

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

## DECISION (BRUGEL-DECISION-20230627-232)

**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 RÉGULATOIRE

**03/10/2023**

**VERSION pour CONSULTATION**

## PARTIE I

# Table des matières

<b>1</b>	<b>Base légale .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Procédure d'établissement de la méthodologie tarifaire.....</b>	<b>7</b>
2.1	Procédure d'établissement .....	7
2.2	Phase préparatoire .....	8
2.3	Concertation officielle avec SIBELGA.....	9
2.4	Consultation publique.....	9
2.4.1	Consultation spécifique.....	9
2.4.2	Consultation sur le projet de méthodologie.....	10
<b>3</b>	<b>Structure du document .....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Modèle de régulation .....</b>	<b>11</b>
4.1	Orientation et vision de BRUGEL .....	11
4.2	Vue d'ensemble du modèle de régulation 2025-2029.....	12
4.2.1	Approche TOTEX.....	12
4.2.2	Principes généraux du modèle.....	13
<b>5</b>	<b>Durée de la période réglementaire .....</b>	<b>14</b>
<b>6</b>	<b>Revenu autorisé.....</b>	<b>15</b>
6.1	Composition du revenu autorisé .....	15
6.2	Coûts gérables.....	17
6.2.1	Catégorisation des coûts gérables.....	17
6.2.2	Coûts gérables BAU : .....	18
6.2.3	Coûts gérables additionnels .....	19
6.2.4	Coûts des projets de R&D (innovation) : .....	20
6.2.5	Coûts informatiques (coûts IT) .....	20
6.3	Coûts non gérables .....	20
6.3.1	Rémunération des capitaux investis( <i>RCIt</i> ) .....	21
6.3.2	Coûts des pertes réseau .....	21
6.3.3	Facturation de l'énergie non mesurée .....	21
6.3.4	Charges de pension non capitalisées .....	22
6.3.5	Impôts sur les sociétés et les personnes morales ainsi que les autres impôts ou redevances .....	22
6.3.6	Coût du transit d'énergie.....	22
6.3.7	Coûts relatifs aux Obligations de Service Public.....	22
6.3.8	Coûts relatifs à la refacturation des coûts de transport d'électricité .....	22
6.3.9	Frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergie.....	22
6.3.10	Primes jubilaires .....	23
6.3.11	Les coûts d'assainissement des sols .....	23
6.4	Coûts imposés par l'évolution du cadre légal, des règles du marché ou des circonstances exceptionnelles.....	23
6.5	Éléments explicitement exclus du revenu autorisé .....	23

6.5.1	Amendes et indemnités à charge du GRD.....	23
6.5.2	Provisions .....	24
6.5.3	Charges financières .....	24
6.5.4	Coûts liés aux transferts entre le compte de résultats et le bilan.....	24
6.6	Clés de répartition des coûts mixtes.....	25
6.7	Rémunération des capitaux investis ( <i>RCIt</i> ).....	25
6.7.1	Règle de calcul.....	25
6.7.2	Base d'Actifs régulés (RAB).....	25
6.7.3	Pourcentage d'amortissement.....	26
6.7.4	Plus-value iRAB .....	29
6.7.5	Règles de calculs du WACC.....	29
6.7.6	Calcul du WACC .....	32
6.7.8	Détermination de la rémunération des capitaux investis .....	32
6.8	Rémunération des fonds de régulation.....	34
<b>7</b>	<b>Détermination du revenu autorisé initial .....</b>	<b>35</b>
7.1	Principes généraux.....	35
7.2	Coûts gérables <i>CGt</i> .....	35
7.2.1	Détermination des coûts gérables BAU initiaux <i>CGBAU2025</i> .....	35
7.2.2	Détermination des coûts gérables additionnels <i>CGADt</i> .....	39
7.2.3	Détermination des coûts des projets innovants de R&D <i>CGR&amp;Dt</i> .....	45
7.3	Détermination des coûts non gérables <i>CNGt</i> .....	46
7.4	Détermination de la rémunération des capitaux investis.....	46
7.5	Détermination du facteur qualité initial ( <i>Qt</i> ) .....	46
7.6	Détermination de la part des soldes tarifaires affectés au revenu autorisé ( <i>SRt</i> ).....	46
7.7	Traitement des coûts IT.....	46
7.8	Retraitement de la base de coûts historiques.....	47
7.8.1	Préambule.....	47
7.8.2	Retraitement lié aux coûts IT .....	47
7.8.3	Autres retraitements de la base de coûts .....	47
<b>8</b>	<b>Révision du revenu maximum autorisé.....</b>	<b>48</b>
8.1	Révision annuelle.....	48
8.2	Révision ponctuelle .....	48
8.2.1	Cas possibles.....	48
8.2.2	Procédures de révision ponctuelle.....	50
<b>9</b>	<b>Réserve générale dans le calcul du RMA ex ante et ex post.....</b>	<b>53</b>
<b>10</b>	<b>Evolution du revenu autorisé .....</b>	<b>53</b>
10.1	Formule d'évolution .....	53
10.2	Prise en compte de l'inflation.....	54
10.3	Facteur d'efficacité.....	55
<b>11</b>	<b>Incitations à la maîtrise des coûts.....</b>	<b>55</b>
11.1	Incitation inhérente au modèle – Taux de partage.....	56
11.2	Traitement des sous-investissements potentiels.....	56
<b>12</b>	<b>Incitations sur les performances .....</b>	<b>56</b>

12.1	Mécanisme incitatif sur la qualité de services.....	56
12.1.1	Qualité de la distribution d'électricité.....	56
12.1.2	Qualité de la distribution du gaz.....	62
12.1.3	Fixation des seuils de performance des KPI.....	64
12.2	Mécanisme incitatif pour le déploiement des compteurs intelligents.....	64
12.2.1	Incitation à la maîtrise des coûts des projets de déploiement des compteurs intelligents (CI)	65
12.2.2	Incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents ( <i>KPI_1</i> ).....	65
12.2.3	Incitation au déploiement des compteurs intelligents communicables.....	67
12.2.4	Incitation à une meilleure performance dans les délais de placement de compteurs intelligents dans les cas obligatoires.....	74
12.3	Mécanisme incitatif pour le développement du Smartgrid.....	75
12.3.1	Modalités d'introduction de la feuille de route Smartgrid, de l'examen de recevabilité et d'approbation par BRUGEL.....	75
12.3.2	Définition des KPI pour le Smartgrid.....	76
12.3.3	Procédure de mise en œuvre du mécanisme incitatif sur le SmartGrid :.....	77
12.4	Montants des incitants.....	78
12.5	Procédure de rapportage des performances non-financières.....	78
12.6	Entrée en vigueur des KPI.....	79
12.7	Procédure de suspension des KPI.....	79
12.8	Procédure de contrôle de la fiabilité des informations et des résultats obtenus pour les KPI	80
<b>13</b>	<b>Détermination et gestion des soldes tarifaires.....</b>	<b>80</b>
13.1	Définitions des soldes.....	80
13.1.1	Soldes sur coûts gérables.....	81
13.1.2	Soldes sur coûts non gérables.....	81
13.1.3	Affectation des soldes au fonds de régulation.....	82
13.1.4	Ecritures comptables.....	83
13.2	Apurement des fonds de régulation historiques sur les périodes tarifaires suivantes.....	83
13.2.1	Règles générales.....	83
13.2.2	Spécificités pour le gaz.....	83
13.3	Apurement annuel en cours de période 2025-2029.....	83
13.4	Détermination du terme $SR_t$ .....	84
13.4.1	Electricité.....	84
13.4.2	gaz.....	84
<b>14</b>	<b>La fixation et le contrôle des tarifs de distribution.....</b>	<b>86</b>
<b>15</b>	<b>Fixation des tarifs de refacturation des coûts de transport d'électricité.....</b>	<b>87</b>
15.1	Contexte.....	87
15.2	Etablissement du budget et des tarifs.....	87
15.3	Calcul du solde tarifaire.....	89
<b>16</b>	<b>Fixation des tarifs - Obligations de service public.....</b>	<b>90</b>
16.1	Etablissement du budget – ex ante.....	90
16.2	Contrôle annuel.....	90
16.3	Calcul du solde tarifaire.....	91

16.4	Affectation du solde et adaptations des tarifs.....	91
<b>17</b>	<b>Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs.....</b>	<b>93</b>
17.1	Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2025-2029..	93
17.2	Procédure de soumission des coûts gérables additionnels en début de période .....	95
17.2.1	Autres coûts gérables additionnels .....	95
17.2.2	Coûts R&D.....	95
17.3	Adaptation des tarifs.....	96
17.3.1	Adaptations tarifaires annuelles ou ponctuelles.....	96
17.3.2	Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL.....	96
17.3.3	Tarifs provisoires .....	97
<b>18</b>	<b>Contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs.....</b>	<b>98</b>
18.1	Contrôle des tarifs .....	98
18.2	Contrôle <i>ex ante</i> .....	98
18.3	Contrôle <i>ex post</i> .....	98
<b>19</b>	<b>Procédures relatives à la gestion des rapports <i>ex post</i> et propositions tarifaires actualisées .....</b>	<b>100</b>
<b>20</b>	<b>Rapports et données .....</b>	<b>101</b>
20.1	Modèle de rapport .....	101
20.2	Rapports annuels.....	101
<b>21</b>	<b>Procédure de modification de la méthodologie.....</b>	<b>104</b>
<b>22</b>	<b>Principes d'organisation des activités du GRD.....</b>	<b>104</b>
<b>23</b>	<b>Transversalité des décisions.....</b>	<b>104</b>
23.1	Les plans de développement.....	104
23.1.1	Coûts IT.....	104
23.1.2	Spécifiquement pour l'électricité .....	104
23.1.3	Spécifiquement pour le gaz.....	105
23.2	Obligations de services publics (OSP) .....	106
<b>24</b>	<b>Obligations de publication.....</b>	<b>106</b>
<b>25</b>	<b>Règles réglementaires.....</b>	<b>107</b>
25.1	Règles comptables .....	107
25.2	Absence de subsidiation croisée .....	108
25.3	Rapport des commissaires.....	108
<b>26</b>	<b>Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé.....</b>	<b>108</b>
<b>27</b>	<b>Définitions.....</b>	<b>113</b>
27.1	Définitions communes .....	113
27.2	Electricité.....	115
27.3	Gaz .....	116
<b>28</b>	<b>Entrée en vigueur.....</b>	<b>117</b>
<b>29</b>	<b>Recours.....</b>	<b>117</b>
<b>30</b>	<b>Annexes.....</b>	<b>117</b>

## I Base légale

Conformément aux articles 9<sup>quater</sup> de l'ordonnance du 17 mars 2022 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires en vue de la transposition de la directive 2018/2001 et de la directive 2019/944 (ci-après « *ordonnance électricité* ») et 10<sup>bis</sup> de l'ordonnance du 17 mars 2022 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires en vue de la transposition de la directive 2018/2001 et de la directive 2019/944 (ci-après « *ordonnance gaz* »), les méthodologies tarifaires établies par le régulateur permettent au gestionnaire de réseau de distribution (ci-après « *GRD* » ou « *SIBELGA* ») d'établir les propositions tarifaires qui seront soumises à l'approbation par BRUGEL pour la détermination des tarifs en matière d'usage des réseaux de distribution d'électricité et de gaz.

Par ailleurs, l'article 30<sup>bis</sup>, §3, 7<sup>o</sup> de l'ordonnance électricité charge BRUGEL d'« *établir une méthodologie tarifaire pour la distribution d'électricité, conformément aux dispositions de la section II<sup>quater</sup> de la présente ordonnance, et pour la distribution de gaz, conformément au chapitre III<sup>bis</sup> de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale* ».

- Il en découle que dans l'intérêt général des consommateurs, la régulation doit être efficace et pouvoir être exercée d'une manière indépendante. Le régulateur doit être doté des compétences qui lui sont indispensables pour exercer une régulation efficace et ce dans un cadre légal clair. A cette fin, BRUGEL entend bien évidemment fixer la méthodologie tarifaire en tenant compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux, y compris en ce qui concerne l'impératif du financement des investissements à long terme et s'inscrit ainsi pleinement dans l'orientation générale édictée par le législateur dans l'article 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz. En d'autres termes, les articles 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité et 10<sup>ter</sup> de l'ordonnance gaz établissent une série de lignes directrices, déterminées par le législateur, qui doivent guider BRUGEL dans l'exercice de ses compétences en matière de détermination des méthodologies tarifaires et des tarifs de distribution. Ces lignes directrices poursuivent un ensemble d'objectifs différents. BRUGEL veille à les concilier raisonnablement, dans le cadre de son pouvoir d'appréciation. Par conséquent, ces lignes directrices ne seront pas nécessairement toutes poursuivies avec la même intensité, ni entièrement réalisées dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire. Cette approche s'inscrit par parfaitement dans la jurisprudence de la Cour des marchés et de la Cour Constitutionnelle<sup>1</sup>. Avoir une autre interprétation de la portée de ces lignes directrices serait certainement contraire au droit européen d'application directe, et plus particulièrement aux articles 14 et 19 du Règlement 714/2009 du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003 (ci-après « *Règlement 714/2009* ») qui prévoient que : Le régulateur doit veiller à l'application du Règlement 714/2009 (art. 19)

---

<sup>1</sup> Pour une analyse juridique détaillée, il est renvoyé au point 3.1 du rapport de concertation.

- Les méthodologies tarifaires « sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. ».

## 2 Procédure d'établissement de la méthodologie tarifaire

### 2.1 Procédure d'établissement

L'article 9<sup>quater</sup>, §3, alinéa 1<sup>er</sup> de l'ordonnance électricité et l'article 10<sup>bis</sup>, §3, alinéa 1<sup>er</sup> de l'ordonnance gaz prévoit que :

*« La méthodologie tarifaire peut être établie par Brugel suivant une procédure déterminée de commun accord avec le gestionnaire du réseau sur la base d'un accord explicite, transparent et non discriminatoire ».*

Ainsi, la procédure d'élaboration de la méthodologie tarifaire a été établie de commun accord avec SIBELGA. L'accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaires « électricité » et « gaz » portant sur la période régulatoire 2025-2029<sup>2</sup> a été conclu le 3 mai 2022 et publié sur le site Internet de BRUGEL.

Conformément à cet accord, l'établissement de la méthodologie tarifaire est réalisé selon les phases suivantes :

- 1° Phase préparatoire : cette phase a pour objectif de préparer la méthodologie tarifaire. Lors de cette phase, l'ensemble des thématiques encadrées par la méthodologie tarifaires et fixées dans l'accord font l'objet de réunions de travail spécifiques entre le GRD et le régulateur (point 2.2).
- 2° Phase de concertation officielle relative au projet de méthodologie : lors de cette phase, le projet de méthodologie est soumis à la concertation officielle du GRD. Selon l'accord précité, la concertation officielle est scindée en deux (point 2.3) :
  - la concertation officielle concernant le cadre régulatoire tarifaire, organisée pour le 30 juin 2023.
  - la concertation officielle concernant la structure tarifaire, organisée pour le 30 octobre 2023.
- 3° Phase de consultation, d'approbation et de publication de la méthodologie tarifaire : après la consultation publique qui reprend au minimum l'avis du Conseil des usagers, BRUGEL établit un rapport de consultation. Le régulateur approuve ensuite la méthodologie tarifaire, en ce qui concerne le cadre régulatoire tarifaire, pour fin novembre 2023 et en ce qui concerne la structure tarifaire, pour le 26 février 2024 au plus tard (point 2.4).
- 4° Phase d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires : lors de cette phase, la méthodologie tarifaire en ce qui concerne le cadre tarifaire régulatoire est

---

<sup>2</sup><https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2022/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-2025-2029.pdf>

communiquée à SIBELGA six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit être introduite, à l'exception de la structure tarifaire qui doit être communiquée 3 mois avant la date précitée. La méthodologie tarifaire doit prévoir la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires (point 17).

## 2.2 Phase préparatoire

En août 2021, BRUGEL a émis un appel d'offres pour le choix d'un prestataire pour le support à la mise en place des nouvelles méthodologies tarifaires<sup>3</sup>. BRUGEL et SIBELGA ont échangé sur les différentes thématiques à aborder pour la méthodologie 2025-2029 et la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité et de gaz portant sur la période 2025-2029.

Afin de mener à bien le processus de rédaction de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a entamé les discussions avec SIBELGA dès 2021. Ainsi, de février 2022 à juin 2023, BRUGEL et SIBELGA ont organisé plusieurs réunions de travail spécifiquement dédiées aux différentes thématiques principales de la méthodologie tarifaire :

- Le 2/2/2022 : Réunion de lancement de la phase préparatoire à l'élaboration de la méthodologie 2025-2029 ;
- Le 19/04/2022 : Partage et discussion des orientations proposées sur les principes de rémunération du GRD (RAB et taux de rendement) ;
- Le 04/05/2022 : Partage et discussion des orientations envisagées sur le modèle de régulation
- Le 17/06/2022 : Présentation du projet de rapport final de motivation et de positionnement sur les principes de rémunération du GRD, questions / réponses ;
- Le 28/06/2022 : Discussion points ouverts + partage et discussion des orientations envisagées sur la composition du revenu autorisé ;
- Le 07/09/2022 : Partage et discussion des orientations envisagées sur la méthodologie de détermination du revenu initial, de la formule d'évolution et de la gestion des soldes tarifaires ;
- Le 06/03/2023 : Partage et discussion des orientations envisagées sur le mécanisme d'incitation ;
- Le 24/04/2023 : Présentation de la vision de BRUGEL sur le mécanisme incitatif sur la qualité des services du GRD<sup>4</sup> ;
- Le 25/04/2023 : Présentation à SIBELGA du projet de rapport final de motivation et de positionnement du modèle de régulation retenu et discussions ;
- Le 25/04/2023 : Présentation de SIBELGA des éléments de canevas de leur projet de feuille de route sur le Smartgrid ;
- Le 12 et le 17/05/2023 : Echanges sur le projet du mécanisme incitatif sur la qualité des services.

Préalablement à chaque réunion thématique, BRUGEL transmettait de façon systématique une note reprenant les réflexions et analyses menées ainsi que les évolutions attendues.

Lors de chaque réunion, certains points abordés lors du workshop précédent étaient éventuellement rediscutés ce qui permettait d'affiner ou de compléter les différents éléments déjà discutés.

---

<sup>3</sup>Celui-ci a été remporté par le bureau de consultance Schwartz and Co qui a épaulé BRUGEL dans le cadre de la rédaction de la présente méthodologie.

<sup>4</sup> Il est convenu entre BRUGEL et le GRD que les trajectoires de performance pour les KPI seront définies avant septembre 2023. La présente méthodologie se limite à définir les différents indicateurs et fixe les principes et règles de gouvernance de ces KPI.



Ces réunions de travail poursuivaient plusieurs objectifs. D'une part de recueillir les réactions de SIBELGA sur les orientations proposées par BRUGEL et d'autre part de confronter certaines propositions à leurs aspects opérationnels (faisabilité technique, ...). Ce processus itératif, faisant partie du processus de concertation avec SIBELGA, a permis à BRUGEL de motiver objectivement les choix retenus.

