Lorsqu'ils déterminent des objectifs de performance et conçoivent des incitations appropriées pour les atteindre, les régulateurs devraient prendre en compte les éléments suivants :

- Les incitations ne devraient être appliquées qu'aux indicateurs de la qualité de service qui ont un impact clair sur les consommateurs (par exemple, les interruptions d'approvisionnement, la satisfaction des clients), ou aux indicateurs qui sous-tendent des objectifs sociaux plus larges (par exemple, atteindre l'objectif de neutralité carbone). Mettre des incitations sur un nombre excessif d'indicateurs de la qualité de service qui sont moins pertinents pour les intérêts des consommateurs ou de la société peut ajouter une complexité inutile au régime réglementaire et rendre difficile (voire infaisable) un calibrage approprié des incitations.
- Dans le même ordre d'idées, la force de l'incitation (par exemple, le niveau maximal des récompenses et des pénalités) doit être fonction de la valeur que

---

<sup>107</sup> Les incitations financières peuvent être déterminées soit en valeur monétaire (c'est-à-dire via des paiements directs), soit en ajustement de la marge équitable (c'est-à-dire via un ajustement du coût moyen pondéré du capital).

les consommateurs attribuent à l'indicateur de la qualité de service. Par exemple, il serait inapproprié d'appliquer des incitations fortes (par exemple, des récompenses et des pénalités importantes) à des indicateurs qui ont un impact minime sur les consommateurs.

- Les incitations doivent être appliquées à des indicateurs facilement quantifiables, et la quantification doit être suffisamment transparente pour que le GRD et les autres parties prenantes comprennent exactement quel est le niveau de performance requis.
- Les incitations doivent être appliquées aux indicateurs de service sur lesquels l'entreprise a une influence. Par exemple, certaines interruptions d'approvisionnement peuvent être dues au terrorisme, à des conditions météorologiques extrêmes ou à des événements extérieurs, et il peut être inapproprié de pénaliser un GRD si un tel événement se produit (ou de récompenser un GRD si un tel événement ne se produit pas).
- Les objectifs de performance et les taux d'incitation doivent être calibrés en fonction des cibles de dépenses afin de s'assurer que la combinaison coûts/performance soit réalisable.

## 5.2 Quelle est la structure des KPIs proposés par BRUGEL pour la prochaine période de régulation ?

BRUGEL a proposé de fixer des objectifs de performance du service à partir de KPIs relatifs aux interruptions d'approvisionnement, au comptage intelligent et à la « smartisation » du réseau<sup>108</sup>. Le Tableau 5.1 ci-dessous présente les incitations financières minimales et maximales pour chacun de ces domaines.

Tableau 5.1 Fourchettes d'incitations

Jeu d'indicateurs	KPI	Electricité	Gaz
Indicateurs sur la qualité de service	Tous	De -20 k€ à + 40 k€	De -5 k€ à + 10 k€
	KPI_1	-150 bps à + 150 bps	N/A
Compteurs intelligents	KPI_2	De -445 k€ à + 445 k€.	N/A
	KPI_3	De -174 k€ à +174 k€.	N/A
Smartgrid	Tous	De -904 k€ à + 904 k€.	N/A

Source : BRUGEL (2023), « Projets de méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité et de gaz actif en région bruxelloise pour la période 2025-2029 : Partie 1 : Modèle de régulation et cadre réglementaire », juin, p. 76.

<sup>108</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, juin, section 12.

Dans la méthodologie tarifaire précédente, Sibelga était protégée contre les sous-performances en matière de qualité de service, c'est-à-dire que le malus global sur les KPIs en question était plafonné à 0. BRUGEL propose de supprimer cette protection de façon à ce que Sibelga puisse subir un malus global.

**Nous considérons que BRUGEL n'a pas présenté les preuves empiriques nécessaires pour justifier ces fourchettes d'incitations et ces objectifs de performance.**

Dans cette section, nous examinons la structure des KPIs proposés par BRUGEL, en nous concentrant sur les points suivants :

- La section 5.3 évalue le poids relatif inapproprié accordé aux KPIs smart (c'est-à-dire les KPIs relatifs aux compteurs intelligents et à la « smartisation » du réseau).
- La section 5.4 met en évidence la non-reconnaissance et l'incapacité de la méthodologie à prendre en compte les coûts additionnels liés à l'amélioration des services.
- La section 5.5 évalue l'impact de la suppression de la protection contre une pénalité globale en matière de performance du service.

5.3 Problème avec l'approche de BRUGEL : pondération inéquitable des KPIs smart  
Les fourchettes d'incitations proposées par BRUGEL, présentées dans le Tableau 5.1, montrent que les bonus et malus maximaux pour les KPIs smart sont nettement plus élevés que ceux associés aux KPIs conventionnels. En effet, les KPIs smart pour lesquels des valeurs monétaires sont utilisées (par opposition à ceux reposant sur des ajustements de la marge équitable) sont environ 38 fois plus importants que les valeurs monétaires attachées aux KPIs conventionnels. Nous estimons qu'une telle différence de pondération est excessive pour deux raisons.

**Tout d'abord**, la tâche principale d'un GRD est de distribuer l'énergie aux consommateurs. Par conséquent, une interruption d'approvisionnement représente une défaillance du GRD dans l'accomplissement de son rôle principal et entraîne un préjudice clair et tangible pour les consommateurs. C'est pourquoi plusieurs régulateurs européens (dont la CWaPE, la VREG et la Bundesnetzagentur) ne font porter les incitations financières, en matière de qualité de service, que sur les interruptions d'approvisionnement.