Ces réunions ont été suivies d'un procès-verbal. Ces PV ainsi que l'ensemble des documents (moyennant la sauvegarde des informations confidentielles et commercialement sensibles) font partie du dossier administratif constitué par BRUGEL. Parallèlement à ces réunions, d'autres informations (techniques ou financières) ont été demandées par BRUGEL afin d'objectiver certains points de la présente méthodologie. D'autres réunions « techniques » portant sur des compléments d'information du GRD ont été organisées ponctuellement lors de la procédure.

Par ailleurs, certaines mesures tarifaires sont également envisagées dans le cadre de l'avis<sup>5</sup> d'initiative de BRUGEL relatif à l'intégration au réseau des bornes privées de recharge pour véhicules électriques et l'accès, la participation et le développement des services de flexibilité sur le réseau de distribution basse tension de la Région de Bruxelles-Capitale.

Enfin, BRUGEL et SIBELGA ont démarré depuis le mois de janvier 2022 une grande réforme du règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'accès à celui-ci. Cette réforme poursuit plusieurs objectifs, dont notamment de réglementer les nouvelles missions du GRD et accompagner la transition énergétique.

## 2.3 Concertation officielle avec SIBELGA

En date du 27 juin 2023, le conseil d'administration de BRUGEL a validé le projet de méthodologie portant sur le modèle de régulation et le cadre réglementaire.

En date du 29 juin, BRUGEL a transmis au GRD un projet de la présente méthodologie pour concertation officielle.

L'avis formel de SIBELGA sur le projet de méthodologie devait être transmis idéalement dans les 60 jours calendriers après leur réception.

L'avis formel de SIBELGA sur le projet de méthodologie a été transmis en date le 31 août<sup>6</sup> 2023.

## 2.4 Consultation publique

### 2.4.1 Consultation spécifique

Dans le cadre de l'établissement de la méthodologie tarifaire 2025-2029, BRUGEL a commandité une étude visant à conseiller BRUGEL dans sa gestion du risque de *stranded assets* du réseau de distribution gaz dans le cadre de la transition énergétique. La note de positionnement de BRUGEL et l'étude<sup>7</sup> ont été soumises à consultation publique afin de recevoir les commentaires et réactions des acteurs concernés par cette problématique. Cette consultation s'est déroulée du 20 janvier au 20 mars 2023

---

<sup>5</sup> Avis 354 : <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-354-REFORMES-FLEXIBILITE-FINAL.pdf>

<sup>6</sup> Cette date avait été acceptée par BRUGEL.

<sup>7</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

inclus. Aucune remarque n'a été formulée sur cette étude et la présente méthodologie intègre les principales recommandations de cette étude.

SIBELGA a participé à cette étude et des échanges ont eu lieu les 18 mars 2022 et 8 juin 2022.

Par ailleurs, avant l'introduction des propositions tarifaires, BRUGEL évaluera l'opportunité de modifier certaines clés de répartitions de certains coûts mixtes.

#### 2.4.2 Consultation sur le projet de méthodologie

Le projet de méthodologies tarifaire, modifié le cas échéant en fonction des remarques formulées par le GRD, sera soumis à la consultation du Conseil des usagers et à la consultation publique pour une durée de 30 jours minimum.

La présente méthodologie a été mise à consultation publique du XXXXXXXX au XXXXXXXX.

BRUGEL a sollicité le XXXX l'avis du Conseil sur la méthodologie tarifaire. L'ensemble des commentaires et remarques a été transmis le XXXXXXXX à BRUGEL. En date du XXXX, une présentation a été faite par BRUGEL au Conseil des usagers.

Après analyse des différents commentaires issus de la consultation, BRUGEL établira le rapport de consultation qui reprendra au minimum l'avis du Conseil des usagers ainsi que la position de BRUGEL par rapport aux commentaires formulés.

Le conseil d'administration de BRUGEL a approuvé le XXXX la présente partie de la méthodologie ainsi que le rapport de consultation.

### 3 Structure du document

La méthodologie tarifaire 2025-2029 est composée en 2 parties :

Partie 1 : Modèle de régulation et cadre régulateur

Partie 2 : Structure tarifaire et conditions d'application

Les motivations sous-tendant les principaux choix opérés dans ces deux parties ainsi que les différentes analyses menées par BRUGEL ou par un bureau d'étude mandaté par BRUGEL sont disponibles en annexe de la présente méthodologie.

Le présent document ne vise que la partie I.

Contrairement aux méthodologies antérieures, BRUGEL a opté pour un document unique pour l'électricité et le gaz.

Cette structure permet une meilleure lisibilité et correspond aux pratiques observées dans les autres régions.

## 4 Modèle de régulation

### 4.1 Orientation et vision de BRUGEL

Les objectifs et les orientations de la méthodologie tarifaire 2025-2029 ont été définis en tenant notamment en compte :

- a) du cadre légal et réglementaire européen et bruxellois ;
- b) des orientations générales ou bonnes pratiques définies par l'ACER et le CEER ;
- c) du plan stratégique de BRUGEL.

Comme précisé dans le rapport de motivation, la présente méthodologie comporte un certain nombre d'évolutions majeures par rapport à la méthodologie 2020-2024.

Ces évolutions s'inscrivent dans un contexte énergétique qui devrait subir des transformations importantes dans les prochaines décennies. En particulier, il s'agira de répondre aux objectifs globaux en matière de décarbonation mais également de prendre en considération un contexte international incertain.

Les 3 objectifs visés par BRUGEL dans la présente méthodologie sont les suivants :

#### **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.**

Cet objectif est principalement atteint par le passage vers un modèle de régulation du type *revenue cap* TOTEX ainsi que par sa paramétrisation spécifique au contexte bruxellois.

Cet objectif répond en particulier à l'article 9<sup>quinquies</sup>, 2° de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz qui imposent que la méthodologie tarifaire permette de couvrir de manière efficace l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au GRD. Ainsi, pour qu'un coût soit couvert par les tarifs, le seul critère de raisonabilité n'est pas suffisant.

Ce changement se veut structurel, car il permettra d'avoir un modèle régulateur tarifaire sur plusieurs périodes réglementaires. Cette vision long terme s'inscrit dans la volonté de BRUGEL de permettre à SIBELGA de financer de manière optimale ses nouveaux investissements à long terme. Néanmoins, le régulateur est conscient que certaines évolutions législatives peuvent avoir un impact considérable sur le GRD si bien qu'il prévoit des balises permettant la révision de certains paramètres en cours de période, et ce conformément à l'article 9<sup>quater</sup>, §7, de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz.

La maîtrise et l'efficacité des coûts nécessaires et efficaces sont dans l'intérêt de l'utilisateur des réseaux qui finance ceux-ci au travers de sa facture d'électricité et de gaz.

#### **2. rendre raisonnable le profit du gestionnaire de réseau.**

La rémunération normale et équitable des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre au gestionnaire du réseau de distribution de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions. Pour Brugel, le principe d'équité correspond à un équilibre entre ce que paie le client final d'un côté et la rémunération perçue par le gestionnaire de réseau de l'autre.

L'objectif de BRUGEL en tant que régulateur est d'éviter toute rente monopolistique et d'inciter SIBELGA à l'efficacité de la gestion de ses coûts.

### 3. faciliter les investissements dans la transition énergétique

La méthodologie a été établie dans l'objectif :

- a) de permettre le développement et le renforcement du réseau électrique bruxellois afin d'intégrer les nouveaux usages (mobilité électrique, chauffage électrique (par pompe à chaleur), ...).
- b) d'inciter et de financer les investissements dans le déploiement des compteurs communicants et les projets liés au développement de l'intelligence dans les réseaux.
- c) d'intégrer dès à présent la sortie progressive du gaz naturel fossile et la possibilité de réutilisation de certains assets en vue de distribuer d'autres gaz « verts » à l'avenir (biométhane, hydrogène, ...).

## 4.2 Vue d'ensemble du modèle de régulation 2025-2029

### 4.2.1 Approche TOTEX

Afin de remédier aux faiblesses du modèle existant jusqu'en 2024, BRUGEL adopte un modèle de type *revenue cap* TOTEX pour la période 2025-2029, ainsi que pour les périodes suivantes. Cette approche est essentielle pour en tirer tous les bénéfices pour les utilisateurs du réseau comme pour le GRD.

Ce modèle apparaît en effet comme le plus adapté pour plusieurs raisons :

- il permet d'inciter à la maîtrise du périmètre de coûts le plus large, comprenant les OPEX et les charges liées aux CAPEX, à travers un seul mécanisme relativement simple ;
- il est très incitatif à la maîtrise et à l'optimisation des coûts du GRD en permettant au GRD de conserver tout ou partie du gain (respectivement encaisser tout ou partie de la perte) ;
- il garantit par construction l'absence d'arbitrages non vertueux entre OPEX et CAPEX et au contraire incite à des arbitrages vertueux entre OPEX et CAPEX ; ce modèle est ainsi particulièrement adapté au développement des réseaux intelligents pour faciliter la transition énergétique (arbitrage entre une optimisation des flux d'énergie et un renforcement du réseau) ;
- il constitue l'un des deux modèles « *best practices* » observés en Europe (avec le modèle *revenue cap* OPEX + incitations sur les CAPEX) ; il s'agit donc d'un modèle éprouvé qui a par ailleurs été retenu par les régulateurs flamand et wallon et mis en œuvre depuis de nombreuses années en Flandre et en Wallonie ;
- grâce à la force de son incitation à la maîtrise et à l'optimisation des coûts du GRD, il est à même de répondre à l'objectif (5) de la vision stratégique du régulateur qui est d' « *établir les tarifs de distribution les plus justes pour tous les Bruxellois* » ;
- il ne présente pas de faiblesses intrinsèques déterminantes qui le disqualifieraient.

Plus d'information quant aux déterminants de ce choix figurent dans le rapport de motivation, en ce compris une analyse des faiblesses du modèle existant pour la période 2020-2024 et une vue d'ensemble des modèles de régulation dans l'UE.

#### 4.2.2 Principes généraux du modèle

Le modèle défini dans la présente méthodologie prévoit la mise en place d'un modèle de régulation de type *revenue cap* TOTEX, avec la conservation par le GRD de 100 % du gain / de la perte par rapport à la trajectoire des coûts gérables autorisés.

Les coûts gérables, sur lesquels porte l'incitation définie par le *revenue cap*, intègrent les OPEX gérables ainsi que les amortissements.

La rémunération des capitaux investis est calculée sur la base d'un WACC appliqué à la RAB réelle, et est donc exclue des coûts gérables (voir point **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Le modèle de régulation permet de faciliter les investissements dans la transition énergétique et l'innovation par la prise en compte de coûts additionnels au-delà des coûts dits *business as usual* (BAU) applicables notamment au comptage intelligent, au renforcement du réseau et aux projets d'innovation, ainsi que par un mécanisme d'incitation (voir point 12.2) au large déploiement des compteurs intelligents (CI).

Un mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période permet de traiter les besoins justifiés d'évolution des coûts non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire induits par les évolutions du cadre légal, des règles de fonctionnement du marché ou des circonstances exceptionnelles. Une clause de dérogation complémentaire permet, si nécessaire, la réouverture du RMA<sup>8</sup> en cours de période pour des investissements réseau significatifs non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire et n'entrant pas dans le mécanisme de réouverture précédemment évoqué, l'acceptation ou le rejet de la demande de coûts additionnels revenant exclusivement à BRUGEL.

Le revenu maximum autorisé initial (2025) est calculé *ex ante* pour la partie des coûts gérables dits *business as usual* sur la base des coûts historiques d'une période de référence de cinq années précédant l'année 2025 (2018-2022) pour la partie OPEX, et pour la partie amortissement, sur la base des amortissements réels 2024. Les coûts gérables *business as usual* évoluent ensuite en cours de période selon une formule basée sur l'inflation (indice IPC<sup>9</sup>) et sur un facteur d'efficience. Le principe de fixation du RMA initial est clairement explicité au point 7.

Dans la continuité de la méthodologie tarifaire 2020-2024, le facteur d'efficience appliqué aux coûts gérables est fixé pour correspondre à une amélioration d'efficience de 0,75 % de la part OPEX des coûts gérables *business as usual* (voir point 10).

Le revenu maximum autorisé intègre également en sus des coûts gérables *business as usual* des coûts gérables additionnels, décomposés en 2 catégories, dont les coûts de projets d'innovation (R&D). Les coûts venants en supplément du *business as usual* sont calculés sur la base des propositions du GRD (business cases par projet, plans de développement du réseau, proposition de projets d'innovation). Le mécanisme de coûts additionnels est défini au point 6.2.3.

---

<sup>8</sup> Revenu Maximum Autorisé, voir point 6

<sup>9</sup> Indices des Prix à la Consommation

Le revenu maximum autorisé est révisé *ex post* en fonction notamment de l'inflation réelle.

La gestion des soldes tarifaires est revue en profondeur pour apurer au cours des deux prochaines périodes tarifaires les soldes cumulés existants, et systématiser l'apurement des soldes tarifaires générés dans le futur, tout en laissant la possibilité de déroger aux règles d'apurement systématiques si une telle dérogation était jugée nécessaire par BRUGEL. Ce principe est fixé au point 13.

L'incitation à la performance non financière actuellement mise en œuvre à travers la régulation par objectif des méthodologies tarifaires 2020-2024 est revue à différents niveaux, notamment par :

- le passage à une véritable régulation de type bonus / malus (abandon de la disposition fixant le malus total à 0 si la somme des bonus / malus par indicateur est strictement négative) sur un jeu d'indicateurs limité par rapport au cadre 2020-2024 ;
- l'ajout de 2 jeux d'indicateurs incités supplémentaires, l'un pour le *smart metering*, l'autre pour les projets *smart grid*, avec une enveloppe incitée supplémentaire allouée pour chacun de ces nouveaux jeux d'indicateurs.

La fixation des budgets et des tarifs relatifs aux obligations de service publiques ainsi que pour la refacturation des coûts de transport font l'objet de chapitres spécifiques (respectivement au point 15 et au point 0).

## **5 Durée de la période régulatoire**

En continuité avec les pratiques régulatoires en vigueur Région de Bruxelles-Capitale, et en adéquation avec le modèle revenue cap TOTEX retenu, la durée de la période de régulation est fixée par BRUGEL à 5 ans.

La présente méthodologie tarifaire s'applique pendant une période régulatoire de 5 ans qui commence le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et prend fin le 31 décembre 2029.

## 6 Revenu autorisé

Le revenu total comprend les charges après déduction des produits que le gestionnaire de réseau (GRD) supporte dans le cadre de l'exécution de ses activités régulées, définis au paragraphe 6.1.

Le revenu autorisé est imputé, pour l'électricité, aux différents niveaux de tension, pour le gaz, aux différentes catégories tarifaires, et est transposé par la suite en tarifs périodiques de distribution<sup>10</sup>.

### 6.1 Composition du revenu autorisé

Les coûts de l'opérateur intégrés au revenu maximum autorisé se décomposent entre d'une part des coûts gérables (voir 6.2), qui sont les coûts incités par le mécanisme de revenue cap compris dans le RMA, et d'autre part des coûts non gérables (voir 6.3).

Les coûts non gérables représentent les coûts sur lesquels l'opérateur n'exerce pas ou pas suffisamment de contrôle direct.

La différence entre les coûts non gérables réels (corrigée de cas échéant des coûts non gérables jugés déraisonnables ou erronés par le régulateur), et les coûts non gérables budgétés est à la charge des utilisateurs du réseau.

A l'inverse, les coûts considérés comme gérables sont du ressort de l'opérateur, et il bénéficie ainsi de l'écart avec la trajectoire autorisée s'il arrive à les réduire (respectivement la différence doit être à sa charge en cas de dépenses plus importantes).

Par définition dans le modèle revenue cap TOTEX, les coûts gérables incluent l'ensemble des dotations aux amortissements. Cela inclut donc (selon la terminologie de la méthodologie 2020-2024) les dotations d'amortissement de la valeur d'acquisition ainsi que les plus-values ou moins-values enregistrées lors de la réalisation ou la désaffectation de ces actifs et la reprise des subsides obtenus.

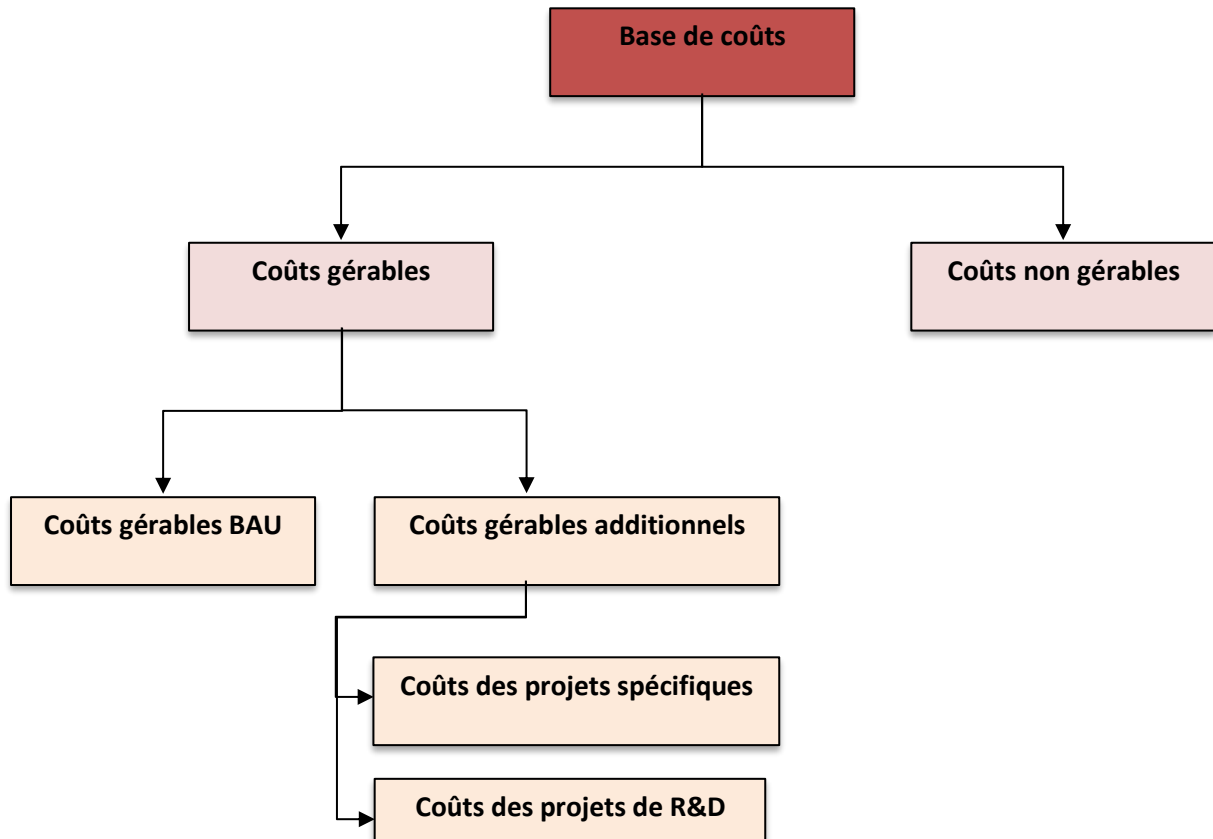
De plus, dans le cadre des mesures d'incitation aux investissements dans la transition énergétique, BRUGEL qualifie les coûts de déploiement de compteurs intelligents ainsi que les projets d'innovation (R&D) en tant que coûts gérables.

Il est à noter que la rémunération des capitaux investis, qui constitue le coût du capital du GRD, n'est pas incluse aux coûts gérables. Elle est donc calculée sur la base des investissements réels intégrant la RAB en cours de période, tout comme la rémunération des capitaux investis dans le cadre de la méthodologie actuelle.

Au sein des coûts gérables, outre la distinction entre OPEX et charges liées aux investissements, on peut distinguer deux catégories de coûts : les coûts gérables BAU (*business as usual*) et les coûts gérables additionnels :

---

<sup>10</sup> Ces éléments faisant l'objet de la partie 2 de la méthodologie.



Pour l'électricité d'une part et pour le gaz d'autre part, la formule de revenu maximum autorisé (RMA) présente la forme générale suivante pour chacune des années  $t$  de la période de régulation 2025-2029 :

$$RMA_t = CG_t + CNG_t + RCI_t + SR_t + Q_t$$

Avec :

- $RMA_t$  : le revenu maximum autorisé de l'année  $t$  ;
- $CG_t$  : les coûts gérables de l'année  $t$  ;
- $CNG_t$  : les coûts non gérables de l'année  $t$  ;
- $RCI_t$  : la rémunération des capitaux investis, calculée sous la forme d'un terme  $WACC \times RAB_t$  ;
- $SR_t$  : la part des soldes tarifaires cumulés affectée au revenu autorisé de l'année  $t$  dans le cadre de l'apurement du fonds de régulation ;
- $Q_t$  : le facteur qualité (bonus/malus lié à la performance non financière).



## 6.2 Coûts gérables

Les coûts gérables BAU comprennent tous les coûts gérables qui sont relatifs à l'activité habituelle de l'opérateur, c'est-à-dire sans impact de facteurs exogènes induisant la nécessité de réaliser de nouvelles activités ou projets spécifiques.

Le budget des coûts gérables BAU étant fixé sur base du réalisé des années antérieures (voir 7.2.1), tous les coûts relatifs aux activités déjà réalisées dans ce périmètre pendant la période de référence seront *a priori* et moyennant les retraitements décrits ci-après considérés comme gérables.

Par opposition, les coûts gérables additionnels sont des coûts en sus des coûts gérables BAU induits par des projets spécifiques significatifs dont la mise en œuvre peut être considérée comme additionnelle par rapport au périmètre utilisé pour la définition des coûts gérables BAU (voir 7.2.2).

Afin de fixer *ex ante* la trajectoire de coûts gérables<sup>11</sup> de manière objective, BRUGEL fixe les orientations générales suivantes pour la méthodologie 2025-2029 :

### 6.2.1 Catégorisation des coûts gérables

Sont considérés comme gérables au sens de la méthodologie 2025-2029 :

- i. Les charges et produits liés à l'exercice des activités régulées visées à l'article 7 de l'ordonnance électricité et l'article 5 de l'ordonnance gaz (à l'exception des produits relatifs aux tarifs périodiques de distribution), notamment :
  - La gestion de l'infrastructure électrique et de l'infrastructure gaz (principalement les études, l'entretien du réseau de distribution, l'activité de mesure et comptage et de la gestion des données) ;
  - La gestion du système électrique/gazier ;
  - La gestion de l'infrastructure télécom entrant dans le périmètre régulé ;
  - Les activités informatiques entrant dans le périmètre régulé ;
  - Les services de support (services généraux, techniques, gestion de la clientèle, ...)
- ii. Les coûts des rémunérations, des charges sociales y compris toutes les contributions prévues par la loi et de toutes les charges payées dans le cadre des fonds de pension et des assurances groupes depuis que l'intéressé est membre du personnel du GRD ou d'une de ses filiales ayant une activité régulée de gestion de réseau de distribution auxquelles il fait appel. En particulier, les salaires des dirigeants sont considérés comme gérables et seule la part de ces salaires inférieure ou égale aux plafonds qui pourraient être fixés par une norme légale ou réglementaire est prise en compte dans le calcul du revenu autorisé. Toutefois, les charges liées aux primes jubilaires sont considérées comme non gérables (voir point infra)

---

<sup>11</sup> Remarque : il n'y a pas d'enjeu particulier sur les coûts non gérables qui sont de toute manière intégralement compensés *ex post*, sauf cas particuliers des coûts non gérables jugés déraisonnables par BRUGEL. Ceux-ci peuvent donc être déterminés *ex ante* sur la base d'une estimation budgétaire de l'opérateur, au plus juste afin d'éviter la création de solde tarifaire, puis révisés *ex post* sur la base des coûts réels, comme dans la méthodologie tarifaire actuelle.

- iii. Les produits et réductions de coûts qui résultent de diverses opérations, pour autant qu'elles soient réalisées dans le cadre des activités régulées, notamment :
- Les recettes issues des actifs régulés non couverts par les tarifs périodiques, comme la location du réseau de fibres optiques ;
  - Les recettes issues d'autres activités considérées au préalable par BRUGEL comme entrant dans le périmètre régulé du GRD. De manière générale il s'agit d'activités connexes faisant l'objet d'une facturation par le GRD :
    - Expertise technique pour la réalisation de prestations pour le compte d'autres GRD, de sous-traitants ou d'autres acteurs du secteur ;
    - Prestations réalisées pour le compte de tiers hors secteur ;
    - Gestion patrimoniale ;
    - Synergie de structure.
- iv. Les amortissements des actifs immobilisés comprennent les dotations aux amortissements de la valeur d'acquisition et de la plus-value nette de subsides et de recettes de tiers (en particulier recettes des tarifs non périodiques<sup>12</sup>), les plus-values ou moins-values enregistrées lors de la réalisation ou la désaffectation de ces actifs, ainsi que les désaffectations des actifs mis hors service ou rebus.

Les amortissements liés à la compensation des pertes réseau (installations de cogénération propriété du GRD) échappent à cette catégorisation et sont qualifiées en non gérables, voir ci-après.

A partir de 2029, un sixième de l'amortissement de la plus-value historique (iRAB) sera supprimé du revenu maximum autorisé. Pour la période de régulation suivante (2030-2034), cette suppression sera d'un sixième par an jusqu'à la suppression intégrale de l'amortissement de la plus-value iRAB dans le RMA d'ici 2034.

Par défaut, toutes les charges et tous les produits qui ne sont pas considérés comme non gérables conformément au point 6.3, ou explicitement exclus du revenu autorisé au point 6.5 sont considérés comme gérables.

### 6.2.2 Coûts gérables BAU :

Les coûts gérables BAU budgétaires de la première année de la période de régulation (2025) sont fixés, pour la part OPEX, sur la base des coûts réels de 5 années consécutives précédentes, dites années de référence. Les années de référence sont les années 2018 à 2022, et la période 2018-2022 est dénommée période de référence.

Les coûts gérables BAU budgétaires de la première année de la période de régulation (2025) sont fixés, pour la part CAPEX sur la base des coûts d'amortissement réels 2024.

La méthode de calcul est détaillée dans la partie 7.2 portant sur la fixation du revenu maximum autorisé initial.

Les coûts gérables BAU budgétaires des années 2026-2029 évolueront à partir des coûts gérables BAU budgétaires 2025 selon une formule d'évolution détaillée dans le point 10.

---

<sup>12</sup> Le revenu autorisé budgété inclus un budget des tarifs non périodiques

Les coûts gérables BAU permettent de couvrir l'exploitation, la maintenance et le renouvellement courant du réseau dans sa configuration au 1<sup>er</sup> janvier 2025, hors renforcement et hors extension du réseau dont les coûts respectifs sont couverts par les coûts gérables additionnels.

### 6.2.3 Coûts gérables additionnels

Des coûts gérables additionnels du GRD peuvent être pris en compte dans le revenu maximum autorisé *ex ante* à travers le chiffrage des coûts additionnels nets<sup>13</sup> de projets spécifiques, décrits dans la présente section, ainsi que des coûts des projets de R&D visant l'innovation, décrits dans la section 6.2.4.

Les coûts additionnels nets de projets spécifiques sont répartis en 6 catégories définies à la section 7.2.2.1.1. Le GRD devra soumettre pour chaque demande de coûts additionnels les business cases de ces projets sur la période 2025-2029<sup>14</sup>, comprenant une analyse exhaustive des coûts additionnels nets (coûts, produits et bénéfices) sur cette période ainsi que, si disponible et jugé pertinent par le GRD, sur l'ensemble de la durée de vie des actifs déployés, qui peut s'étendre sur plusieurs périodes de régulation (voir 7.2.2).

Les coûts additionnels comprennent les charges d'exploitation et d'amortissement (selon la définition indiquée au paragraphe 6.2.1 alinéa iv, donc y inclus les désaffectations<sup>15</sup>) qui viendraient en supplément des coûts gérables BAU, qu'il s'agisse de coûts de mise en place ou de coûts opérationnels pérennes une fois le projet réalisé (run costs) dans la mesure où ces derniers correspondent réellement à des coûts additionnels en tenant compte des éventuelles réductions de coûts induites par le projet.

Les critères de détermination du caractère additionnels des coûts introduits par le GRD à cet effet ainsi que le calculs de ces coûts additionnels sont précisés au point 7.2.2.

Sans préjudice des dispositions prévues dans la présente méthodologie, BRUGEL peut fixer après concertation avec le GRD, les lignes directrices ainsi que, le cas échéant, un modèle de rapport minimum, visant tant à préciser les éléments que le GRD doit présenter pour solliciter le financement de coûts additionnels, qu'à éviter tout effet d'aubaine pour le GRD lié à ce mécanisme, soit les deux (voir 7.2.2)

Des coûts gérables additionnels du GRD peuvent également être pris en compte en cours de période de régulation dans le cadre du mécanisme de réouverture du RMA décrit au paragraphe 8.2.2.2 dans la mesure où ces projets ne peuvent pas être financés par le budget des coûts BAU suite à la disparition ou au changement d'obligations légales induisant une baisse de coûts gérables BAU, suite au remplacement de coûts BAU qui seraient par exemple devenus caduques, suite à des retards pris dans des dépenses pour une quelconque raison, ou suite à une proratisation des dépenses dans le temps (voir points 8 et 17), la réduction des coûts BAU susmentionnée constituant un effet d'aubaine pour le GRD et non une amélioration réelle de son efficacité. En revanche, l'efficacité réelle dégagée par le GRD en cours de période ne peut constituer un moyen de financement de projets additionnels soumis par le GRD en cours de période. Par efficacité réelle on entend une baisse des coûts réels du GRD

---

<sup>13</sup> Coûts – produits – bénéfices

<sup>14</sup> Le point 8 de la présente méthodologie prévoit la réouverture du RMA en cours de période pour de nouveaux projets additionnels

<sup>15</sup> Il est en particulier à noter que si un projet comptabilisé en coûts additionnels induit une augmentation des désaffectations par rapport aux désaffectations business as usual, ce surcroît de désaffectation est à inclure dans les coûts additionnels. C'est par exemple le cas du projet de déploiement des compteurs intelligents, qui induit une hausse des désaffectations des compteurs classiques.

en cours de période par rapport au RMA résultant d'une amélioration de productivité effective du GRD et non d'un effet d'aubaine.

#### **6.2.4 Coûts des projets de R&D (innovation) :**

Les coûts des projets de R&D sont comptabilisés en coûts gérables et sont donc exclus des coûts BAU. Par projet R&D on entend les projets à caractère innovant faisant l'objet d'une concertation avec BRUGEL (voir 7.2.3)<sup>16</sup>.

#### **6.2.5 Coûts informatiques (coûts IT)**

Les coûts IT comprennent les frais de l'informatique (hors projet<sup>17</sup>) et l'ensemble des projets informatiques relatifs aux développements et à la gestion des réseaux intégrés dans le cadre des plans de développement visés respectivement à l'article 12 et à l'article 10 de l'ordonnance électricité et gaz en ce compris l'ensemble des coûts spécifiques informatiques liés au développement du réseau intelligent et du traitement et de la communication des données issues des compteurs intelligents.

Les coûts gérables BAU contiennent donc un montant substantiel relatif aux coûts IT. Le projet Smartrias requiert en outre un traitement spécifique (voir 7.2.1, 7.7 et 7.8.2).

Dans la continuité de la méthodologie 2020-2024, seuls les coûts d'achat de hardware IT peuvent être immobilisés. BRUGEL n'acceptera pas d'autre activation de charges liées aux coûts IT.

Pour cette période tarifaire, l'ensemble des coûts IT font l'objet d'un reporting annuel ex post<sup>18</sup>. Ce reporting sera basé sur le reporting existant pendant la période 2020-2024 et doit permettre à BRUGEL de comprendre de manière suffisamment détaillée la structure des coûts IT et en particulier de distinguer les coûts immobilisés (hardware) des autres coûts (licences, charges externes d'IT, charges de projets hors achats de hardware). Le modèle de rapport visé au point 20.1 doit être cohérent avec ce reporting (voir point 7.7).

### **6.3 Coûts non gérables**

Les coûts non gérables représentent les charges et produits sur lesquels le GRD n'exerce pas ou pas suffisamment de contrôle direct. Ci-dessous sont présentés les coûts qualifiés en non gérable.

Les coûts non gérables visés dans la section 6.3 ne peuvent être majorés ou minorés de frais généraux ou de coûts liés à la gestion administrative ou technique des activités sous-jacentes, à l'exception des coûts OSP, du coût des pertes réseaux et des coûts d'assainissement des sols.

Certaines charges et produits sont qualifiés de coûts non gérables faisant suite aux dispositions de l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz. Dès lors, BRUGEL se réserve le droit de revoir la qualification de ces charges et produits en cours de période régulatoire si les dispositions des ordonnances précitées devaient être annulées, amendées ou abrogées.

---

<sup>16</sup> Par analogie, cette définition est similaire à celle des projets innovants selon les termes de la méthodologie 2020-2024.

<sup>17</sup> Cette terminologie se base sur le fait que le GRD distingue dans sa comptabilité « frais informatiques (hors projet) » des « coûts des projets IT ».

<sup>18</sup> Toutefois, une actualisation annuelle de la roadmap n'est pas demandée.

### 6.3.1 Rémunération des capitaux investis( $RCI_t$ )

Le calcul de la rémunération des capitaux investis est fixé au point 6.7 ci-dessous.

### 6.3.2 Coûts des pertes réseau

Les coûts liés à la couverture des pertes réseaux sont classifiés en non gérables.

Il s'agit des coûts d'achat des pertes du réseau à un fournisseur ou le cas échéant, de la couverture de celles-ci par des moyens de production du GRD. Si, sur base des informations communiquées par le GRD lors du contrôle *ex post*, BRUGEL juge ces coûts déraisonnables au regard des prix du marché et des procédures mises en place par le GRD, il se réserve le droit de rejeter la partie des coûts jugée déraisonnable.

Les charges émanant de factures et notes de crédit émises par la société FeReSo<sup>19</sup> dans le cadre du processus de réconciliation sont considérées comme non gérables.

Les amortissements des actifs immobilisés relatifs à la compensation des pertes réseaux (installations de cogénérations) sont également classifiés en non gérables.

Le GRD devra également proposer *ex ante* dans sa proposition tarifaire une estimation des coûts de compensation des pertes réseau, par une estimation des volumes de pertes (déterminé sur la base du taux de perte de référence déterminé par le GRD sur la base des relevés<sup>20</sup> de compteurs sur les années précédentes et validé par BRUGEL) et du coût d'achat de ces pertes pour chacune des années de la période tarifaire.

Le taux de pertes de référence est fixé *ex ante* comme hypothèse de la proposition tarifaire et n'est pas revu *ex post* pendant la durée de la période tarifaire. Lors du contrôle annuel des soldes 2027, le GRD devra remettre à BRUGEL un rapport exposant notamment sa stratégie d'achat pour les années précédentes, les résultats obtenus par rapport à la moyenne des prix du marché sur les 3 années précédant l'année de livraison, ainsi que les éventuelles adaptations à apporter à sa stratégie d'achat pour l'optimiser. Ce rapport devra également exposer comment les arbitrages sont faits par SIBELGA entre l'achat de ses volumes de pertes sur le marché et la production de ceux-ci au moyen de ses propres unités de production d'électricité. Ces éléments contribueront à l'analyse effectuée par BRUGEL pour juger si une partie des coûts de compensation des pertes réseau est déraisonnable, et évaluer en particulier si SIBELGA a dévié de ses stratégies d'achat de manière non économiquement justifiée au détriment du client final. Le cas échéant, BRUGEL posera des questions spécifiques lors des contrôles *ex post* annuels.

### 6.3.3 Facturation de l'énergie non mesurée

Les produits et charges, ainsi que les moins-values et les plus-values sur réalisations de créances commerciales, directement issus de la facturation de l'énergie non mesurée, tels que les consommations hors contrats ou moyennant le bris de scellés du compteur sont considérées comme non gérables.

---

<sup>19</sup> FeReSO : 'FEBEG Reconciliation and Settlement Organisation' - <http://www.fereso.be/fr>

<sup>20</sup> Par ailleurs, conformément aux recommandations du CEER, le GRD quantifiera le volume total des pertes réseau par année et en suivra l'évolution (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0558>).

### 6.3.4 Charges de pension non capitalisées

Conformément à l'article 9quinque, § 13 de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz, les charges liées aux pensions non capitalisées sont considérées comme des coûts non gérables.

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

Conformément à l'article 9quinquies de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz, les impôts<sup>21</sup>, taxes, surcharges, redevances et contributions de toutes natures, ainsi que leurs adaptations sont considérées comme des coûts non gérables. Il en est de même des redevances de voiries électricité et gaz.

Seule la charge fiscale correspondant à l'activité régulée du GRD est considérée comme coût non gérable..

### 6.3.6 Coût du transit d'énergie

Les charges et produits émanant de factures et notes de crédit émises ou reçues par le GRD pour le transit sont considérées comme non gérable.

### 6.3.7 Coûts relatifs aux Obligations de Service Public

Les charges et produits liés à l'exécution du budget des missions de service public, visés à l'article 25, § 1<sup>er</sup> de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz, sont qualifiés de coûts non gérables (voir point 0).

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

Les charges et produits émanant de factures et notes de crédit émises par le gestionnaire du réseau de transport pour l'utilisation du réseau de transport, y compris les surcharges et prélèvements facturés par le gestionnaire du réseau de transport sont considérés comme non gérables (voir point 15).

Chaque année, lors du contrôle annuel des soldes<sup>22</sup>, le GRD devra remettre à BRUGEL un rapport reprenant les éléments principaux discutés dans les réunions de concertation avec ELIA.