Les régulateurs qui prévoient des incitations pour les KPIs smart leur accordent généralement un poids nettement inférieur à celui des KPIs plus conventionnels. Par exemple, l'Ofgem fixe des objectifs de performance sur une série d'indicateurs, dont la satisfaction des clients, les KPIs relatifs au réseau et la transformation numérique. Dans sa décision la plus récente, le bonus maximal lié à la transformation numérique était compris entre 2,3 M€ et 4,7 M€ (selon le GRD), tandis que le bonus maximal pour les interruptions

d'approvisionnement était compris entre 8,6 M€ et 18,3 M€<sup>109</sup>. En d'autres termes, les KPIs conventionnels se sont vus attribuer un poids plus important dans la détermination du paiement incitatif global.

**Deuxièmement**, les KPIs smart proposés par BRUGEL sont nouveaux pour la période tarifaire à venir : ces KPIs n'ont pas été appliqués au cours des périodes précédentes, pas plus qu'ils n'ont été mis en place dans les autres régions belges. De plus, BRUGEL n'a présenté aucune preuve démontrant que les objectifs proposés sont réalisables ou calibrés de manière appropriée. Compte tenu de ce manque de preuves, il existe un risque évident que Sibelga réalise des pertes ou des gains inattendus sur les KPIs smart en raison de l'incapacité de BRUGEL à fixer des objectifs précis, plutôt que de récompenser ou de pénaliser des performances réellement bonnes ou mauvaises. Dès lors, la réduction du poids global des KPIs smart est nécessaire pour atténuer ce risque accru.

En outre, les KPIs smart proposés sont, à tous points de vue, beaucoup plus complexes que les KPIs de base. Par exemple, un des KPIs relatifs au déploiement de compteurs intelligents communicants est défini comme suit :

$$KPI = \min \left( \alpha * \frac{CC}{Nsm}, 100 \right)$$

où :

- $\alpha$  est égal à 1 si toutes les interfaces de communication informatiques sont installées et opérationnelles, et à 0 si au moins une chaîne de communication est manquante ;
- $CC$  est la capacité des interfaces IT, définie comme le nombre maximal de compteurs intelligents que les interfaces sont capables de gérer ;
- $Nsm$  est le nombre de compteurs intelligents.

Le seul paramètre clair et mesurable dans cette formule est le nombre de compteurs intelligents. Malgré l'absence d'indication sur la manière dont ces paramètres doivent être déterminés, BRUGEL peut imposer la pénalité maximale à Sibelga si un audit indépendant détermine que le KPI renseigné n'est pas fiable ou si Sibelga ne renseigne pas le KPI dans le délai imparti. De même, nous constatons que les KPIs relatifs au déploiement du smartgrid ne semblent pas clairement définis à ce stade.

La nature complexe des KPIs relatifs au smartgrid et le manque de clarté des orientations les concernant remettent en question le poids relatif accordé à ces KPIs. Étant donné que les KPIs smart sont nouveaux et expérimentaux, il conviendrait de les contrôler (sans ou avec une incitation financière limitée) au cours de la prochaine période tarifaire, de consolider les données empiriques sur leur évolution et de se concerter sur la manière

---

<sup>109</sup> Voir Ofgem (2022), « RIIO-ED2 Final Determinations Finance Annex », novembre, appendice 7.

dont ils pourraient être mieux conçus pour les périodes tarifaires à venir. Si des incitations non financières, telles que des incitations réputationnelles<sup>110</sup>, pourraient être envisagées pour la période à venir, elles nécessiteront également des orientations et des consultations claires avant d'être mises en œuvre.

#### 5.4 Problème avec l'approche de BRUGEL : une déconnexion coûts–performance

Il est largement admis qu'une entreprise efficace ne peut pas améliorer la qualité de son service sans (i) augmenter ses dépenses ou (ii) réaliser d'autres gains de productivité. Par exemple, un GRD peut réduire la fréquence et la durée des interruptions d'approvisionnement en améliorant l'entretien et la surveillance du réseau, ce qui, de fait, nécessite des dépenses supplémentaires ou une amélioration de la gestion. Comme indiqué dans la section 3.3.2, les informations disponibles exploitées par S&C suggèrent que Sibelga est déjà largement efficace, de sorte qu'une amélioration de la qualité du service nécessitera probablement des dépenses supplémentaires. Au lieu de cela, BRUGEL a réduit les OPEX BAU de Sibelga via des retraitements injustifiés et l'application d'un objectif d'efficacité, tandis que son calcul des CAPEX BAU peut également résulter en un sous-financement.

Il est essentiel que le « revenue cap » et les objectifs des KPIs soient correctement calibrés de manière à ce que les objectifs puissent être atteints avec les moyens fixés tels que fixés ex ante par les TOTEX inclus dans le revenu maximum autorisé. Dans le cas contraire, il existe un risque que Sibelga (ou un hypothétique GRD efficace) ne soit pas en mesure d'atteindre simultanément ses objectifs de KPIs et ses objectifs de coûts (bien justifiés), ce qui conduirait à ce que l'entreprise réalise un bénéfice inférieur au taux de marge équitable. Ce risque n'est pas compatible avec l'objectif de BRUGEL d'assurer une marge équitable sur les investissements de Sibelga. Nous constatons que BRUGEL n'a apporté aucune preuve que ses KPIs sont réalisables avec les moyens octroyés par le revenu maximum autorisé ex ante<sup>111</sup>.