### 6.3.9 Frais irrécouvrables liés aux fournisseurs d'énergie

Les moins-values et les plus-values sur réalisations de créances commerciales issues de la facturation du gridfee aux fournisseurs d'énergie, minorés des éventuelles garanties financières perçues par SIBELGA, sont catégorisés en coûts non gérables. Ces coûts pourront être inclus *ex post* par le GRD selon les coûts réels uniquement après avoir démontré<sup>23</sup> que le GRD a fait preuve de suffisamment de diligence pour la récupération de ces impayés. *Ex ante* ce poste est par principe nul.

---

<sup>21</sup> Les impôts sur les sociétés ainsi que sur les personnes morales (y inclus les filiales du GRD).

<sup>22</sup> S'agissant d'un coût non gérable, le cas échéant, BRUGEL pourrait demander des informations complémentaires lors des contrôles *ex post* ou lors de l'analyse annuelle de la proposition tarifaire actualisée.

<sup>23</sup> Cette démonstration comprendra à minima un détail des coûts encourus, en ce compris les frais annexes (avocats, huissiers, ou autres).

Chaque année lors du contrôle ex post, Brugel analysera ces frais au regard des éléments transmis par Sibelga dans le cadre du rapport sur les pratiques non-discriminatoires.

#### 6.3.10 Primes jubilaires

Les charges liées directement aux primes jubilaires, payées conformément à la Convention Paritaire (CP)<sup>24</sup> applicable aux travailleurs de SIBELGA constituent un coût non gérable.

Pour la période 2025-2029, lors du calcul ex post annuel des soldes tarifaires, les charges de prime jubilaire prises en compte seront égales aux charges réelles.

#### 6.3.11 Les coûts d'assainissement des sols

Les coûts d'assainissement des sols sont catégorisés en non gérables.

Le cas échéant, le GRD décrira finement les coûts encourus (nature, localisation du site dépollué, procédure, obligations légales, résultats d'analyse, ...).

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

Une évolution du cadre légal ou des règles du marché peut générer des coûts supplémentaires (soit par rapport aux coûts *business as usual* dans le cadre de l'établissement ex ante de la trajectoire de revenu maximum autorisé, soit par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire, en cours de période de régulation), à l'instar par exemple de la réglementation liée au *smart metering* imposant le déploiement d'infrastructures réseaux.

Par défaut, les coûts imposés par l'évolution du cadre légal, des règles du marché sont considérés comme des coûts gérables, sauf si ces évolutions concernent explicitement des coûts définis comme non gérables dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029. Dans le cadre de l'établissement ex ante de la trajectoire de revenu maximum autorisé, ces coûts supplémentaires sont traités comme des coûts gérables additionnels, ou comme des coûts non gérables lorsque les évolutions concernent explicitement des coûts définis comme non gérables dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Il reste possible que les évolutions du cadre légal et des règles de marché, ainsi que des circonstances exceptionnelles génèrent des coûts supplémentaires en cours de période par rapport au revenu maximum autorisé budgétaire approuvé. Dans ce cas, le GRD dispose de la possibilité de demander une adaptation du revenu maximum autorisé conformément au point 8 de la présente méthodologie.

## 6.5 Éléments explicitement exclus du revenu autorisé

### 6.5.1 Amendes et indemnisations à charge du GRD

A l'instar de la période régulatoire précédente, les amendes administratives infligées au GRD sont, en principe, exclus du revenu autorisé.

---

<sup>24</sup> Lors de la rédaction de la présente méthodologie, il s'agit de la CP 326.

Les indemnités à charge du GRD telles que prévues dans le chapitre VIbis de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz sont considérées comme des coûts non gérables à partir de 2025 et pour la période 2025-2029 (excepté les cas d'indemnité pour faute de SIBELGA).

### 6.5.2 Provisions

A partir de la période 2025-2029, toute provision<sup>25</sup> (dotation aux provisions et reprise de provision) est exclue du revenu maximum autorisé, que ce soit pour son calcul *ex ante* ou pour son calcul *ex post* pour l'évaluation des soldes réglementaires. Il convient de souligner que les impôts différés, qui sont comptabilisés dans la rubrique 168 du compte 16 « provisions et impôts différés » du PCMN<sup>26</sup>, ne sont pas touchés par cette mesure et peuvent donc être intégrés au revenu maximum autorisé.

Dans le cadre du calcul du revenu maximum autorisé *ex ante* :

- Toutes les dotations et reprises de provisions intégrées aux OPEX réelles des années de référence utilisées pour le calcul de coûts gérables BAU initiaux (2025) seront retirées des coûts réels pris en compte (voir chapitre 7.2).
- Aucune création, dotation ou reprise de provision prévisionnelle ne pourra être intégrée au revenu maximum autorisé budgétaire.

Afin d'éviter des effets d'aubaine liées à la transition entre la méthodologie tarifaire 2020-2024 qui permet la prise en compte de provisions, et la méthodologie tarifaire 2025-2029 qui l'exclut :

Toutes les provisions figurant au bilan 2024 de SIBELGA<sup>27</sup> (y inclus la provision de prime jubilaire) et correspondant donc à des dotations et reprises de provisions intégrées aux revenus maximum autorisés passés et n'ayant pas donné lieu à des coûts réellement supportés, seront créditées aux fonds de régulation électricité et gaz en tant que dette vis-à-vis des URD et apurées conformément aux points 13.2 et 13.3. Ceci signifie que le montant total des provisions existantes susmentionnées sera déduit du revenu maximum autorisé 2025-2029

### 6.5.3 Charges financières

Les charges financières et les produits financiers (embedded costs selon la terminologie de la méthodologie 2020-2024) ne sont plus intégrés dans le RMA à partir de la méthodologie 2025-2029. Ces charges sont couvertes à travers la rémunération des capitaux investis<sup>28</sup>.

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

Les frais des services de support transférés aux immobilisations ne sont plus autorisés à partir du 1/1/2025 pour ce qui concerne la distribution de gaz.

---

<sup>25</sup> Dans le cadre de la méthodologie 2020-2024, SIBELGA intègre actuellement les provisions principales suivantes dans ses comptes et dans son revenu autorisé :

- provisions relatives au rest term et aux cogénérations, qui portent sur le coût de compensation des pertes (coût non gérable) ;
- provisions relatives à l'assainissement des sols (coût non gérable) ;
- provisions relatives aux primes jubilaires ;
- provisions relatives aux litiges juridiques.

<sup>26</sup> Plan comptable minimum normalisé

<sup>27</sup> Exceptés les provisions existantes pour litiges suite à des licenciements

<sup>28</sup> Et dans le cadre d'un passage vers un modèle WACC



Les répercussions de cette décision sur la détermination du RMA gaz sont prises en compte dans la section 7 de la présente méthodologie tarifaire, et plus spécifiquement au point 7.2.1.3.

## 6.6 Clés de répartitions des coûts mixtes

Les coûts communs à l'électricité et au gaz sont répartis entre l'électricité et le gaz sur la base de clés de répartition validées par BRUGEL sur base d'une motivation explicite du GRD.

BRUGEL peut décider de revoir ces clés de répartition préalablement à la période régulatoire 2025-2029 et avant la remise de la proposition tarifaire de SIBELGA<sup>29</sup>.

Toute modification de la clé de répartition des coûts communs nécessiterait la mise en place d'un retraitement de la trajectoire du revenu maximum autorisé sur cette période.

## 6.7 Rémunération des capitaux investis ( $RCI_t$ )

La rémunération des capitaux investis constitue l'indemnisation du capital investi dans la base d'actifs régulés par le gestionnaire de réseau. Le capital investi est constitué tant des fonds propres que des financements externes du gestionnaire de réseau de distribution.

La rémunération des capitaux investis est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés et sur les personnes morales, mais avant application du précompte mobilier sur les dividendes.

### 6.7.1 Règle de calcul

La rémunération des capitaux investis est fixée chaque année en appliquant le pourcentage de rendement visé au point 6.7.5 sur la moyenne de la valeur initiale (le 1<sup>er</sup> janvier) de l'actif régulé et de la valeur finale de l'actif régulé de l'exercice concerné (le 31 décembre), l'actif régulé étant calculé et évoluant annuellement selon les règles visées au point 6.7.2.

$$RCI = WACC^{30} \times RAB$$

### 6.7.2 Base d'Actifs régulés (RAB)

Au niveau du gaz, à partir de 2025<sup>31</sup>, les frais opérationnels transférés aux immobilisations ne sont plus autorisés dans la RAB.

Par ailleurs à partir de 2025, les actifs relevant de la catégorie 4 (voir point 23.1.3.2) ne seront pas intégrés dans la RAB.

---

<sup>29</sup> Ces clés ne peuvent pas être appliquées de manière rétroactives et dans tous les cas, les clés utilisés dans la détermination ex ante des budgets est identique à la présentation ex post du réalisé.

<sup>30</sup> Weighted Average Cost of Capital (CMPC = Coût Moyen Pondéré du Capital)

<sup>31</sup> Cfr recommandation de l'étude 44 sur le risque d'actifs échoués du réseau de distribution gaz à l'horizon 2050 <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

## Valeur initiale de l'actif régulé

Pour la période de régulation 2025-2029, en continuité avec la période 2020-2024, la valeur initiale de l'actif régulé correspond à la valeur des immobilisations corporelles régulées à la date du 31/12/2024.

## Evolution de l'actif régulé dans le temps

La valeur de l'actif régulé évolue chaque année à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2025 par :

- L'ajout de la valeur d'acquisition des nouvelles immobilisations corporelles régulées ;
- La déduction de la valeur comptable nette des immobilisations corporelles et incorporelles régulées mises hors service au cours de l'année concernée ;
- La déduction des amortissements, réductions de valeurs ou désaffectations de la plus-value RAB (voir infra), au taux des actifs sous-jacents, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- La déduction des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- La déduction des interventions de tiers relatives aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisées au cours de l'année concernée ;
- La déduction des subsides relatifs aux immobilisations corporelles et incorporelles régulées, comptabilisés au cours de l'année concernée ;
- La déduction des amortissements (reprises) des subsides, au taux des actifs sous-jacents, comptabilisés au cours de l'année concernée ;

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

Pour la plus-value iRAB, un traitement spécifique est réservé et des évolutions sont décidées par BRUGEL pour la période tarifaire 2025-2029 (voir point 6.7.4).

Pour le gaz, la classification des actifs dans la RAB se fera conformément aux catégories précisées au point 23.1.3.2.

L'actif régulé n'inclut ni le besoin en fonds de roulement ni les immobilisations en cours. La RAB est calculée à partir des immobilisations nettes des subsides et des financements de tiers.

La réévaluation de la RAB est interdite.

### 6.7.3 Pourcentage d'amortissement

Le montant annuel des amortissements est déterminé<sup>32</sup> sur base de la valeur d'acquisition historique et des pourcentages d'amortissement ci-après, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle.

---

<sup>32</sup> En continuité avec la méthodologie 2020-2024

Actif	Pourcentage d'amortissement	Durée d'amortissement <sup>33</sup>
Bâtiments industriels	3%	33 ans
Bâtiments administratif	2%	50 ans
Raccordements	3%	33 ans
Appareil de mesure et de comptage mécaniques	6%	16 ans
Appareils de mesure et de comptage électroniques (télémesurés ou non et/ou communicants)	6,67%	15 <sup>34</sup> ans
Télétransmission et fibre optique	10%	10 ans
Aménagement, mobilier, outillage et équipement de laboratoire	10%	10 ans
TCC, commande à distance, équipement dispatching	10%	10 ans
Installations de cogénération	10%	10 ans
Matériel roulant	20%	5 ans
Matériel IT (Hardware)	33%	3 ans
Équipement administratif (informatique et bureautique)	33%	3 ans
<b>Pourcentages spécifiques à la distribution d'électricité</b>		
Câbles	2%	50 ans
Lignes	2%	50 ans
Postes et cabines : équipements basse tension	3%	33 ans

<sup>33</sup> Cette colonne est indicative, le pourcentage d'amortissement ne correspond jamais exactement à la durée.

<sup>34</sup> Ceci constitue une modification de la méthodologie 2020-2024 afin de faire correspondre la durée d'amortissement avec les taux d'application dans les autres régions du pays et la durée de vie économique des actifs visés.

Postes et cabines : équipements haute tension	3%	33 ans
Pourcentages spécifiques à la distribution de gaz		
Conduites	2 %	50 ans
Postes/cabines/stations de réception	3 %	33 ans

SIBELGA aura la possibilité de proposer à BRUGEL une durée d'amortissement inférieure à 50 ans et supérieure à 10 ans pour les investissements liés à certains travaux dans les bâtiments administratifs.

SIBELGA pourra proposer une durée d'amortissement de 3 ans pour le parc de vélos électriques que l'opérateur prévoit de constituer.

Toute demande d'amortissement accéléré<sup>35</sup> ou demande d'amortissements d'autres actifs compte-tenu de projets spécifiques doit faire l'objet d'une demande explicite motivée par le GRD.

Cette demande sera formulée dans le cadre de la proposition tarifaire<sup>36</sup>. BRUGEL examinera cette demande lors de l'analyse de la proposition tarifaire au regard des objectifs de la méthodologie et de différents critères objectifs (durée de vie des actifs, changement de technologie, bonnes pratiques du secteur, ...)

Pour le gaz, une forme spécifique d'amortissement accéléré pour les actifs amortis à 2 ou à 3% et relevant de la catégorie 3 (voir point 23.1.3.2) est autorisée. Il s'agit plus précisément :

- (a) de l'application d'un taux d'amortissement « normal » (visé dans le tableau ci-dessus) à la valeur d'acquisition nette d'un actif (hors interventions des URD) suivi par
- (b) l'application annuelle d'un taux d'amortissement « complémentaire <sup>37</sup> » à la valeur comptable de l'actif après amortissement « normal ».

---

<sup>35</sup> Le terme « amortissement accéléré » réfère à une méthode d'amortissement consistant en (i) la dotation d'amortissement « normale » calculée sur la valeur d'acquisition nette (hors interventions des utilisateurs du réseau de distribution) au taux d'amortissement fixé pour ce type d'actif et (ii) d'une dotation d'amortissement « complémentaire » calculée sur la valeur comptable de l'actif après amortissement « normal » à un taux à déterminer par le régulateur.

<sup>36</sup> Si Sibelga identifie des retraitements spécifiques aux coûts BAU suite au demande de modification des durées d'amortissement, ces éléments devront être transmis lors de la remise de la proposition tarifaire initiale.

<sup>37</sup> Cfr recommandation de l'étude 44 sur le risque d'actifs échoués du réseau de distribution gaz à l'horizon 2050 <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

#### 6.7.4 Plus-value iRAB<sup>38</sup>

La plus-value de l'iRAB ne correspond pas à des coûts réellement supportés par SIBELGA. De ce fait, l'intégration dans le revenu autorisé d'une rémunération de cette plus-value est injustifiée, *a fortiori* un pourcentage de rendement tenant compte d'une prime de risque.

Dès lors, concernant la plus-value iRAB, à partir de la période 2025-2029 :

- a) la plus-value de l'iRAB n'est plus entièrement rémunérée dans le calcul de la rémunération des capitaux investis ;
- b) les amortissements de la plus-value de l'iRAB dans le revenu autorisé ne sont pas autorisés.

Conformément aux ordonnances électricité et gaz, le revenu autorisé pourra toutefois intégrer la quote-part de l'impôt des sociétés liée à la non-déductibilité<sup>39</sup> des amortissements de la plus-value de l'iRAB.

Afin d'assurer une adaptation progressive et permettre à SIBELGA d'anticiper les impacts de ces évolutions, BRUGEL choisit de mettre en application les évolutions décrites dans les points a) et b) de manière progressive. Pour ce faire, et à partir de 2025, BRUGEL décide :

- de supprimer chaque année (1/5<sup>ème</sup>) de la période régulatoire la plus-value de l'iRAB dans la valeur de la RAB utilisée pour le calcul de la rémunération des capitaux investis ;
- de supprimer à partir de 2029, à raison d'1/6 par an, les amortissements de la plus-value de l'iRAB dans le RMA.

Le traitement comptable de l'amortissement de la plus-value de réévaluation en 2025-2029 sera identique à celui qui était pratiqué durant la période 2020-2024.

#### 6.7.5 Règles de calculs du WACC

La formule retenue pour le calcul du WACC est la suivante :

$$\text{WACC} = (1 - \text{gearing}) \times \text{coût des fonds propres} + \text{gearing} \times \text{coût de la dette}$$

Avec :

- $\text{gearing} = \text{dette financière} / (\text{fonds propres} + \text{dette financière})$

La rentabilité attendue pour les capitaux propres selon le Modèle d'Évaluation Des Actifs Financiers (MEDAF, ou CAPM en anglais, pour Capital Asset Pricing Model) est la suivante :

- $\text{Coût des fonds propres} = \text{Taux sans risque} + \text{Prime de risque marché} \times \beta$

---

<sup>38</sup> Avant la sixième réforme de l'Etat et sur base de la méthodologie tarifaire prescrite par les arrêtés royaux du 2 septembre 2008, une valeur initiale de l'actif régulé avait été fixée (iRAB) et se composait de la somme des valeurs de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées (telles que fixées au 31 décembre 2001) et du besoin en fonds de roulement net du gestionnaire de réseau. Sur base de cette méthodologie, le régulateur fédéral avait approuvé les gestionnaires de réseau de distribution lorsqu'ils avaient acté une plus-value de réévaluation des actifs régulés

<sup>39</sup> Comme indiqué précédemment, il est à noter que les amortissements de la plus-value de l'iRAB ne sont pas reconnus par l'administration fiscale en tant que charges déductibles et ne sont donc pas déductibles de l'impôt des sociétés

- Coût de la dette = Taux de référence + Prime de dette + coûts de transaction

Un WACC nominal est d'application, la RAB n'étant pas ajustée pour tenir compte de l'inflation (voir point 6.7.2.)

Un WACC Vanilla est d'application :

- L'impôt sur les bénéfices est pris en compte via un terme distinct et est considéré comme un coût non gérable, conformément aux ordonnances « électricité » et « gaz »
- La déductibilité fiscale des intérêts est intégrée au calcul explicite de l'impôt

Pour la période tarifaire 2025-2029<sup>40</sup>, un WACC unique est calculé pour l'ensemble des activités régulées de SIBELGA (électricité et gaz).

#### 6.7.5.1 Caractère *ex ante* des paramètres du WACC

Les paramètres intervenant dans le calcul du WACC sont calculés ou fixés « *ex ante* » avant le début de la période tarifaire pour les paramètres *gearing*, taux sans risque, prime de risque marché, coefficient bêta et coût de la dette. Les valeurs définies *ex ante* sont fixées pour toute la période tarifaire. Aucun ajustement *ex post* n'est autorisé.

Les différents paramètres intervenant *ex ante* sont calculés ou fixés sur base des définitions reprises dans la présente section.

#### 6.7.5.2 *Gearing* (ou ratio d'endettement)

Le ratio normatif d'endettement (*gearing*) correspond à la quote-part que représentent les dettes financières comme source de financement de l'opérateur régulé.

Pour la période 2025-2029, le *gearing* retenu par BRUGEL est de 55%.

#### 6.7.5.3 Coût des fonds propres

##### 6.7.5.3.1 Taux sans risque

BRUGEL choisit d'évaluer le taux sans risque sur la base de la moyenne des indices quotidiens des obligations d'Etat belge nominales de maturité 10 ans (OLO 10 ans), sur une période d'observation de 15 ans<sup>41</sup>. Cette période d'observation s'étendra de l'année n-17 jusqu'à l'année n-3, avec pour l'année n, l'année d'entrée en vigueur de la méthodologie tarifaire.

Pour la méthodologie 2025-2029, la période d'observation 2008-2022 sera considérée.

Conformément à cette définition, le taux sans risque initialement calculé par BRUGEL était de 1,85%.

---

<sup>40</sup> Ce choix d'un WACC unique sera réévalué pour les périodes tarifaires suivantes

<sup>41</sup> Comme précisé dans la motivation, il s'agit mesure exceptionnelle, la volonté initiale de BRUGEL était de prendre une durée de 10 ans.

Toutefois, suite aux échanges entre SIBELGA et BRUGEL lors de la concertation, BRUGEL a décidé de fixer exceptionnellement le taux sans risque pour les fonds propres avec un taux identique au taux sans risque de la dette, et ce, uniquement pour la période tarifaire 2025-2029.

Le taux est fixé à 2,91% et ne sera pas révisé pendant la période.

#### 6.7.5.3.2 Prime de risque marché

La prime de risque de marché traduit l'écart existant entre le rendement du taux sans risque et le rendement espéré sur le marché évalué à partir d'un indice de référence. En d'autres termes, la prime de risque constitue le rendement supplémentaire attendu par les investisseurs pour investir dans le capital d'une entreprise plutôt que dans un actif sans risque.

La prime de risque marché se calcule sur la base des dernières données publiées par DMS<sup>42</sup> pour le marché belge, en retenant une moyenne pondérée entre la moyenne géométrique et la moyenne arithmétique.

Le poids de la moyenne géométrique est évalué comme le ratio entre la période de l'investissement et la longueur de la période sur laquelle la moyenne a été calculée. En retenant une période d'investissement de 10 ans cohérente avec la durée habituellement considérée pour les infrastructures de réseau et une période d'observations de 120 ans.

Conformément à cette définition, la prime de risque marché calculée par BRUGEL est de 4,50%.

Ce paramètre ne sera pas modifié au cours de la période.

#### 6.7.5.3.3 Bêta (facteur de risque).

Le bêta des capitaux propres, également appelé bêta endetté mesure la sensibilité des rendements d'un actif financier aux fluctuations de l'indice de marché. SIBELGA n'étant pas cotée, le bêta endetté de l'opérateur n'est pas directement observable sur le marché. Dès lors, il est nécessaire de l'estimer en recourant à une approche indirecte en plusieurs étapes, qui repose sur une estimation d'un bêta de l'actif cible à partir d'un benchmark.

Conformément aux pratiques les plus communes, BRUGEL décide de calculer le bêta cible à partir d'un benchmark des bêtas d'entreprises européennes cotées en bourse, ayant des activités régulées de transport et/ou distribution d'électricité et/ou de gaz.

Si le bêta est évalué de manière *ad hoc* (et non obtenu directement auprès des acteurs du marché), BRUGEL utilisera une moyenne des bêtas sur un historique de 5 ans (taille de la période tarifaire), en utilisant les cotations quotidiennes.

Un beta unique est calculé pour SIBELGA pour la période 2025-2029.

Conformément à cette définition, le facteur Bêta calculé par BRUGEL est de 0,74.

Ce paramètre ne sera pas modifié au cours de la période.

---

<sup>42</sup> analyses de Dimson, Marsh et Staunton (DMS), publiées annuellement par le Crédit Suisse dans le Global Investment Returns Yearbook. Ces analyses proposent une prime de risque marché, calculée comme la différence moyenne à long terme entre les rendements des actions et les rendements des obligations, depuis 1900.

#### 6.7.5.4 Coût de la dette

Le coût de la dette se compose d'un taux de référence auquel s'ajoute une prime de dette (spread de financement) et un coût de transaction.

##### 6.7.5.4.1 Taux de référence de la dette

Le taux IRS 10 ans est retenu comme taux de référence. Pour la période 2025-2029, à titre exceptionnel, une moyenne du taux IRS 10 ans sera évaluée sur un historique des 6 derniers mois avant la valorisation par le régulateur de ce paramètre.

Conformément à cette définition, le taux de référence de la dette est fixé à 2,91% (sur base de la référence de novembre 2022 à avril 2023) pour la période 2025-2029.

##### 6.7.5.4.2 Prime de dettes

Pour la période 2025-2029, la prime de dette est fixée à 1%, en ligne avec les motivations. Ce paramètre ne sera pas révisé sur la période.

##### 6.7.5.4.3 Coût de transaction

Une majoration de 15 points de base est accordée pour couvrir les coûts de transaction<sup>43</sup>. Ce paramètre ne sera pas révisé sur la période.

#### 6.7.6 Calcul du WACC

L'application des différents paramètres repris ci-dessus fixe un WACC<sup>44</sup> de 5,04 % pour toute la période 2025-2029.

#### 6.7.8 Détermination de la rémunération des capitaux investis

##### 6.7.8.1 *ex ante*

Le montant prévisionnel de la rémunération des capitaux investis  $RCI_t$  est calculé *ex ante* pour chacune des années de la période régulatoire comme suit :

$$RCI_t = WACC_t \times RAB_t$$

Avec :

- $WACC_t$  : le WACC pour l'année t ;
- $RAB_t$  : la RAB budgétaire pour l'année t égale à la moyenne de la RAB prévisionnelle au 31/12/t-1 et de la RAB prévisionnelle au 31/12/t.

$RAB_t$  est calculée à partir de la RAB réelle à la fin de la dernière année de la période de référence (2022), notée  $t_0$  à laquelle est appliqué un facteur d'inflation prévisionnelle  $I_{b_{t_0+1}/2025}$

---

<sup>43</sup> Ces coûts couvrent les frais de transaction notamment les frais engagés dans le cadre d'émissions de titres, les frais administratifs de gestion du portefeuille de capitaux d'emprunt, et les frais liés aux agences de notation

<sup>44</sup> Qualifié de WACC normal (pour plus de clarté par rapport à la notion de WACC bonifié repris dans les mécanismes d'incitation)



permettant d'obtenir un montant en euros 2025 ( $I_{b_{t+1} / 2025} = (1 + I_{t+1}) \times \dots \times (1 + I_{2025})$ ) avec  $I_i$  l'indice d'inflation proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029 (voir point 10.2), et complétée par les nouveaux investissements sur les années 2025 à  $t$  inclus dans les coûts additionnels  $CGAD_{2025}$ .

#### 6.7.8.2 *ex post*

La RAB est révisée *ex post* pour chaque année de la période de régulation, sur la base des investissements réels électricité / gaz, conformément à la section 6.7.2.

*Ex post*, pour chaque année de la période réglementaire, le gestionnaire de réseau de distribution calcule le montant de la rémunération des capitaux investis selon la formule ci-dessous :

$$RCI_{t \text{ réelle}} = RAB_{t \text{ réelle}} \times WACC_t$$

## 6.8 Rémunération des fonds de régulation

A l'issue de chaque année de la période régulatoire, le GRD calcule par fluide un terme correspondant à une rémunération des fonds de régulation. Ce terme rémunère le GRD lorsque le solde du fonds de régulation est équivalent à une créance envers les URD et bénéficie aux URD lorsque le fonds de régulation est équivalent à une dette du GRD envers les URD.

Il est calculé annuellement comme suit :

$$\text{Rémunération SFR} = (\text{taux d'intérêt}) \times (\text{SFR})$$

Avec :

- Taux d'intérêt équivalent au coût de la dette défini au 6.7.5.4.1;
- SFR : moyenne entre le solde du fonds de régulation au 31/12 et au 1/01 de chaque année de la période régulatoire.

Cette rémunération vient en déduction de la RCI en cas de passif et vient augmenter la RCI en cas d'actif.

## 7 Détermination du revenu autorisé initial

### 7.1 Principes généraux

Le RMA est calculé *ex ante* pour chacune des années de la période de régulation puis révisé *ex post* annuellement afin de calculer le facteur de bonus / malus, ainsi que les soldes tarifaires et leur affectation au revenu autorisé des années suivantes. Le RMA calculé *ex ante* est dénommé RMA budgétaire. Le RMA calculé *ex post* est dénommé RMA révisé.

La présente section définit la méthodologie de détermination *ex ante* du revenu initial autorisé fixée par BRUGEL, c'est-à-dire le RMA de la première année de la période de régulation, soit  $t = 2025$ . La méthodologie doit donc définir comment sont calculées chacune des 5 composantes ci-dessous :

$$RMA_{2025} = CG_{2025} + CNG_{2025} + RCI_{2025} + Q_{2025} + SR_{2025}$$

### 7.2 Coûts gérables $CG_t$

Selon les orientations retenues pour le modèle de régulation cible, les coûts gérables sont la somme de trois composantes :

$$CG_t = CGBAU_t + CGAD_t + CGR\&D_t$$

Avec :

- $CGBAU_t$  les coûts gérables BAU de l'année  $t$  ;
- $CGAD_t$  les coûts gérables additionnels nets de l'année  $t$  des projets spécifiques approuvés par BRUGEL ;
- $CGR\&D_t$  les coûts des projets de R&D approuvés par BRUGEL.

#### 7.2.1 Détermination des coûts gérables BAU initiaux $CGBAU_{2025}$

Le calcul des coûts gérables BAU initiaux est basé sur les coûts historiques du GRD.

$CGBAU_{2025}$  est égal à la somme d'une part des OPEX et d'autre part des amortissements, déterminés *ex ante* :

- pour la part OPEX, notée  $CGOPEXBAU_{2025}$ , sur la base des OPEX réelles sur une période de référence précédant l'année 2025, ce montant n'étant pas révisé *ex post* ;
- pour la part amortissements, notée  $CGCAPEXBAU_{2025}$ , 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.

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

La méthode pour la détermination de ces termes est décrite ci-après.

### 7.2.1.1 CGOPEXBAU<sub>2025</sub> :

1. Une période de référence d'une durée de 5 années est définie par rapport à la première année N = 2025, période sur laquelle les coûts OPEX réalisés sont connus sur base des comptes audités ; la période de référence s'étend de 2018 à 2022.
2. Pour chaque année t' de la période de référence :

2.1. La base de coûts OPEX historiques du GRD est décomposée de manière à en extraire les coûts OPEX correspondants aux coûts gérables au sens de la méthodologie tarifaire 2025-2029, tels que définis au point 6.2.1. L'ensemble des coûts non gérables au sens de la méthodologie tarifaire 2025-2029 sont donc exclus, de même (voir 6.5) que les coûts qui ne sont plus pris en compte dans le revenu autorisé comme l'ensemble des dotations et reprises de provisions, ainsi que le coût de la dette (qui est couvert par la rémunération des capitaux investis). Les coûts de R&D ainsi que les coûts ayant été rejetés par le passé par BRUGEL sont également retirés. Cette nouvelle base de coûts est appelée base de coûts gérables OPEX historiques brute pour l'année t' et est notée CGOPEXHbrute<sub>t'</sub> ;

2.2. La base de coûts gérables OPEX historiques brute est ensuite retraitée. Il s'agit ici d'abord de corrections liées à certains coûts historiques considérés comme exceptionnels ou qui n'auraient plus lieu d'être durant la période de régulation 2025-2029 ou à un niveau réduit. Ces retraitements sont décrits dans la section 7.8 ; en particulier, l'intégralité des coûts historiques du projet Smartrias<sup>45</sup> est retirée de la base de coûts gérables OPEX historiques.

Au global, l'ensemble des retraitements permet d'aboutir à la base de coûts OPEX historiques BAU retraitée pour l'année t', qui est convertie en €2025 par application d'un facteur d'inflation (voir le paragraphe 10.2 pour le choix de l'indice), en utilisant les taux d'inflation annuels réels pour les années disponibles, et les taux d'inflation annuels prévisionnels publiés par le Bureau Fédéral du Plan (voir 10.2). On obtient ainsi la base de coûts gérables OPEX BAU historiques retraitée de l'année t' en €2025, qui est notée CGOPEXHBAU<sub>t'</sub>, avec  $CGOPEXHBAU_{t'} = CGOPEXHbrute_{t'} \cdot Ib_{(t'+1)-2025}$

3. La composante OPEX du revenu initial, notée CGOPEXHBAU<sub>2025</sub>, est calculée comme la moyenne pondérée des 5 CGOPEXHBAU<sub>t'</sub> comme suit :

$$CGOPEXBAU_{2025}^{46} = k_{2018} \cdot CGOPEXBAU_{2018} + k_{2019} \cdot CGOPEXBAU_{2019} + k_{2020} \cdot CGOPEXBAU_{2020} + k_{2021} \cdot CGOPEXBAU_{2021} + k_{2022} \cdot CGOPEXBAU_{2022}$$

Avec :

- CGOPEXBAU<sub>t'</sub> : la part OPEX des coûts BAU retraités de l'année t' (en euros 2025) ;
- k<sub>t'</sub> : la pondération s'appliquant à l'année t' et  $\sum_{i=2018}^{2022} k_i = 1$  ;
- Ib<sub>x-y</sub> = (1 + I<sub>x</sub>) · ... · (1 + I<sub>y</sub>) : le facteur d'inflation permettant de passer des montants en €<sub>x-1</sub> en €<sub>y</sub> sur la base des I<sub>i</sub> (I<sub>i</sub> l'indice d'inflation proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-

<sup>45</sup> Projet Smartrias : fait référence à la terminologie utilisée par SIBELGA et BRUGEL lors des périodes tarifaires précédentes.

<sup>46</sup> Par définition, le montant CGOPEXHBAU<sub>t'</sub> est déjà converti en €2025

2029, voir point 10.2) ; à titre d'exemple  $Ib_{19-25} = (1 + I_{2019})(1 + I_{2020})(1 + I_{2021})(1 + I_{2022})(1 + I_{2023})(1 + I_{2024})(1 + I_{2025})$ .

*Remarques : cette formule ne tient pas compte du facteur d'efficience (partant ici du principe qu'il n'est pas demandé au GRD d'effectuer une amélioration de productivité pour l'année initiale similairement à ce qui a été effectuée pour 2020 dans le cadre de la présente méthodologie tarifaire). Il convient également de relever qu' $I_{2024}$  et  $I_{2025}$  sont des valeurs prévisionnelles lors de la détermination du revenu initial en 2024. Il est prévu à ce titre une adaptation ex post sur la base de l'inflation réelle comme discuté plus en détail au point 10.2*

Les coefficients de pondération suivants sont retenus par BRUGEL, pour l'électricité et le gaz :

- $k_{2018} = 10 \%$
- $k_{2019} = 15 \%$
- $k_{2020} = 20 \%$
- $k_{2021} = 25 \%$
- $k_{2022} = 30 \%$

4. Le montant total des OPEX BAU pour 2025,  $CGOPEXBAU_{2025}$ , est finalement obtenu en ajoutant à  $CGOPEXHBAU_{2025}$  l'enveloppe proposée par SIBELGA dans le cadre de sa proposition tarifaire et validée par BRUGEL pour les coûts supplémentaires IT, qui est notée  $CGBAUCoutsIT_{2025}$  et déterminée au paragraphe 7.8.2. :

$$CGOPEXBAU_{2025} = CGOPEXHBAU_{2025} + CGBAUCoutsIT_{2025}$$

5. Pour la détermination  $CGBAUCoutsIT_{2025}$ , SIBELGA est invitée, dans le cadre de sa proposition tarifaire à justifier tout écart entre d'une part les coûts du passé (moyenne pondérée de 2018-2022 indexée retraitée des coûts Smartrias) et d'autre part entre les coûts qu'elle estime pour 2025.

La justification de cet écart se base sur le détail de l'entièreté des coûts IT SIBELGA pour 2025 (coûts de fonctionnement IT et coût de projets) et d'une évolution probable pour la période 2026-2029.

BRUGEL sera attentif lors de l'examen de la demande de SIBELGA à l'adéquation entre la demande portant sur 2025, la durée des projets prévus et le poids de chaque projet dans l'enveloppe globale.

Par ailleurs, un projet majeur tel que par exemple le déploiement commun par les GRD belges d'un nouveau MIG fera dans tous les cas l'objet d'une demande de coûts additionnels spécifique et ne pourra être repris dans le BAU.

6. Le montant  $CGOPEXHBAU_{2025}$  est révisé ex post pour prendre en compte l'inflation réelle (voir 10.1).

### 7.2.1.2 $CGCAPEXBAU_{2025}$ :

- I. Le montant  $CGCAPEXBAU_{2025}$  calculé ex ante est égal à la somme :
- a. des dotations aux amortissements prévisionnelles 2025 de la valeur d'acquisition (nettes de subsides et d'interventions de tiers), qui est prise égale aux dotations aux amortissements prévisionnelles 2024 issue de la proposition tarifaire 2020-2024

- (corrigée de l'effet induit par les amortissements supplémentaires sur les compteurs gaz en 2022) multiplié par un facteur  $(1+I_{2025})^{47}$  ou tout autre estimation plus précise établie et motivée par Sibelga dans sa proposition tarifaire..
- b. des dotations aux amortissements prévisionnelles 2025 de la plus-value<sup>48</sup>.
  - c. du coût des désaffectations prévisionnelles 2025, égal à la moyenne non pondérée des coûts de désaffectation réels sur la période de référence 2018-2022 exprimées en €<sub>2022</sub>, puis converti en €<sub>2025</sub> par application d'un facteur  $(1+I_{2023}) (1+I_{2024}) (1+I_{2025})$ . Le coût des désaffectations comprend les coûts des désinvestissements (amortissement de la valeur résiduelle) diminué des produits associés.
2. En 2026, le montant  $CGCAPEXBAU_{2025}$  est révisé *ex post* pour prendre en compte les dotations aux amortissements 2024 de la valeur d'acquisition (nettes de subsides et d'interventions de tiers) réelles ainsi que l'inflation réelle 2025, tandis que le coût prévisionnel 2025 des désaffectations est révisé uniquement en prenant en compte l'inflation réelle des années 2023, 2024 et 2025.
  3. Pour l'année 2029, la partie des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  relative aux dotations aux amortissements prévisionnelles de la plus-value iRAB est diminuée d'1/6, puis d'1/6<sup>ème</sup> additionnel par an sur la période de régulation suivante (2030-2034), afin de supprimer intégralement l'amortissement de la plus-value iRAB d'ici 2034.