#### 5.5 Problème avec l'approche de BRUGEL : suppression de la protection de l'opérateur sur les KPIs liés au service

Au cours de la période tarifaire précédente, Sibelga ne pouvait pas recevoir de pénalité globale sur les KPIs liés au service. En d'autres termes, si Sibelga pouvait percevoir des revenus supplémentaires en cas de dépassement global des objectifs de qualité de service, elle était protégée d'une pénalité globale. BRUGEL propose de supprimer cette protection et d'exposer Sibelga à une pénalité globale si l'opérateur n'atteint pas les objectifs fixés par BRUGEL.

---

<sup>110</sup> Les incitations réputationnelles peuvent consister à exiger de Sibelga qu'elle publie périodiquement les performances de ses KPIs comparativement aux objectifs appropriés, mais sans incitation financière. De cette façon, ces incitations permettent une meilleure transparence et une meilleure connaissance du public des performances de Sibelga.

<sup>111</sup> Comme certains des KPIs sont liés aux nouvelles technologies, il n'est peut-être pas possible d'entreprendre une telle étude empirique pour tous les KPIs (voir la section 5.3). Toutefois, Sibelga procède à un suivi des interruptions d'approvisionnement depuis plusieurs périodes tarifaires : de fait, une analyse détaillée du lien entre les dépenses et les interruptions d'approvisionnement devrait être réalisable.

Si l'on ne tient pas compte des lacunes concernant la définition des KPIs (telles que décrites dans les sections précédentes), la suppression de la protection globale de l'opérateur par rapport à la performance du service est conforme à la logique économique et aux précédents réglementaires dans d'autres pays ou régions. Toutefois, si BRUGEL ne remédie pas aux défauts de ses propositions actuelles sur les KPIs, cette protection est nécessaire, car :

- aucune analyse ou preuve matérielle n'est présentée par BRUGEL pour montrer que les KPI conventionnels et smart sont réalisables avec les moyens octroyés tels que fixés ex ante par le niveau des TOTEX ;
- rien ne permet d'affirmer que la force des incitations financières correspond à la valeur que les consommateurs accordent au service incité ;
- les KPIs smart ne sont pas clairement définis, alors que les incitations financières totales relèvent principalement de ces KPIs.

Alors que le risque global auquel Sibelga est confrontée en ce qui concerne les KPIs conventionnels est relativement faible (les pénalités maximales sont respectivement de 5 k€ et 20 k€ pour le gaz et l'électricité), le risque est sensiblement plus élevé pour les KPIs smart, puisque les pénalités totales dépassent environ 1,5 M€.

Nous notons que les propositions de BRUGEL sur d'autres aspects de la méthodologie de « revenue cap » aboutissent par ailleurs à augmenter le risque auquel Sibelga est confrontée : il en va ainsi de l'utilisation d'un contrôle des TOTEX et de la suppression du mécanisme de partage des coûts (voir section 6). La suppression du plafond de malus global sur la qualité de service accentue ce risque, et BRUGEL n'a pas examiné en quoi ses propositions augmentent matériellement le risque global auquel Sibelga est confrontée.

## 6 Les mécanismes de gestion de l'incertitude proposés par BRUGEL



### Encadré 6.1 Résumé des problématiques et recommandations

Nos principales préoccupations concernant la proposition de BRUGEL relative aux mécanismes de gestion de l'incertitude sont les suivantes.

La proposition de BRUGEL de supprimer le mécanisme de partage des coûts pour les coûts gérables fait l'économie d'un débat équilibré sur ce qu'un tel mécanisme est censé accomplir. Lorsqu'un régulateur a suivi les bonnes pratiques pour mettre en œuvre sa méthodologie de détermination d'allocation des coûts efficaces, les taux de partage des coûts peuvent fournir des incitations utiles à l'efficacité des coûts. Cependant, même dans ce cas, la nécessité de mettre en place des incitations à l'efficacité doit être mise en balance avec le fait de protéger opérateurs et consommateurs contre les erreurs de prévision inhérentes à une détermination ex ante des TOTEX, et contre les circonstances et facteurs exogènes qui peuvent conduire à des sur- ou sous-performances de la part de l'opérateur.

Vu l'ampleur des erreurs méthodologiques dans les propositions de BRUGEL, le maintien d'un taux de partage des coûts pour les coûts gérables pour la prochaine période tarifaire est d'autant plus critique. En outre, les régulateurs et certaines autorités judiciaires ou administratives compétentes en matière économique ont récemment mis l'accent sur un renforcement des taux de partage pour les entreprises performantes (comme Sibelga, voir section 3.3.2) en leur permettant de conserver une plus grande part de leur surperformance et de supporter une part moindre de leur sous-performance, et leur ont accordé des avantages procéduraux supplémentaires tels qu'une réduction de leur charge administrative.

La proposition de BRUGEL de réduire les revenus autorisés si elle estime que Sibelga a surperformé les TOTEX autorisés en raison d'un prétendu sous-investissement peut fausser les incitations à l'efficacité et faire peser une charge inutile sur Sibelga. Comme indiqué en section 3.3, BRUGEL n'a pas développé un cadre clair permettant d'établir une relation entre les coûts de Sibelga et l'activité et la performance de l'opérateur. Dans un tel contexte, l'intervention proposée par BRUGEL pour réduire le « revenue cap » risque clairement d'être arbitraire.

En outre, l'intervention proposée par BRUGEL génère un risque asymétrique pour Sibelga, dans la mesure où la procédure correspondante pour demander des coûts additionnels suite à un surinvestissement nécessaire (par rapport à ce qui est autorisé ex ante) est plus complexe et soumise à des critères stricts. L'accent mis sur le sous-investissement (c'est-à-dire sur les CAPEX) empêche également Sibelga d'adopter des solutions moins coûteuses (c'est-à-dire plus efficaces) basées sur les OPEX, ce qui incite Sibelga à fonctionner de manière inefficace.

### Ce que nous recommandons suite à notre évaluation.

Nous recommandons à BRUGEL de mettre en place des mécanismes robustes pour protéger Sibelga contre : (i) l'incapacité de BRUGEL de fixer de manière précise les TOTEX ex ante ; (ii) les risques prospectifs connus ; et (iii) les incertitudes futures résiduelles. A défaut, les investissements nécessaires à la transition énergétique seraient compromis et Sibelga aurait moins d'incitations à exploiter un réseau efficace et adapté à la transition énergétique.

Source : Oxera.

---

#### 6.1 Mécanismes de gestion de l'incertitude : quelles sont les bonnes pratiques réglementaires ?

Le travail de détermination des paramètres de la régulation est sujet à d'importants risques et incertitudes, notamment en ce qui concerne l'évaluation des coûts efficaces autorisés. C'est le cas même lorsqu'un régulateur suit les bonnes pratiques et adopte les bonnes méthodologies tout au long du processus, et ce même s'il a une grande expérience en matière de prévision des coûts efficaces. Dans un régime de régulation incitative, la détermination ex ante par un régulateur des besoins des opérateurs en matière de coûts implique généralement de formuler plusieurs hypothèses de modélisation et de prévisions qui peuvent différer de la situation réelle. Ces hypothèses peuvent relever de deux catégories.

- 1 Les « inconnues connues ». Dans ce cas, le régulateur comprend comment les aléas affectent les coûts et peut concevoir des mécanismes spécifiques pour en tenir compte au cours d'une période de régulation. Un exemple d'un tel mécanisme est l'ajustement au niveau réel de l'inflation sur des inputs clés tels que le coût du personnel, l'énergie, les produits chimiques ou les coûts des sous-traitants.
- 2 Les « inconnues inconnues ». Dans ce cas, le régulateur comprend moins comment les aléas affectent les coûts. De tels aléas incluent les événements exogènes et les potentielles erreurs dans le cadre d'analyse utilisé pour

l'estimation des coûts<sup>112</sup>. Pour en tenir compte, le régulateur adopte des mécanismes de partage des coûts, en vertu desquels les GRD partagent avec le consommateur toute surperformance ou sous-performance en matière de coûts<sup>113</sup>.

Dans les sections qui suivent, nous faisons référence aux mécanismes proposés par BRUGEL concernant la gestion de l'incertitude sur les coûts gérables, en notant bien qu'un certain nombre de coûts, considérés comme non-gérables, seront traités différemment.

## 6.2 Quel est le mécanisme proposé par BRUGEL pour gérer l'incertitude au cours de la prochaine période tarifaire ?

Au cours de la période tarifaire actuelle, Sibelga partage avec les consommateurs 50 % de toute économie ou de tout déficit réalisé dans une bande de  $\pm 10$  % autour des coûts gérables annuels autorisés<sup>114</sup> (les coûts en dehors de cette fourchette étaient considérés comme non gérables et donc répercutés sur les consommateurs ou conservés). De cette manière, tant Sibelga que les consommateurs ont été partiellement protégés contre les aléas décrits ci-dessus.

BRUGEL a proposé de supprimer ce mécanisme de partage<sup>115</sup> pour la prochaine période tarifaire (c'est-à-dire de fixer le taux de partage, pour les coûts gérables, à 100 %)<sup>116</sup>. Dans ce scénario, Sibelga supporte la totalité du risque en cas de dépassement des coûts gérables autorisés. De même, les consommateurs ne bénéficient pas, au cours de la période de régulation, des économies réalisées par Sibelga par rapport aux coûts gérables autorisés, même en cas d'effet d'aubaine.

BRUGEL indique que Sibelga peut demander à ce que le revenu maximum autorisé initial soit ajusté en cas de « circonstances exceptionnelles » menant à une augmentation des coûts de plus de 2 % par rapport au revenu maximum autorisé pour l'année concernée<sup>117</sup>.

BRUGEL précise en outre qu'il se réserve le droit de réduire le revenu maximum autorisé budgétaire de Sibelga s'il est prouvé qu'elle a sous-investi par rapport à son plan

---

<sup>112</sup> Ni les entreprises ni les régulateurs ne peuvent jamais savoir quel est le « véritable » niveau des coûts efficaces. Les cadres de régulation suivant les bonnes pratiques procèdent à un examen détaillé de la relation entre les coûts et leurs inducteurs en utilisant des données empiriques. Cependant, comme pour toute analyse empirique, le régulateur ne peut qu'estimer le niveau des coûts efficaces. Si l'autorité de régulation a suivi les bonnes pratiques, cette estimation sera probablement plus proche du niveau réel des coûts efficaces que si elle adopte une méthodologie défectueuse. Néanmoins, aucun modèle ne peut jamais prédire parfaitement les besoins en matière de coûts efficaces.