### 7.2.1.3 Dispositions spécifiques au gaz

Deux décisions relatives à la composition du revenu autorisé et à la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  nécessitent des aménagements particuliers pour le gaz. Il s'agit des deux décisions suivantes, aux effets nets contraires :

1. D'une part, suite à la réflexion sur le risque de *stranded assets* gaz, de la fin de la pratique (à partir de 2025), des frais transférés aux immobilisations, par laquelle des OPEX rentrent dans la RAB et sont amortis (effet net conduisant à la sous-estimation du revenu autorisé) et moyennant le respect de certaines conditions (voir point 23.1.3) de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements ;
2. D'autre part, de l'effet d'aubaine engendré par la méthode de calcul des  $CGCAPEXBAU_{2025}$  en raison de la baisse continue des amortissements prévue par SIBELGA jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz (effet net conduisant à la surestimation du revenu autorisé).

Le transfert de frais aux immobilisations a été pratiqué par SIBELGA pendant la période de référence 2018-2022 tandis qu'il sera interdit pendant la période 2025-2029. Sur l'ensemble de la durée de vie des investissements pour lesquels des frais opérationnels sont activés, abstraction faite de la rémunération équitable (dont la valeur de la RAB est un paramètre de calcul), ce changement de pratique a un effet nul. Toutefois, et toutes autres choses égales par ailleurs, cette évolution dans la comptabilisation de ces coûts mènerait, en ce qui concerne la période régulatoire 2025-2029 :

---

<sup>47</sup>  $I_{2025}$  est l'indice d'inflation prévisionnel pour l'année 2025, tel que proposé pour la méthodologie tarifaire 2025-2029, voir point 10.2

<sup>48</sup> Conformément à la présente méthodologie.

- à une sous-estimation du  $CGOPEXBAU_{2025}$  d'un montant s'élevant entre 5,9M€ et 6,5M€ (frais de services de support transférés aux immobilisations respectivement en 2020 et 2019).
- À une surestimation des  $CGCAPEXBAU_{2025}$ , celles-ci représentant les amortissements d'investissements diminués des surcharges et moyennant le respect de certaines conditions (voir point 23.1.3) de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements à partir du 1/1/2025. Cette surestimation sera vraisemblablement faible en 2025 mais augmentera continuellement.

L'effet d'aubaine résultant de la baisse continue des amortissements prévue par SIBELGA jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz est estimée, sur la base des inputs de SIBELGA à moins de 1 M€ en 2025 à 3M€ en 2029.

Conformément aux recommandations émises dans l'étude 44 de BRUGEL sur le risque d'actifs échoués du réseau gaz, SIBELGA introduira lors de la remise de sa proposition tarifaire une demande d'affectation des fonds de régulation gaz visant à compenser la hausse du revenu autorisé 2025-2029 découlant de l'arrêt de la pratique du transfert de frais opérationnels aux immobilisations et moyennant le respect de certaines conditions (voir point 23.1.3) de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements, diminuée de l'effet d'aubaine sur les  $CGCAPEXBAU_{2025}$ . Dans tous les cas, l'effet d'aubaine sur les  $CGCAPEXBAU_{2025}$  devra être déterminé par SIBELGA pour l'ensemble de la période tarifaire lors de l'introduction de la proposition tarifaire initiale.

## 7.2.2 Détermination des coûts gérables additionnels $CGAD_t$

### 7.2.2.1 Calcul des coûts gérables additionnels *ex ante*

#### 7.2.2.1.1 Qualification de couts gérables additionnels

La détermination du caractère additionnel des coûts est régie à la fois par des conditions générales et par des conditions particulières :

#### **En ce qui concernent les conditions générales :**

Pour être qualifiés de coûts gérables additionnels  $CGAD_t$ , les coûts doivent :

- être induits uniquement par des projets significatifs (sauf exception mentionnées ci-après), dont la réalisation nécessite une charge additionnelle minimale de 3 millions d'euros cumulés sur la période 2025-2029<sup>49</sup> (étant entendu que plusieurs projets peuvent être regroupés sous un projet unique pour atteindre ce seuil), et
- avoir une portée additionnelle<sup>50</sup> par rapport aux coûts gérables BAU (OPEX et/ou CAPEX).

Les projets pouvant induire des coûts additionnels sont :

1. le projet de déploiement des compteurs intelligents d'électricité ;
2. les projets induits par de nouvelles obligations légales ;

---

<sup>49</sup> Charge tarifaire totale additionnelle (OPEX et Amortissements/Désaffectations) sur toute la période tarifaire.

<sup>50</sup> La portée additionnelle se définit par la différence entre les charges totales des projets additionnels et les charges BAU telles que définies dans la présente méthodologie. Cette portée additionnelle doit être motivée par le GRD (par exemple en s'appuyant sur le plan de développement) et validée par BRUGEL.

3. les projets liés au partage d'énergie. Néanmoins, dans le cadre de ces projets, les coûts additionnels éligibles concernent les coûts opérationnels et ne peuvent intégrer ceux liés au placement du compteur intelligent ;
4. les projets relatifs au réseau, concernant le renforcement, le renouvellement et l'extension du réseau de distribution. SIBELGA doit présenter sa demande conformément aux lignes directrices et au canevas prévus au paragraphe 6.2.3 ;
5. les projets d'investissements hors IT liés aux développements des fonctionnalités smartgrid (automatisation des cabines etc.) ;
6. les autres projets éventuels, n'entrant pas dans les 5 catégories précédentes, et induisant des coûts additionnels dûment justifiés par Sibelga.

Le seuil minimal de 3 millions d'euros susmentionné ne s'applique pas aux projets liés au partage d'énergie (catégorie 3 ci-dessus).

**En ce qui concerne les conditions particulières :**

- Pour le projet de déploiement des compteurs intelligents :
  - Les coûts additionnels couvrent l'ensemble des coûts sur 2025-2029, OPEX et amortissements (au sens de la méthodologie tarifaire, i.e. y inclus coûts de désaffectation), moins les bénéfiques et les produits éventuels, induits par le projet de déploiement du système de comptage intelligent électricité (coûts de mise en place) et son exploitation (run costs), c'est-à-dire l'ensemble des surcoûts par rapport à une situation dans laquelle le projet ne serait pas exécuté. Si le GRD introduit des coûts IT dans ce projet, ceux-ci ne pourront pas être repris dans les justifications des *CGBAUCoutsIT*<sub>2025</sub>.
  - Les OPEX couverts intègrent l'ensemble des coûts d'exploitation récurrents et non récurrents induits par la mise en place et l'exploitation du système de comptage intelligent. Ils intègrent en particulier les coûts non immobilisés induits par le projet sur la gestion administrative, la gestion de la relation clientèle (call center) et du back-office, les coûts de communication récurrents pour le rapatriement des données etc.
  - Les amortissements couverts correspondent :
    - Aux investissements requis en cours de période sur l'ensemble de la chaîne de comptage intelligent depuis le point de comptage (matériel et installation) jusqu'au système informatique de gestion des données de comptage, pour sa partie hardware (seule partie des coûts IT immobilisée), y inclus les coûts de gestion de projet qui sont normalement également immobilisés. Seuls les compteurs intelligents dont les spécificités ne permettent pas de répondre aux exigences de l'annexe 6 de l'ordonnance électricité installés sur les points d'accès peuvent être pris en compte.
    - Aux investissements requis en cours de période pour l'assainissement nécessaire en préalable à l'installation des compteurs intelligents sur certains points de fourniture et portant sur l'environnement direct du compteur (notamment l'adaptation du tableau, du branchement).
    - Au remplacement des compteurs intelligents déjà installés non vétustes ou qui présentent des dysfonctionnements réparables »



- Les bénéfiques comprennent l'ensemble des réductions d'OPEX et d'amortissements<sup>51</sup>.
- Pour les projets relatifs au réseau, les coûts additionnels réseau couvrent :
  - L'ensemble des coûts additionnels sur 2025-2029 relatifs à l'extension, au renouvellement et au renforcement du réseau (pour faire face à la hausse de la pointe localement et globalement, due à l'électrification des usages, et le cas échéant à la multiplication de la production décentralisée qui peut induire des congestions), comprenant les amortissements des investissements correspondants sur 2025-2029 (au sens de la méthodologie tarifaire, i.e. y inclus coûts de désaffectation) et les éventuelles OPEX induits, moins les bénéfiques correspondants.
  - Les bénéfiques comprenant au minimum les amortissements évités correspondant aux coûts d'investissement évités dans le cas d'un renforcement de réseau<sup>52</sup> mis en œuvre à l'occasion d'un renouvellement. Ces coûts additionnels correspondent donc à l'ensemble des surcoûts du GRD par rapport à une situation dans laquelle ces extensions et renforcements ne seraient pas exécutés.

Ceci peut notamment être démontré comme la différence entre les charges d'amortissement et de désaffectations induites par les investissements estimés par Sibelga pour l'extension, le renouvellement et le renforcement du réseau et les *CGCAPEXBAU* y relatifs. Les investissements estimés par le GRD seront challengés et validés par BRUGEL, tant au niveau des quantités que des coûts.

#### 7.2.2.1.2 Exigences du dossier de demande

De manière générale pour chaque projet additionnel, un canevas ou modèle de rapport minimum pour l'introduction des coûts est déterminé en concertation entre les GRD et BRUGEL avant l'introduction de la demande de coûts additionnels.

Il présentera au minimum les informations suivantes :

- La motivation du projet
- Les coûts évalués par an au minimum sur la période 2025-2029, notamment ventilés comme suit :
  - Coûts d'investissement, d'amortissement et de désaffectations
  - Charges d'exploitation
- Les bénéfiques évalués par an au minimum sur la période 2025-2029, s'il y a lieu, notamment ventilés comme suit :
  - Coûts d'investissements, d'amortissement et de désaffectations évités<sup>53</sup>
  - Autres bénéfiques
- Les produits générés par an (tarifs non périodiques ou autre), s'il y a lieu, au minimum sur la période 2025-2029 ;
- Les hypothèses et méthodes de chiffrage des coûts, des bénéfiques et des produits

---

<sup>51</sup> à titre d'exemple quand un compteur intelligent est posé pour un nouveau raccordement ou pour remplacer un compteur classique en panne ou en fin de vie, il y a un coût évité égal au coût de placement, matériel inclus, d'un compteur classique

<sup>52</sup> Le GRD veillera, autant que possible à séparer les investissements d'extension, de renforcement et de renouvellement du réseau. Le cas échéant, Sibelga présentera les difficultés rencontrées pour catégoriser certains investissements en fonction de cette distinction.

<sup>53</sup> Lorsque les projets sont globaux, ceux-ci peuvent être vus comme les *CGCAPEXBAU* qui doivent être déduits des coûts du projet

- Un calcul de la rentabilité<sup>54</sup> et les valeurs actualisées nettes des projets repris dans la demande de coûts additionnels\_(le taux d'actualisation doit en principe être le WACC), à fournir uniquement pour les projets proposés par Sibelga entrant dans la catégorie 6 (autres projets éventuels)
- Le cas échéant, une analyse de sensibilité des principaux paramètres et/ou hypothèses de coûts et/ou bénéfices et/ou produits ;
- ;
- Le cas échéant, une analyse des risques auxquels le projet est susceptible de rencontrer au cours de sa durée de vie ainsi que les mesures prévues par SIBELGA pour les mitiger ;

Plus particulièrement pour le projet de déploiement des compteurs intelligents le dossier de demande du GRD doit également comprendre :

- Les coûts, bénéfices et produits éventuels décomposés au minimum comme suit :
  - Coûts d'investissement
    - Comptage
      - Coûts du matériel :
        - Coût d'achat des compteurs, scindé entre monophasé et triphasé
        - Coût d'achat du matériel associé au compteur (coffret etc.), scindé s'il y a lieu selon les différents types de configurations
        - Coût d'achat du matériel relatif aux travaux d'assainissement
      - Coûts de placement des compteurs (hors matériel) ; les hypothèses de temps passé pour la pose et de coût horaire moyen pour la pose devront être explicitées
      - Coûts des travaux d'assainissement (hors matériel)
      - Coûts indirects inclus dans l'investissement
    - Hardware IT
    - Pilotage/gestion du déploiement
  - Charges d'exploitation (non immobilisées, pour autant qu'ils ne soient pas repris dans le coût des surcharges inclus dans l'investissement)
    - Coûts de recyclage des compteurs déposés
    - Coûts de gestion du processus de rapatriement et validation des données
    - Coûts de communication pour le rapatriement des données
    - Coûts de gestion back-office (notamment base de données des compteurs)
    - Coûts de gestion front-office (gestion clientèle)
    - Réduction des produits suite assainissement
  - Bénéfices<sup>55</sup>
    - Réduction des coûts de relève
    - Réduction des coûts d'intervention sur site
    - Réduction des coûts de front office (le front-office apparait à la fois au niveau des coûts et des bénéfices car tandis qu'un surcoût peut être rencontré lors du déploiement, un bénéfice peut être généré vis-à-vis des URD qui ont été équipées de compteurs intelligents)
    - Réduction des pertes non techniques (consommations hors contrat, fraude)
    - Réduction des pertes techniques

---

<sup>54</sup> Le cas échéant, la rentabilité doit être comprise du point de vue de l'URD, à savoir exprimée en fonction des coûts et des gains (ou des réductions de coût) pour l'URD.

<sup>55</sup> La présence de ces différents postes de bénéfice ne signifie pas forcément qu'un bénéfice peut être généré dans le cas du GRD Sibelga ; il incombe bien évidemment au GRD Sibelga d'analyser et chiffrer les bénéfices qui peuvent effectivement être générés dans son cas

- Produits (s'il y a lieu)
- Les hypothèses utilisées pour le chiffrage de chacun des postes précédemment décrits, en particulier :
  - Les trajectoires prévisionnelles de nombres de compteurs déployés pour chacune des catégories définies dans l'ordonnance électricité en vigueur, scindées entre compteurs monophasés et triphasés
  - Les coûts unitaires d'achat des compteurs scindés entre monophasé et triphasé, en précisant la source (contrats ou éventuellement estimations si des contrats sont à renouveler en cours de période)
  - Les coûts unitaires d'achat du matériel associés (coffrets etc.), différenciés le cas échéant entre les différents types (dans ce cas les hypothèses de volumétrie par type sont à fournir)
  - Les coûts des services DaaS en précisant la source (contrats ou éventuellement estimations si des contrats sont à renouveler en cours de période)
  - La stratégie de placement des compteurs utilisée (internalisée / externalisée / combinaison des deux)
  - Les coûts unitaires de placement et les hypothèses de durée de placement sous-jacentes
- Les hypothèses utilisées pour le calcul des coûts de désaffectations

Particulièrement pour les projets relatifs au réseau le dossier de demande du GRD doit également comprendre:

- Une description et un chiffrage de l'ensemble des activités de renouvellement, de renforcement et d'extension du réseau prévue par le GRD sur 2025-2029, qui peuvent être regroupées le cas échéant en un projet unique.
- Le dossier de demande peut être construit en s'appuyant sur le projet de plan de développement 2025-2029 que le GRD doit soumettre à BRUGEL, en décomposant les coûts d'investissement du projet de PDD entre extension, renforcement et renouvellement<sup>56</sup> :
- Le dossier de demande doit comprendre :
  - Les investissements présentés par année et par classe d'actifs selon la classification des actifs implémentée dans l'onglet PI du modèle de rapport en vigueur, accompagnés des prévisions de quantités correspondantes. Lorsque les renforcements sont effectués dans le cadre d'un renouvellement d'actif, les coûts additionnels ne doivent intégrer que le surcoût par rapport à un renouvellement à l'identique.
  - Les coûts additionnels d'extension (investissements, amortissements et désaffectations) présentés par année et par classe d'actifs selon la classification des actifs implémentée dans l'onglet PI du modèle de rapport en vigueur, accompagnés des prévisions de quantités correspondantes.
  - Une justification détaillée démontrant qu'avec les hypothèses d'inflation (IPC) sur la période 2025-2029 les coûts ne seraient pas couverts par les CAPEXBAU, ainsi qu'un modèle de calcul étayant les montants demandés par année. Celle-ci contiendra :
    - La charge d'amortissement et de désaffectation totale projetée des actifs en la décomposant entre :
      - Les charges d'amortissement et de désaffectation induites par les nouveaux investissements par classe d'actif.
      - Les charges d'amortissement et de désaffectation des investissements historiques par classe d'actif

---

<sup>56</sup> Le cas échéant, Sibelga présentera les difficultés rencontrées pour catégoriser certains investissements en fonction de cette distinction.

- Les coûts  $CGCAPEXBAU$  par classe d'actif

Les coûts additionnels sont présentés dans le business case en euros constants 2025, notés  $CGAD_{t,€2025}$ , un facteur d'inflation étant appliqué ensuite dans la formule d'évolution du revenu autorisé pour obtenir les coûts additionnels en euros courants (voir point 10).

Les autres modalités de la procédure d'introduction des coûts additionnels est définie au point 17.

BRUGEL examine, les informations concernant le(s) projet(s) telles qu'intégrées dans le business cases au regard :

- des lignes directrices et du canevas /modèle de rapport minium telles que prévues supra ;
- des objectifs du régulateur tels que repris au point 4 ;
- des objectifs arrêtés par la Région de Bruxelles-Capitale<sup>57</sup> ;
- des coûts historiques correspondants ;
- des prix du matériel et de pose pratiqués en 2023 par le marché ;
- ainsi que, sur la base de comparaisons avec d'autres GRD en Belgique et à l'international, ou de toute autre méthode jugée pertinente.

BRUGEL juge la pertinence des coûts additionnels nets proposés sur la base des critères suivants :

- cohérence des hypothèses retenues avec les objectifs arrêtés par la Région de Bruxelles-Capitale et du régulateur ;
- qualité, exactitude et complétude de la justification du chiffrage proposé au niveau des coûts, des bénéfices et des éventuels produits ;
- caractère raisonnable des hypothèses de chiffrage et des coûts, bénéfices et éventuels produits associés ;
- efficacité des coûts.

Sur base de cette analyse, BRUGEL approuve, adapte ou rejette les coûts additionnels autorisés à être intégrés dans le RMA.

Le régulateur définit le montant  $CGAD_t$  pour chacune des 5 années de la période 2025-2029 sur la base de coûts gérables additionnels approuvés.

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

La prise en compte des coûts additionnels liés au déploiement des compteurs intelligents est effectuée selon les modalités suivantes :

- Idéalement avant le 1<sup>er</sup> janvier 2024<sup>58</sup>, le GRD soumet, pour approbation par BRUGEL, son business case conformément aux exigences indiquées au point 7.2.2.1.2 ;
- BRUGEL rend sa décision de recevabilité dans le mois de la réception et le cas échéant transmet au GRD une demande d'informations complémentaires et les délais de communication de ces informations ;

---

<sup>57</sup> Notamment dans le PACE : <https://environnement.brussels/citoyen/nos-actions/plans-et-politiques-regionales/bruxelles-reunit-air-climat-et-energie-dans-une-vision-integree-le-cobrace-et-plan-regional-pace>

<sup>58</sup> Ce délais ayant déjà été discuté lors de la phase de concertation préparatoire et des discussions sur la feuille de route liée au déploiement des compteurs communicants.

- sur la base d'un dossier complet et du rapport de l'audit commandité par le régulateur, BRUGEL communique au GRD, dans les deux mois ses observations ainsi que les écarts identifiés du business case par rapport aux valeurs jugées raisonnables ;
- le GRD dispose d'un mois pour communiquer à BRUGEL son positionnement par rapport aux observations et/ou écarts mentionnés dans le point précédent ;
- après réception du positionnement du GRD, BRUGEL prend une décision d'approbation ou de rejet dans le mois.