<sup>113</sup> Parmi les autres mécanismes existants, on trouve la répercussion des coûts exogènes ou bien les ajustements en cours de période ou réconciliations ex post à partir des coûts réellement encourus.

<sup>114</sup> Il convient de noter qu'au cours de la période de régulation précédente, les coûts gérables ne concernaient que les OPEX.

<sup>115</sup> Notons que BRUGEL définit le mécanisme de partage comme la proportion dans laquelle la surperformance ou la sous-performance est supportée par l'opérateur. Un taux de partage de 0 % implique que toute la surperformance ou sous-performance est répercutée sur les consommateurs tandis qu'un taux de partage de 100 % implique que toute la surperformance ou sous-performance est supportée par l'entreprise. Ailleurs, le taux de partage des coûts peut signifier la mesure dans laquelle la surperformance ou la sous-performance est supportée par les consommateurs (c'est-à-dire l'inverse de la définition de BRUGEL).

<sup>116</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 11.1.

<sup>117</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 8.2.1.4.

d'investissement<sup>118</sup>. Ceci s'ajoute à l'éventuel contrôle ex post et à la révision des coûts additionnels pour certains projets, comme discuté dans la section 4.6.2.

Dans les sections précédentes, nous avons démontré en quoi les propositions de BRUGEL concernant l'objectif d'efficacité imposé à la base de coûts de l'opérateur ou la procédure de demande de coûts additionnels constituent une charge considérable et injustifiée pour Sibelga. En effet, elles consistent à remettre en cause de manière injustifiée le niveau des coûts BAU de Sibelga, ne prennent pas en compte les inducteurs de coûts, se révèlent complexes et fastidieuses s'agissant de la procédure de demande des coûts additionnels, et, en ce qui concerne les KPIs liés à la qualité de service, sont opaques et sévères.

Dans ce contexte, les propositions de BRUGEL en matière de gestion de l'incertitude inhérente au régime de régulation sont préoccupantes et font peser un risque excessif sur la capacité de Sibelga à répondre aux besoins de ses consommateurs et de la société dans son ensemble.

Dans cette section, nous exposons les défauts des décisions de BRUGEL :

- d'appliquer un taux de partage de 100 % sur les coûts gérables (voir section 6.3) ;
- de réduire les revenus si elle estime que Sibelga a réalisé des bénéfices excessifs en raison d'un sous-investissement (voir section 6.4) ;
- d'avoir donné un cadre inadéquat aux possibilités d'augmentation du revenu maximum autorisé en cas de circonstances exceptionnelles (voir section 6.5)

6.3 Problème avec l'approche de BRUGEL : pourquoi appliquer un taux de partage  
Étant donné le niveau élevé d'incertitude inhérent à la détermination de la composante des coûts efficaces du revenu maximum autorisé, les régulateurs introduisent des mécanismes permettant d'ajuster le « revenue cap » au cours d'une période de régulation. Pour couvrir une large part de l'incertitude (les inconnues inconnues décrites ci-dessus), les régulateurs mettent en place des mécanismes de partage par lesquels l'entreprise partage avec le consommateur une partie de la perte ou du bénéfice causé par un écart avec les dépenses autorisées. Le niveau du taux de partage peut dépendre : (i) du degré de confiance dans les prévisions de coûts de l'autorité de régulation ; (ii) de la mesure dans laquelle les coûts sont contrôlables par l'entreprise ; et (iii) de l'effet d'autres mécanismes qui pourraient être utilisés pour réduire le risque auquel les entreprises sont confrontées<sup>119</sup>.

<sup>118</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 11.2.

<sup>119</sup> En effet, le taux de partage peut varier selon les types de dépenses. Par exemple, dans une décision récente concernant le secteur de l'eau au Royaume-Uni, l'autorité de la concurrence et des marchés (la CMA) a proposé un taux de partage des coûts de 50 % pour la majorité des TOTEX des opérateurs, mais certains postes de dépenses (tels que les taux d'imposition des entreprises) ont été soumis à un taux de partage de 10 % (c'est-à-dire que les entreprises ne supportent que 10 % de la sous-performance et répercutent 90 % des coûts encourus). Voir : [https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60702370e90e076f5589bb8f/Final\\_Report\\_---\\_web\\_version\\_-\\_CMA.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/60702370e90e076f5589bb8f/Final_Report_---_web_version_-_CMA.pdf)

BRUGEL a proposé de supprimer ce mécanisme de partage pour la prochaine période tarifaire (c'est-à-dire de fixer le taux de partage à 100 % pour les coûts gérables)<sup>120</sup>. BRUGEL n'a pas justifié cette décision dans ses propositions ; toutefois, un rapport rédigé par S&C suggère que la suppression du taux de partage peut renforcer les incitations à fonctionner de manière efficace<sup>121</sup>.

Cette décision a été prise sans qu'un débat équilibré sur l'objectif des mécanismes de partage n'ait été mené. Comme indiqué précédemment, les régulateurs qui adoptent des mécanismes de partage des coûts n'arguent pas que ces mécanismes sont nécessaires pour réduire les incitations des entreprises à fonctionner de manière efficace. Lorsqu'un régulateur a suivi les bonnes pratiques et méthodes pour déterminer le niveau des coûts efficaces, les taux de partage des coûts peuvent constituer des incitations valables à l'efficacité des coûts. Toutefois, même dans ce cas, la nécessité de mettre en place des incitations à l'efficacité doit être équilibrée avec la protection des entreprises et des consommateurs contre les erreurs potentielles dans la détermination du « revenue cap » par le régulateur et toute incertitude résiduelle qui n'est pas déjà prise en compte par d'autres mécanismes (c'est-à-dire les circonstances exogènes et les facteurs hors du contrôle des opérateurs qui peuvent conduire à une sur- sous-performance).

Par exemple, nous constatons que l'Ofgem applique un mécanisme de partage des coûts d'environ 50 % pour les GRD (similaire à l'approche de BRUGEL dans la période tarifaire précédente). L'Ofgem a avancé l'argument suivant pour justifier son approche :



... un taux de 50 % est justifié lorsque nous sommes fortement confiants dans notre capacité à fixer de manière indépendante les coûts autorisés, mais lorsque cette confiance est moindre, un taux plus bas devrait s'appliquer. Nous pensons que cela contribuera à protéger les entreprises en réduisant leur exposition au risque dans les domaines où les coûts sont moins certains. Cela réduira également l'ampleur des effets d'aubaine dont les opérateurs peuvent tirer profit du fait d'éventuelles inexactitudes dans les prévisions de l'Ofgem, qui sont plus susceptibles de se produire dans les domaines où nous avons un niveau de confiance plus faible dans notre capacité à fixer de manière indépendante les coûts autorisés.

Ofgem (2019), "RIIO-2 Sector Specific Methodology - Core document", mai, para. 11.78.

En d'autres termes, l'Ofgem a estimé qu'un taux de partage des coûts de 50 % était approprié pour les coûts ayant fait l'objet d'une évaluation dans laquelle le régulateur avait un haut degré de confiance, tandis qu'un taux de partage plus faible (c'est-à-dire que les

<sup>120</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 11.1.

<sup>121</sup> Schwartz and Co (2023), « Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019, 2020, 2021 et 2022 », avril, section 3.3.2.3.

opérateurs font face à une part moins importante du risque) pour les coûts ayant fait l'objet d'une évaluation pour laquelle le degré de confiance était plus faible.

Il est probable que l'évaluation des TOTEX des GRD par l'Ofgem soit plus précise que celle de BRUGEL, là où BRUGEL n'a pas présenté d'évaluation des besoins de Sibelga en matière de coûts, étant donné que l'Ofgem :

- entreprend une évaluation détaillée des TOTEX des opérateurs en utilisant une série de techniques de modélisation et d'analyses comparatives externes qui ont été développées au cours de plusieurs périodes tarifaires ;
- tient explicitement compte des inducteurs de coûts lors du calcul des coûts autorisés ;
- procède à des vérifications approfondies de sa méthodologie et de son analyse empirique, notamment via un long processus de consultation du secteur.

En outre, l'Ofgem dispose d'une série de mécanismes de gestion des incertitudes qui protègent davantage les opérateurs et les consommateurs des risques « connus ». Il s'agit notamment :

- de l'indexation sur les indices du prix des inputs spécifiques aux GRD, qui protège les entreprises et les consommateurs contre les variations inattendues des prix des inputs par rapport à l'inflation ;
- des facteurs de volume, en vertu desquels les revenus autorisés des opérateurs sont augmentés ou réduits en cours de période tarifaire en fonction des investissements réalisés.

BRUGEL n'a pas présenté de mécanismes adaptés pour faire face aux inconnues connues et aux inconnues inconnues. Ainsi, il est attendu de Sibelga, pour les coûts gérables, qu'elle supporte tous les risques liés au régime réglementaire. BRUGEL n'a présenté aucune logique économique ou preuve empirique suggérant que laisser Sibelga assumer ce risque serait approprié. La décision de supprimer le mécanisme de partage n'est pas cohérente avec le niveau d'incertitude auquel Sibelga sera confrontée dans la période tarifaire à venir, tant en termes d'aléas intrinsèques au secteur (par exemple en ce qui concerne le niveau d'investissements attendu) que d'aléas générés par le régime réglementaire proposé (par exemple la réduction injustifiée des coûts BAU). Plutôt que de supprimer les quelques protections actuellement en place, les bonnes pratiques consisteraient à adopter des mécanismes supplémentaires de gestion de l'incertitude pour tenir compte de ces problèmes connus.

Nous notons que certains régulateurs modifient le taux de partage des coûts afin d'inciter les entreprises à fonctionner de manière efficace. Ofwat fixe des taux de partage différents pour les surperformances et les sous-performances en fonction de l'efficacité estimée des entreprises. Par exemple, Ofwat a estimé que Portsmouth Water était plus efficace que

son benchmark<sup>122</sup>, et, en conséquence, l'opérateur s'est vu fixer un taux de partage pour surperformance d'environ 60 % (c'est-à-dire que si Portsmouth réalisait des économies par rapport aux coûts autorisés ex ante, elle conservait 60 % de la surperformance et 40 % étaient partagés avec les consommateurs sous la forme de factures moins élevées). Dans un même temps, le taux de partage de la sous-performance de Portsmouth a été fixé à 50 % (c'est-à-dire que si les coûts de Portsmouth dépassaient le niveau autorisé, elle supportait 50 % de la sous-performance sous la forme de bénéfices inférieurs, et 50 % étaient répercutés sur le consommateur sous la forme de factures plus élevées)<sup>123</sup>. Un tel mécanisme, s'il est appliqué de manière appropriée, peut inciter les entreprises performantes à améliorer encore leur efficacité, ce qui se traduira par des factures moins élevées pour les consommateurs à moyen et à long terme.