### 7.2.3 Détermination des coûts des projets innovants de R&D $CGR\&D_t$

Les projets innovants de R&D devront :

- être en accord avec les objectifs de la présente méthodologie tarifaire (voir 4.1);
- être en dehors des activités récurrentes ou normales *business as usual* attendues de la part du GRD mais s'inscrire dans le cadre des activités régulées du GRD ;
- être des projets ponctuels ;

Les charges liées aux projets innovants de R&D ne peuvent pas être activées. Les coûts visés sont des coûts nets<sup>59</sup>. En d'autres termes, les bénéfices doivent être déduits des coûts totaux.

Les demandes de financement de projets innovants R&D doivent contenir:

- une motivation approfondie sur le caractère innovant du projet ;
- des informations détaillées sur les montants des charges additionnelles engendrées par de tels projets ;
- une analyse des bénéfices attendus
- un calendrier détaillé et le processus complet de la mise en œuvre de chacun des projets présentés.

Les coûts gérables relatifs aux projets de R&D  $CGR\&D_t$  sont calculés *ex ante* comme suit :

- Le GRD soumet à BRUGEL, dans le cadre de sa proposition tarifaire ou demande de coûts additionnels R&D, une proposition de l'ensemble des coûts de R&D pour les projets visés par la demande avec leur budget individuel détaillé.
- Le régulateur analyse et évalue cette proposition, entre-autres au regard des critères définis ci-dessus, des objectifs (voir 4.1) de la méthodologie tarifaire (facilitation de la transition énergétique, innovation, justification du caractère additionnel, ...) et du caractère raisonnable des coûts (voir 26 ). La procédure de soumission de tels coûts de R&D est fixée au point 17.
- Le régulateur arrête les montants  $CGR\&D_t$  pour chacune des années concernées par le projet sur la base de l'analyse visée ci-dessus. L'intégralité de ces montants est comptabilisée d'un point de vue régulateur en charges d'exploitation.

Les modalités en cas révision et/ou d'abandon de projets R&D pour lesquels des coûts gérables additionnels ont été autorisés sont les mêmes que pour les coûts gérables additionnels (voir point 7.2.2).

---

<sup>59</sup> Les bénéfices de projet R&D peuvent être nuls.

### 7.3 Détermination des coûts non gérables $CNG_t$

Le montant des coûts non gérables  $CNG_t$  est fixé *ex ante* pour l'ensemble de la période de régulation sur la base des prévisions de coûts du GRD, qui les justifie dans sa proposition tarifaire, notamment par rapport à l'historique des coûts réalisés. Le régulateur a la possibilité de refuser les prévisions proposées par le GRD si celles-ci apparaissent non cohérentes avec l'historique ou présentent des variations importantes non justifiées, ou insuffisamment justifiées.

Il n'y a aucun enjeu d'efficience sur les coûts non gérables, les coûts non gérables finaux étant déterminés *ex post* chaque année pour l'année précédente sur la base des coûts réels.

En cas d'écart absolu important (supérieur à 10% du budget) constaté *ex post* pour certains coûts non gérables, au cours de la période de régulation, le montant prévisionnel déterminé *ex ante* peut être révisé annuellement par le GRD pour l'année suivante (notamment le coût de compensation des pertes), afin d'assurer une prévision plus fiable (voir point 8) et limiter la création de soldes.

Cette révision de la prévision des coûts non gérables de l'année N concernés est communiquée par le GRD en année N-1 dans le cadre de la procédure d'approbation du tarif de l'année N.

### 7.4 Détermination de la rémunération des capitaux investis

Ce calcul est déterminé au point 6.7.

### 7.5 Détermination du facteur qualité initial ( $Q_t$ )

Le montant initial du facteur qualité  $Q_{2025}$  est fixé à 0 *ex ante* puis recalculé *ex post* sur la base de la performance non financière du GRD et des règles qui sont définies au point 12. Ce calcul *ex post* pourra être effectué soit sur une base annuelle soit en fin de période en fonction des mécanismes d'incitation à la performance non financière fixés dans la présente méthodologie. Les enveloppes maximales sont déterminées au point 12.4.

### 7.6 Détermination de la part des soldes tarifaires affectés au revenu autorisé (SRT)

Voir point 13.

### 7.7 Traitement des coûts IT

Pour le calcul du revenu maximum autorisé, SIBELGA maintiendra une comptabilisation des coûts d'achat de hardware IT en CAPEX et de l'ensemble des autres coûts IT en OPEX. Cette approche est conforme à la pratique actuelle, étant entendu que SIBELGA n'est pas autorisé à modifier cette pratique au cours des années de la période tarifaire 2025-2029, ni au cours des années qui la précèdent.

En complément, un reporting *ex post* annuel précis relatif aux coûts IT durant la période de régulation 2025-2029 sera établi par SIBELGA (voir également 6.2.5). Ce reporting devra permettre de comprendre de manière fine la structure des coûts IT et en particulier devra distinguer les coûts immobilisés (hardware) des autres coûts (licences, charges externes d'IT, charges de projets hors achats de hardware). Ce reporting sera intégré aux modèles de rapport *ex post* dans un onglet séparé et sera structuré de façon cohérente et détaillée avec l'ensemble des projets IT spécifiés dans le cadre du plan de développement.

Par ailleurs, l'ensemble des coûts IT liés aux OSP constituent des coûts non gérables (voir point 0).

## 7.8 Retraitement de la base de coûts historiques

### 7.8.1 Préambule

Cette section précise les retraitements nécessaires de la base de coûts historiques BAU. Cette section traite d'une part le projet Smartrias et d'autre part les autres retraitements.

### 7.8.2 Retraitement lié aux coûts IT

Il est nécessaire de retraiter les coûts du projet Smartrias dans la base de coûts historiques BAU (voir document de motivation).

- Pour le calcul de  $CGOPEXBAU_{2025}$ , les coûts réels du projet SMARTRIAS (poste de coût « New Market Model » de la roadmap IT de SIBELGA) pour les années 2018 à 2022 sont intégralement retirés de la base de coûts gérables OPEX historiques brute de chaque année de la période de référence ( $CGOPEXH_{brute,t}$ ),
- Pour l'année 2025, BRUGEL demande donc à SIBELGA de détailler et motiver dans sa proposition tarifaire une éventuelle enveloppe supplémentaire venant augmenter les  $CGOPEXBAU_{2025}^{60}$  et visant à couvrir les éventuels coûts supplémentaires pour les projets IT et le frais de structure Smartrias, notée  $CGBAUProjetsIT_{2025}$ .

### 7.8.3 Autres retraitements de la base de coûts

En complément de cette correction spécifique au projet Smartrias, l'ensemble des dotations aux provisions et des reprises de provisions devra également être retranché de la base de coûts historiques BAU, comme décrit précédemment (voir 6.5.2). Par ailleurs, considérant que les charges liées aux primes jubilaires sont reprises dans les coûts non gérables pour la période 2025-2029, un retraitement de ces charges pendant la période de référence sera effectuée.

Les coûts mixtes réels des années 2018 et 2019 affectés à l'électricité et au gaz ont été calculés sur la base d'une clé de répartition 62 (électricité) / 38 (gaz). Ils devront donc être retraités pour refléter la clé de répartition en vigueur à partir de 2020 soit 65 (électricité) / 35 (gaz).

Dans tous les cas, la clé de répartition des coûts mixtes est stable au cours de la période régulatoire et identique entre le budget et le réalisé (voir 6.6).

BRUGEL ne prévoit à ce stade aucun autre retraitement spécifique de la base de coûts historiques BAU.

BRUGEL conserve cependant la possibilité d'analyser la base de coûts historiques et au besoin d'y supprimer les éventuelles charges exceptionnelles (au regard des critères d'évaluation du caractère raisonnable des coûts – voir point 26) ou d'en rejeter certains coût jugés non raisonnables.

---

<sup>60</sup> Conformément à la roadmap IT 2023-2027.

## 8 Révision du revenu maximum autorisé

### 8.1 Révision annuelle

Le revenu autorisé budgété fixé *ex ante* lors de la proposition tarifaire pour les années 2025 à 2029 peut être révisé annuellement, afin d'intégrer partiellement ou entièrement le montant des soldes réglementaires validés par BRUGEL.

Chaque année après validation des soldes tarifaires, SIBELGA soumet une proposition tarifaire actualisée conformément à la procédure visée au point 19.

La procédure annuelle de révision du revenu autorisé et du tarif pour les soldes réglementaires est concomitante avec la procédure de contrôle des écarts entre le budget et la réalité.

Pour ce qui concerne les révisions annuelles liés aux coûts de transport et aux obligations de services publiques il s'agit des révisions prévues respectivement aux points 15 et 0 de la présente méthodologie.

Pour ce qui concerne la révision annuelle des surcharges liées à la redevance de voiries, celle-ci est introduite en même temps que les modifications tarifaires liées au tarif transport<sup>61</sup>.

### 8.2 Révision ponctuelle

A la demande du gestionnaire de réseau ou de BRUGEL, le revenu autorisé fixé *ex ante* d'une ou plusieurs année(s) de la période réglementaire, peut être révisé dans les cas repris ci-après.

Pour les points 8.2.1.2, 8.2.1.3 et 8.2.1.4 tant les coûts gérables que non gérables sont visés.

#### 8.2.1 Cas possibles

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

Par principe, en cas d'écart absolu important (supérieur à 10% du budget voir point 7.3) constaté *ex post* pour certains coûts non gérables, au cours de la période de régulation, le montant prévisionnel déterminé *ex ante* peut être révisé annuellement par le GRD pour l'année suivante, afin d'assurer une prévision plus fiable et limiter la création de soldes.

En application des articles 9quinquies, 11°, de l'Ordonnance Électricité et l'article 10ter, 11°, de l'Ordonnance Gaz, l'intégration de « tout coût associé à de nouveaux impôts, de nouvelles taxes, contributions ou surcharges qui sont imposés à SIBELGA » sera couverte intégralement par les tarifs, soit directement par une augmentation du tarif couvrant les surcharges soit via une prise en compte dans les tarifs via les soldes tarifaires.

Dès lors SIBELGA peut déroger au seuil de 10% pour demander une augmentation automatique du tarif couvrant les surcharges.

---

<sup>61</sup> Bien que ne répondant pas strictement à la définition de tarifs de distribution, pour ce qui concerne l'indexation des droits alimentant le fonds énergie, à savoir respectivement les droits fixés à l'article 26 de l'ordonnance électricité et l'article 20septiesdeies de l'ordonnance gaz : Dès 2025, ces indexations feront simplement l'objet d'une notification par courrier électronique à BRUGEL au plus tard pour le 30 septembre de chaque année. Dans le cadre de sa mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des Ordonnances et arrêtés, BRUGEL procédera à une vérification des montants transmis et attestera de la bonne conformité des montants publiés par le gestionnaire de réseau.



La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.1.

#### **8.2.1.2 En cas de modification de toute subsidiation ou autres formes de soutien public octroyé au gestionnaire de réseau**

En cas de modification des subsides ou autres formes de soutien public octroyé au GRD, le montant prévisionnel des postes concernés déterminé *ex ante* peut être révisé annuellement par le GRD pour l'année suivante, afin d'assurer une prévision plus fiable et de prévenir un effet d'aubaine dans le chef du GRD.

La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.1.

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

L'article 9sexies, §3 de l'ordonnance électricité et l'article 10quater, §3 de l'ordonnance gaz prévoient qu'en cas de passage à de nouveaux services et/ou d'adaptation de services existants, le GRD peut soumettre une proposition tarifaire actualisée à l'approbation de BRUGEL dans la période régulatoire. Cette proposition tarifaire actualisée tient compte de la proposition tarifaire approuvée par BRUGEL, sans altérer l'intégrité de la structure tarifaire existante.

Le montant prévisionnel des postes concernés déterminé *ex ante* peut être révisé ponctuellement par le GRD pour les années suivantes, afin d'assurer une prévision plus fiable. La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.1.

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

Le GRD peut soumettre une proposition tarifaire actualisée à l'approbation de BRUGEL dans la période régulatoire, en vue de couvrir des coûts qui sont directement induits par l'évolution du cadre légal ou des règles de fonctionnement du marché ou par des circonstances exceptionnelles, pour autant que ces coûts supplémentaires annuels induits soient supérieurs ou égal à 2 % du revenu maximum autorisé budgétaire hors OSP et hors surcharge, des années concernées (ce ratio est égal au cumul des coûts supplémentaires demandés sur les années concernées divisé par le cumul du revenu maximum autorisé budgétaire hors OSP et surcharges sur les mêmes années) .

Cette proposition tarifaire actualisée tient compte de la proposition tarifaire approuvée par BRUGEL, sans altérer l'intégrité de la structure tarifaire existante.

Le montant prévisionnel des postes concernés déterminé *ex ante* peut être révisé par le GRD pour le reste de la période régulatoire , afin d'assurer une prévision plus fiable. La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.1.

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

Conformément aux points 7.2.2 , le GRD est autorisé à introduire un nombre limité de demandes de réouverture du RMA en cours de période en raison d'un nouveau projet additionnel. Cette demande ne peut porter que sur les années qui suivent la date de la demande.

Le dossier de demande contiendra *a minima* les informations reprises au point 7.2.2 de la présente méthodologie.

Cette demande devra concerner des budgets non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire initiale et n'entrant pas dans d'autres mécanismes de réouverture. l'acceptation

ou le rejet de la demande de coûts additionnels relevant de la compétence exclusive de BRUGEL et conformément aux critères prévus au point 26.

La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.2.

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

Conformément au point 7.2.3, le GRD est autorisé à introduire un nombre limité de demandes de réouverture du RMA en cours de période en raison d'un nouveau projet de R&D. Cette demande ne pourra concerner que les années qui suivent la date de l'introduction de la demande.

Le dossier de demande contiendra *a minima* les informations reprises au point 7.2.3 de la présente méthodologie.

Cette demande devra concerner des budgets non prévus au moment de l'établissement de la proposition tarifaire et n'entrant pas dans un mécanisme de réouverture précédemment évoqué, l'acceptation ou le rejet de la demande de coûts additionnels revenant exclusivement à BRUGEL, conformément aux critères prévus (point 26).

La procédure pour cette révision est déterminée au point 8.2.2.2.

### **8.2.2 Procédures de révision ponctuelle**

Toute demande de réouverture du revenu maximum autorisé fait l'objet d'une proposition tarifaire actualisée.

Pour toutes les révisions prévues ci-dessous, SIBELGA doit informer BRUGEL dans les meilleurs délais de toute modification à l'origine de ces demandes. Dans ce cas, BRUGEL peut exiger de SIBELGA qu'il introduise une demande de modification du RMA, et ce afin de prévenir tout effet d'aubaine dans le chef du GRD.

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

SIBELGA doit informer BRUGEL par courrier électronique avec accusé de réception de son intention d'introduire une demande de révision ponctuelle le plus tôt possible, idéalement dans les 30 jours calendrier suivant le fait générateur (nouvelle disposition légale, survenance de circonstances exceptionnelles, ...) à la base de sa demande de révision.

À la suite de cette demande, une concertation est organisée entre BRUGEL et le GRD, durant laquelle le calendrier des échanges ainsi que la date d'introduction de la proposition tarifaire actualisée sont fixés de commun accord. A défaut d'accord, BRUGEL fixe le calendrier de la procédure d'adaptation en se basant sur les délais prévus au point 19 de la présente méthodologie.

Le GRD doit justifier dans sa demande la nécessité de l'inclusion de ces nouveaux coûts dans le revenu maximum autorisé et d'autre part leur caractère gérable ou non gérable.

BRUGEL décide de l'approbation ou du rejet des coûts autorisés à être intégrés au RMA ainsi que de leur qualification en tant que coûts gérables ou non gérables. Ce pouvoir est exercé sur base des critères énoncés au point 26 de la présente méthodologie.

Pour une demande de coûts supplémentaires effectuée par le GRD en année N, pour les années N+1 à 2029, les coûts supplémentaires retenus par BRUGEL donnent lieu à une révision du revenu maximum autorisé budgétaire des années N+1 à 2029 comme suit :

- Les coûts supplémentaires gérables retenus par BRUGEL sont ajoutés aux coûts additionnels budgétaires des années concernées.

- Les coûts supplémentaires non gérables retenus par BRUGEL sont ajoutés aux coûts non gérables budgétaires des années concernées.

### 8.2.2.2 Concernant les révisions prévues aux points 8.2.1.6 et 8.2.1.5

Dans tous les cas :

- Le GRD doit justifier dans sa demande la nécessité de l'inclusion de ces nouveaux coûts dans le revenu maximum autorisé
- BRUGEL décide de l'approbation ou du rejet des coûts autorisés à être intégrés au RMA. Ce pouvoir est exercé sur base des critères énoncés au point 26 de la présente méthodologie. Pour une demande de coûts supplémentaires effectuée par le GRD en année N, pour les années N+1 à 2029, les coûts supplémentaires retenus par BRUGEL donnent lieu à une révision du revenu maximum autorisé budgétaire des années N+1 à 2029.

En ce qui concerne les révisions visées par les points 8.2.1.6 et 8.2.1.5, le GRD a la possibilité de demander à rouvrir le RMA trois fois maximum au cours de la période de régulation (plusieurs projets peuvent être regroupés au sein d'une même demande).

Cette demande doit être introduite pour le 30 juin de l'année N pour son inclusion dans le RMA de l'année N+1 et suivantes. Pour le 30 juin, seuls les éléments de motivation et de coûts sont transmis par le gestionnaire de réseau (augmentation du RMA). L'intégration de ces coûts pour déterminer les tarifs de l'année N+1 sera opérée lors de la remise de la proposition tarifaire actualisée au plus tard le 31 octobre de chaque année.

Pour ce qui concerne les coûts additionnels visés au point 7.2.2 et 7.2.3, le dossier d'introduction comprendra *a minima* les prescrits repris dans ce même point.

Dans tous les cas :

- La demande doit comprendre le budget individuel détaillé du projet couvrant l'ensemble des années restantes de la période de régulation et une analyse des bénéfices attendus.
- Le régulateur analyse et évalue cette proposition, entre-autres au regard des critères définis ci-dessus, des objectifs (voir point 4.1) de la méthodologie tarifaire (facilitation de la transition énergétique, innovation, justification du caractère additionnel, ...) et du caractère raisonnable des coûts (voir point 26) et valide ou non la prise en compte de ce projet dans le RMA des années restantes..
- En cas de validation, le régulateur définit sur la base de son analyse les montants des coûts du projet ajoutés aux  $CGR&D_t$  ou  $CGAD_t$  pour chacune des années restantes de la période 2025-2029.

À la suite de cette demande, une concertation est amorcée entre BRUGEL et le GRD, durant laquelle le calendrier des échanges ainsi que la date d'introduction de la proposition tarifaire actualisée sont fixés. A défaut, BRUGEL fixera le calendrier de la procédure d'adaptation en se basant sur les délais prévus au point 19 de la présente méthodologie.