Dans son rapport pour la CWAPE, S&C note que certains régulateurs (notamment en Irlande, en Allemagne, en Wallonie et en Flandre) ne disposent pas de mécanismes de partage des coûts<sup>124</sup>. Ces comparaisons négligent des nuances importantes associées à ces régimes réglementaires.

Ainsi, nous constatons que l'approche de la CRU pour déterminer les coûts autorisés et mettre en œuvre les taux de partage des coûts diffère totalement de l'approche proposée.

- 1 Il n'est pas exact que l'ensemble des TOTEX est dépourvu de mécanisme de partage des coûts. Par exemple, certaines OPEX sont soumises à différents taux de partage des coûts, en fonction du degré de contrôle qu'exercent les GRD sur ces coûts<sup>125</sup>.
- 2 Alors que toutes les OPEX qui sont considérées comme étant entièrement sous le contrôle de l'opérateur ne font l'objet d'aucun mécanisme de partage des coûts, la CRU entreprend une évaluation détaillée des besoins prévisionnels de GNI en matière de coûts. Cela comprend une évaluation « bottom-up » de chaque ligne de dépense, ainsi qu'une évaluation « top-down » de l'efficacité relative de GNI par le biais d'une analyse comparative internationale. Lors du dernier contrôle des prix, la CRU a prévu que les OPEX efficaces augmenteraient d'environ 9 % en termes réels par rapport à leurs niveaux historiques (y compris une augmentation d'environ 13 % des dépenses informatiques)<sup>126</sup>. Par conséquent, certaines pressions prospectives sur les coûts sont (dans une certaine mesure) déjà prises en compte dans la composante ex ante des coûts autorisés. Ce n'est pas le cas dans le cadre proposé par BRUGEL (voir section 3.3).

---

<sup>122</sup> Ofwat (2019), « PR19 final determinations : Securing cost efficiency technical appendix », décembre, tableau A1.1.

<sup>123</sup> Ofwat (2019), « PR19 final determinations : Securing cost efficiency technical appendix », décembre, tableau 24.

<sup>124</sup> Schwartz and Co (2023), « Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019, 2020, 2021 et 2022 », avril, section 3.3.2.3.

<sup>125</sup> CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, section 4.4.

<sup>126</sup> CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, tableau 2.

- 3 La CRU applique différents mécanismes d'incitation à différents projets CAPEX, en fonction de la confiance du régulateur dans l'évaluation ex ante des dépenses nécessaires au projet. Pour les projets dont l'efficacité ne peut pas être facilement évaluée ex ante (projets dits de « niveau 2 »), la CRU fixe les coûts ex ante sur la base des informations limitées dont il dispose au moment de la détermination tarifaire, et les révisé ex post pour refléter les coûts efficaces réels encourus<sup>127</sup>. De fait, la CRU a mis en place des mécanismes pour partager avec les consommateurs les dépassements budgétaires liés aux CAPEX si ces dépassements sont dus à des erreurs dans la détermination de la provision ex ante.
- 4 Outre les protections décrites ci-dessus, il existe un mécanisme supplémentaire permettant d'augmenter l'allocation CAPEX totale si le programme d'investissement de GNI est sensiblement plus élevé que le budget prévu ex ante<sup>128</sup>.

Le fait de s'en remettre à des précédents réglementaires pris arbitrairement et isolément, sans procéder à un examen minutieux de leurs complexités et leurs nuances, conduit à formuler des propositions qui ne sont pas mûrement réfléchies. Au lieu de s'en remettre aux précédents, la méthodologie ou sa motivation devrait exposer l'argumentation économique sous-tendant les propositions et les étayer si possible par une analyse empirique.

#### 6.4 Problème avec l'approche de BRUGEL : la possibilité de réduire les revenus ex post

Le principe selon lequel les consommateurs ne devraient pas avoir à payer pour des investissements qui ne se concrétisent pas est aligné sur les principes de la régulation. Cependant, le mécanisme proposé par BRUGEL est défectueux et risque (de manière perverse) de décourager les investissements nécessaires à la transition énergétique.

Tout d'abord, l'approche de BRUGEL apparaît asymétrique. La proposition décrit un mécanisme par lequel BRUGEL peut réduire le revenu maximum autorisé budgétaire si les investissements réalisés par Sibelga sont inférieurs aux investissements prévus dans le business plan, sans précision quant au processus qu'il suivrait pour rejeter les coûts. Toutefois, l'utilisation du mécanisme correspondant d'augmentation du revenu maximum autorisé budgétaire permettant de prendre en compte des investissements par Sibelga supérieurs à la somme prévue dans le plan d'investissement est soumise à des restrictions. Par exemple, pour augmenter le revenu maximum autorisé lié à ces investissements, la différence entre les coûts prévus et les coûts réalisés :

- doit être supérieure à 10 % des coûts prévus du projet ;

<sup>127</sup> CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, section 7.3.1.

<sup>128</sup> CRU (2023), « Consultation on PC5 Distribution Revenue for Gas Networks Ireland Consultation Paper », juillet, section 7.3.2.

- doit être communiquée à BRUGEL au plus tard 30 jours calendaires après sa survenance ;
- peut voir son caractère raisonnable être évalué par BRUGEL à partir des critères du régulateur (la notion de « raisonnable » n'étant pas définie), qui peut aussi vérifier si elle ne génère pas de profit indu pour le GRD.

**Deuxièmement**, le fait de pénaliser Sibelga lorsqu'elle s'écarte du plan d'investissement peut réduire les incitations pour Sibelga à opérer de manière efficace. L'un des principaux avantages supposés du régime TOTEX (tel que souligné par BRUGEL) est qu'il offre à Sibelga la flexibilité nécessaire pour adopter la solution la plus économique pour répondre aux besoins des consommateurs, qu'il s'agisse d'OPEX ou de CAPEX. Par exemple, face à une demande accrue sur le réseau (par exemple suite à une augmentation de l'utilisation des véhicules électriques), Sibelga peut investir pour augmenter la capacité sur le réseau (CAPEX), ou dans des solutions de gestion de la demande (OPEX), ou encore dans une combinaison des deux. Si, au cours d'une période tarifaire, la solution basée sur l'OPEX devient relativement moins chère de sorte que l'augmentation de la capacité du réseau devienne moins rentable, une réponse efficace de Sibelga serait d'augmenter la solution basée sur l'OPEX par rapport à la solution basée sur le CAPEX. Pourtant, en adoptant le cadre de BRUGEL, cela se traduirait par une diminution des revenus autorisés, ce qui équivaut à une pénalité pour le choix de l'option la plus efficace. Ceci n'est pas cohérent avec les objectifs de BRUGEL d'encourager Sibelga à opérer de manière efficace.

**Troisièmement**, BRUGEL ne détaille pas de méthodologie claire lui permettant de déterminer si la surperformance de Sibelga est due à un sous-investissement. Lors de la dernière période tarifaire, l'Ofgem a analysé si certains aspects de sa méthodologie avaient entraîné des gains ou des pertes inattendus pour les GRD<sup>129</sup>. Dans la mesure où l'Ofgem avait défini une méthodologie claire pour évaluer différents aspects des dépenses des opérateurs de réseau, il a été en mesure de déterminer comment des décisions réglementaires individuelles avaient pu affecter les performances des opérateurs. L'Ofgem a cherché à corriger ces erreurs de méthodologie lors de la période tarifaire suivante. Étant donné que la fixation des revenus autorisés ex ante (et la mise en place des mécanismes associés de gestion de l'incertitude) est un principe essentiel de la régulation TOTEX, l'Ofgem n'a pas ajusté les revenus autorisés des opérateurs au cours de la période tarifaire.

Aucune méthodologie claire et cohérente pour estimer les besoins de Sibelga en matière de coûts n'est détaillée dans les propositions de BRUGEL. Dès lors, il est très problématique, voire impossible, de déterminer de façon fiable si une surperformance de Sibelga serait due à un sous-investissement ou à d'autres facteurs.

---

<sup>129</sup> Par exemple, voir CEPA (2018), « REVIEW OF THE RIIO FRAMEWORK AND RIIO-1 PERFORMANCE », mars.

## 6.5 Problème avec l'approche de BRUGEL : le mécanisme proposé de protection contre les circonstances exceptionnelles

BRUGEL précise également que Sibelga peut demander l'adaptation du revenu maximum autorisé initial en cas de « circonstances exceptionnelles » entraînant une augmentation des coûts d'au moins 2 % par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire pour les années concernées<sup>130</sup>. Cela pourrait théoriquement permettre à Sibelga de récupérer les coûts d'investissements additionnels initialement imprévus mais nécessaires. Toutefois, BRUGEL ne donne pas plus de détails sur ce qu'il considérerait comme des « circonstances exceptionnelles ». Il n'est donc pas clair dans quelles circonstances, le cas échéant, un investissement nécessaire supplémentaire (par rapport à ce qui a été accepté dans la proposition tarifaire) pourrait voir ses coûts être récupérés dans le cadre de ce mécanisme.

Le seuil de 2 % du coût total établit par ailleurs un seuil élevé qui exclurait des investissements supplémentaires pourtant significatifs. Par exemple, comme indiqué en section 6.3, Ofgem utilise un certain nombre de mécanisme de gestion de l'incertitude qui ajustent automatiquement le revenu autorisé des opérateurs en réaction à un changement de leur environnement opérationnel (par exemple, en cas de changement dans le prix des inputs, dans le niveau d'investissement). Dans la mesure où ces ajustements sont automatiques, aucun seuil de matérialité ne s'y applique. Pour des projets spécifiques ou des activités pour lesquels des mécanismes de gestion de l'incertitude dédiés n'ont pas été mis en place, Ofgem utilise généralement un seuil de matérialité de 0,5 %<sup>131</sup>. Ainsi, même dans un cadre de régulation dans lequel certaines incertitudes futures sont explicitement prises en compte, le régulateur utilise quand même un seuil de matérialité inférieur à celui que BRUGEL propose pour traiter les circonstances exceptionnelles.

Il est essentiel que BRUGEL clarifie le processus exact par lequel il ajustera le revenu maximal autorisé ex post, détermine un seuil de matérialité raisonnable, et s'assure que tout mécanisme visant à compenser les consommateurs pour un éventuel sous-investissement compense également Sibelga pour avoir investi plus que prévu.

---

<sup>130</sup> BRUGEL (2023), Projet de méthodologie tarifaire, section 8.2.1.4.

<sup>131</sup> Voir Ofgem (2022), « RII0-ED2 Final Determinations Core Methodology Document », novembre, section 3.

Contact

Dr Srin Parthasarathy

Associé

+44 (0) 20 7776 6612

[srini.parthasarathy@oxera.com](mailto:srini.parthasarathy@oxera.com)

[oxera.com](http://oxera.com)



OXERA