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

#### 8.2.2.3.1 Révision de projet

La révision d'un projet est définie comme tout changement de couts significatifs faisant suite à des modifications du périmètre, de la solution technique, au planning des livrables, à la nature des livrables,

aux services rendus par les livrables initialement prévus ou à tout autre élément précédemment validé par BRUGEL relatifs aux projets visés<sup>62</sup> ayant un impact significatif sur les coûts.

Le GRD doit obligatoirement notifier à BRUGEL, dans les meilleurs délais, et ce au idéalement dans les 60 jours calendrier après sa survenance, toute(s) modification(s) des informations reprises dans le business case qui a un impact global et substantiel sur les charges ou produits relatifs aux projets. Pour être considéré de substantiel, l'estimation de l'impact doit engendrer une variation de minimum 30% du montant total des charges et des produits relatifs aux projets.

Toute révision devra faire l'objet d'une concertation entre le GRD et BRUGEL et le cas échéant d'une nouvelle validation par BRUGEL du budget précédemment octroyé. Cette nouvelle validation se déroulera également selon les modalités et principes définis au point 7.2.2.

Le régulateur peut, sur base de l'information transmise par le GRD, des réponses du GRD aux questions posées par BRUGEL, des écarts constatés par rapport aux prévisions, de la révision du budget et des résultats effectifs et/ou prévus des projets, procéder à une révision des coûts gérables additionnels octroyés afin de s'assurer que le budget précédemment octroyé respecte les objectifs de la présente méthodologie et les critères de raisonnabilité (voir point 26) et ne génère pas de profit indu dans le chef du GRD.

En cas de révision, le régulateur peut demander au gestionnaire de réseau de réintroduire un dossier de demande de coûts gérables additionnels.

En cas de révision du budget d'un projet spécifique en cours de période régulatoire, la différence entre le budget initial et le budget révisé constitue une dette tarifaire (si budget initial supérieur à budget révisé) ou une créance tarifaire (si budget initial inférieur à budget révisé) à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

En cas de révision d'un projet spécifique en cours de période régulatoire, les éventuels coûts échoués qui découlent d'engagements pris par le gestionnaire de réseau de distribution préalablement à la décision de révision ou les coûts échoués qui découlent d'obligations qui résultent elles-mêmes de décisions prises préalablement à cette décision de révision constituent une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Toutefois, la quote-part non encore utilisée des charges budgétées reprise dans le revenu autorisé de la durée résiduelle de la période régulatoire, constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

#### 8.2.2.3.2 Abandon ou arrêt de projet

L'abandon ou l'arrêt d'un projet est défini comme étant la cessation complète par le GRD de la réalisation d'un projet spécifique dont les coûts relèvent des coûts additionnels approuvés par le régulateur.

Le GRD doit notifier à BRUGEL, dans les meilleurs délais, et ce au plus tard dans les 30 jours calendrier après sa survenance, toute décision d'abandon ou d'arrêt de projet financé par des budgets additionnels.

En cas d'abandon d'un projet spécifique en cours de période régulatoire, les coûts échoués qui découlent d'engagements pris par le gestionnaire de réseau de distribution préalablement à la décision d'abandon ou les coûts échoués qui découlent d'obligations qui résultent elles-mêmes de décisions

---

<sup>62</sup> Projet additionnel ou projet de R&D

prises préalablement à cette décision d'abandon constituent une créance tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble. Toutefois, la quote-part non encore utilisée des charges budgétées reprise dans le revenu autorisé de la durée résiduelle de la période régulatoire, constitue une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau dans leur ensemble.

## 9 Réserve générale dans le calcul du RMA ex ante et ex post

BRUGEL approuve le RMA *ex ante* et *ex post* sur base de l'ensemble des éléments mis à sa disposition par SIBELGA.

S'il devait s'avérer, lors de contrôles ultérieurs, que les informations reprises sont erronées et qu'il nécessite le cas échéant une adaptation, BRUGEL pourrait revoir sa décision. Dans ce cas, une nouvelle décision serait prise par le régulateur demandant à SIBELGA de corriger le RMA et le cas échéant d'introduire une nouvelle proposition tarifaire suivant un calendrier défini par BRUGEL.

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

## 10 Evolution du revenu autorisé

### 10.1 Formule d'évolution

Dans le cadre de la méthodologie tarifaire 2025-2029, les coûts gérables BAU, pour l'électricité d'une part et pour le gaz d'autre part, de chacune des années t à compter de l'année 2026 seront calculés *ex ante* à partir des coûts gérables de l'année t-1.

La formule d'évolution des coûts gérables, avant corrections relatives aux amortissements, est la suivante :

$$CG_t = CGBAU_{t-1} \cdot (1 + I_t) \cdot (1 - E) + (CGAD_{t,\epsilon 2025} + CGR\&D_{t,2025}) \cdot (1 + Ib_{2026-t})$$

avec :

- $CG_t$  : les coûts gérables de l'année t (en euros courants) ;
- $CGBAU_t$  : les coûts gérables BAU de l'année t (en euros courants), avec  $CGBAU_t = CGBAU_{t-1}(1+I_t)(1-E)$  ;
- $I_t$  : l'indice d'inflation prévisionnel de l'année t en % (cf. paragraphe 10.2 **Erreur ! Source du r envoi introuvable.**) ;
- E : le facteur d'efficacité en % correspondant aux gains de productivité à mettre en œuvre par le GRD ;
- $CGAD_{t,2025}$  : les coûts gérables additionnels de l'année t en euros 2025 approuvés par BRUGEL, y inclus les coûts gérables supplémentaires approuvés par BRUGEL dans le cadre du mécanisme de réouverture du revenu maximum autorisé en cours de période décrit au point 8 ;
- $CGR\&D_{t,2025}$  : les coûts des projets de R&D en euros 2025 approuvés par BRUGEL, y inclus les coûts des projets de R&D additionnels demandés en cours de période par SIBELGA et approuvés par BRUGEL dans le cadre du mécanisme décrit au point 8 ;

- $Ib_{2026-t}$  : le facteur d'inflation précédemment défini permettant de convertir des euros 2025 en euros  $t$  ;
- $t$  : l'année comprise entre 2026 et 2029.

Une correction relative à l'amortissement iRAB est ensuite appliquée à  $CG_t$  visant à ;

- ne pas octroyer d'inflation sur la dotation aux amortissements de la plus-value iRAB, ceci étant motivé par le fait que l'octroi d'inflation sur les amortissements de la valeur d'acquisition permet de financer le renouvellement des actifs, tandis que l'octroi d'inflation sur la plus-value constituerait un effet d'aubaine pour le GRD ; en pratique cette correction revient à ne pas appliquer le facteur d'inflation  $(1+I_t)$  à la dotation aux amortissements de la plus-value intégrée au terme  $CGBAU_{2025}$  ;
- à appliquer la mesure de réduction de l'amortissement de la plus-value d'un sixième à partir de 2029.

Pour le gaz une correction supplémentaire à la baisse, notée  $CORRamort_t$ , est appliquée à  $CG_t$  pour éliminer l'effet d'aubaine résultant de la baisse continue des amortissements prévue par SIBELGA jusqu'en 2050, conjointement à la baisse de la RAB gaz et en lien avec l'affectation des fonds régulation visant à compenser partiellement l'arrêt<sup>63</sup> de l'activation de charges opérationnelles et le cas échéant et moyennant le respect de certaines conditions (voir point 23.1.3) de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements (voir 6.5.4 et 7.2.1.3).

## 10.2 Prise en compte de l'inflation

La formule d'évolution des coûts gérables décrite au paragraphe ci-avant s'appliquera ex ante avec les indices d'inflation prévisionnels, et ex post chaque année  $t+1$  avec les indices d'inflation réels.

Le paramètre d'inflation utilisé est l'indice des prix à la consommation (IPC) en Belgique. Il est normalement publié :

- En ce qui concerne le réalisé, par Statbel;
- En ce qui concerne les prévisions, par le Bureau Fédéral du Plan.

Les dernières références disponibles seront systématiquement utilisées.

- Pour le réalisé, l'indice de l'année  $t$  est calculé comme étant le pourcentage d'évolution entre la moyenne arithmétique des valeurs mensuelles de l'indice national des prix à la consommation, exprimé par rapport à une année de référence en base 100, pour l'année  $t$ , et cette même moyenne pour l'année  $t-1$ .
- Pour les prévisions, dans le cas où une inflation prévisionnelle n'est pas disponible pour une année de la période régulatoire (par exemple 2029), les données les plus proches seront utilisées (2028 dans l'exemple).

Dans les cas où l'inflation prévisionnelle 2024 est utilisée pour la détermination des coûts autorisés 2025, celle-ci sera également revue ex post pour refléter la réalité.

---

<sup>63</sup> Selon l'estimation réalisée sur la base des inputs de SIBELGA (source : Note du 10 mars 2023 de SIBELGA intitulée « Comparaison des méthodes de calcul de amortissements autorisés »), cette correction varie d'environ -1 M€ en 2026 à -3M€ en 2029

### 10.3 Facteur d'efficience

BRUGEL a opté pour une approche pragmatique et dans la continuité des méthodologies tarifaires 2020-2024 consistant à fixer le facteur d'efficience à 0,75% pour la période 2025-2029. Ce facteur est identique pour l'électricité et pour le gaz.

Le facteur d'efficience est applicable uniquement aux OPEX gérables BAU. Le facteur d'efficience proposé de 0,75 % n'est donc pas applicable aux amortissements BAU<sup>64</sup>, bien que ces derniers fassent partie des coûts gérables BAU. Cette approche est motivée par le fait que la marge de manœuvre de SIBELGA sur l'optimisation de ses amortissements BAU (hors inflation) est limitée aux nouveaux investissements sur la période 2025-2029.

Pour cette période régulatoire, toutes les charges d'exploitation et les amortissements intégrés aux coûts additionnels quels qu'ils soient (y inclus les coûts des projets de R&D), en particulier ceux portant sur les projets de comptage intelligent ne sont pas soumis au facteur d'efficience.

D'un point de vue de la formule d'évolution du revenu maximum autorisé, le facteur d'efficience final E s'applique à l'ensemble des coûts gérables BAU, ce qui nécessite de le revoir à la baisse par rapport au chiffre de 0,75 % afin que le montant d'amélioration de productivité demandé correspondent bien à 0,75 % des OPEX gérables BAU, c'est-à-dire :

$$E = 0,75 \% \times \frac{CGOPEXBAU_{2025}}{CGBAU_{2025}}$$

Avec :

- $CGBAU_{2025}$  les coûts gérables BAU 2025 :

$$CGBAU_{2025} = CGOPEXBAU_{2025} + CGCAPEXBAU_{2025}$$

- $CGOPEXBAU_{2025}$  la part OPEX des coûts gérables BAU 2025
- $CGCAPEXBAU_{2025}$  la part amortissement des coûts gérables BAU 2025

Le facteur E définitif sera donc fixé une fois que les coûts gérables BAU initiaux auront été calculés, soit lors de la remise de la proposition tarifaire. Une correction de ce facteur E sera faite ex post pour tenir compte de l'inflation réalisée ainsi que pour tenir compte des amortissement réels 2024<sup>65</sup>.

## II Incitations à la maîtrise des coûts

Dans l'exercice des tâches visées à l'article 7 de l'ordonnance électricité et à l'article 5 de l'ordonnance gaz, le GRD maintient le coût par unité d'énergie transportée à un niveau le plus bas possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût, dans le respect notamment des normes qui s'imposent à lui en ce qui concerne la qualité et la fiabilité de livraison.

Les coûts et produits (et réductions de coûts/produits) gérables et non gérables ne peuvent être imputés que *ex ante* ou *ex post* aux tarifs pour autant que BRUGEL ne les ait pas rejetés en raison de leur caractère déraisonnable ou inutile au regard des critères détaillés au point 26.

### II.1 Incitation inhérente au modèle – Taux de partage

BRUGEL fixe un taux de partage de 100 %. Ce mécanisme est prescrit au point 13.1.1.

<sup>64</sup> Y inclus les amortissements exceptionnels relatifs aux désaffectations.

<sup>65</sup> influençant la base de coûts gérables

## 11.2 Traitement des sous-investissements potentiels

Pour l'ensemble des nouveaux investissements sur 2025-2029, dans le cas où SIBELGA a dégagé sur ses coûts gérables TOTEX un bonus global sur la période 2025-2029, BRUGEL se réserve le droit d'engager, en cas de suspicion de sous-investissement manifeste, un audit des investissements réalisés par SIBELGA sur 2025-2029 par rapport au revenu maximum autorisé.

L'appréciation de ce sous-investissement sera notamment basée sur le suivi de l'exécution des plans de développement qui fera l'objet d'un reporting spécifique dans le modèle de rapport et de l'analyse des écarts entre les quantités prévues et les quantités réalisées.

S'il s'avère qu'une partie du bonus global est dû à un sous-investissement manifeste, d'un montant noté BSM, le montant BSM est soustrait du revenu maximum autorisé budgétaire sur la période 2031-2034 à travers le terme SRt de la formule de régulation.

## 12 Incitations sur les performances

L'ensemble des incitations sur les performances non financières donne droit à un bonus ou un malus qui est ajouté au RMA lors du contrôle annuel des soldes tarifaires<sup>66</sup>.

Le montant initial du facteur qualité  $Q_{2025}$  est fixé à 0 *ex ante* puis recalculé *ex post* sur la base de la performance non financière du GRD et des règles qui seront définies ci-après.

### 12.1 Mécanisme incitatif sur la qualité de services

Ce dispositif vise à évaluer et à valoriser via un mécanisme de bonus/malus les performances du GRD pour ce qui concerne la qualité de la distribution d'électricité et de gaz de ses réseaux sur la base des KPI relatifs à l'indisponibilité et à la fréquence d'interruption de l'alimentation des URD. Par ce mécanisme, BRUGEL souhaite porter la qualité d'alimentation des URD au niveau des objectifs fixés pour l'année 2024 dans un contexte d'introduction soutenue des charges flexibles (véhicules électriques, services de partages et de flexibilité).

#### 12.1.1 Qualité de la distribution d'électricité

##### 12.1.1.1 Type d'interruptions prises en considération

Les interruptions d'alimentations seront prises en considération dans le calcul de l'indicateur hormis les cas suivants :

- 1°. Interruptions planifiées : BRUGEL estime que l'impact sur le confort des utilisateurs est réduit par l'information préalable sur les interruptions nécessaires à la réalisation des travaux sur le réseau ou sur le raccordement des clients ;
- 2°. Interruptions liées à l'action d'un tiers : si l'interruption découle de la responsabilité d'un tiers, telle que l'arrachage d'un câble ou d'une canalisation, et que la responsabilité est avérée, elle ne sera pas prise en compte. Le GRD est toutefois incité à mettre en place des moyens qui permettraient de réduire ce type d'incident (amélioration de la signalisation, des suivis de chantiers communs, ...)

---

<sup>66</sup> Hormis pour le WACC bonifié qui rentre dans le calcul de la marge équitable



- 3°. Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau interconnecté qui n'est pas géré par le GRD. Si la cause de l'interruption se situe dans un réseau interconnecté au réseau du GRD, dans les installations de l'URD (défaut dans une cabine client ou l'installation interne du client qui résulte dans un déclenchement dans le réseau), dans un réseau privé, etc. elle ne sera prise en compte dans l'évaluation de cet indicateur ;
- 4°. Interruptions découlant de circonstances exceptionnelles : un certain nombre d'événements sont si exceptionnels qu'il serait disproportionné pour un GRD d'en tenir compte dans son approche relative à la gestion de ses réseaux. L'impact de ces événements est donc maintenu en dehors de l'évaluation de sa performance qualité.

Les interruptions exceptionnelles qui seront exclues de l'évaluation de la qualité sont donc directement dues à (liste non exhaustive) :

- Catastrophes naturelles comme les séismes « lourds », les inondations exceptionnelles, les tempêtes ou les cyclones ou d'autres conditions climatiques exceptionnelles ;
- Déclenchement suite à un incendie, une explosion chimique ou nucléaire ou déclenchement non planifié pour éviter des incidents lors d'un incendie, une explosion chimique ou nucléaire (déclenchement à la demande des pompiers p.ex.) ;
- Attaque terroriste ou acte de guerre ;
- Application de procédures de protection du système électrique contre les phénomènes soudains qui compromettent l'intégrité du système électrique ;
- Procédure de protection du système électrique en cas de pénurie annoncée d'électricité pendant une durée considérable ;
- Régulation de circulation des personnes contraignante semblable à celle appliquée pour lutter contre le COVID.

Ces interruptions exceptionnelles exclues comprennent également les interruptions suite à des manœuvres ou travaux réalisés pour mettre en sécurité le réseau suite à ces événements.

Si ces types d'événements se produisent, le GRD doit les isoler dans l'évaluation de l'indicateur et démontrer par toute voie de droit qu'il s'agissait effectivement d'une situation exceptionnelle.

L'emplacement et le moment de l'événement exceptionnel doivent être clairement indiqués dans le rapportage qui sera communiqué à BRUGEL.

- 5°. Non-alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.

Lors d'un déclenchement, il se peut que le GRD n'ait pas accès à certains éléments du réseau. Ce manque d'accès entraîne de fait l'impossibilité d'isoler la partie du réseau concernée et ne permet pas de rétablir l'alimentation. Les problèmes d'accès étant hors du contrôle du GRD, ceux-ci sont donc aussi exclus. Pour chaque problème d'accès soulevé, une justification du GRD est demandée. Seuls les problèmes d'accès ne découlant pas de la responsabilité du GRD seront en effet écartés.

Lors d'un incident entraînant la nécessité de prévoir un raccordement provisoire pour un client, il se peut aussi que le GRD n'ait pas accès aux installations permettant ce raccordement provisoire. Les problèmes d'accès étant hors du contrôle du GRD, ceux-ci sont donc aussi exclus.

### 12.1.1.2 Type de KPI utilisés

Il existe 3 KPI utilisés couramment<sup>67</sup> qui permettent de mesurer la qualité de l'alimentation électrique :

- 1°. L'indisponibilité qui correspond au temps annuel moyen d'interruption d'un utilisateur du réseau de distribution ;
- 2°. La fréquence d'interruption qui correspond au nombre annuel moyen d'interruptions d'un utilisateur du réseau de distribution ;
- 3°. La durée de rétablissement des cabines concernées qui représente le temps moyen de durée des interruptions de ces cabines.

Sachant que  $1^\circ = 2^\circ * 3^\circ$

Les KPI sélectionnés sont ainsi détaillés dans le tableau ci-dessous :

---

<sup>67</sup> Un benchmarking réalisé par BRUGEL en 2017 a montré que les indicateurs de qualité d'alimentation électrique qui font l'objet d'une incitation financière sont généralement l'indisponibilité et la fréquence d'interruption.

Ces deux indicateurs seront déterminés par niveau de tension : indisponibilité du réseau haute tension (selon la prescription C10/14) et indisponibilité du réseau basse tension (selon les méthodes de calcul utilisées par SIBELGA).

Dans le cadre de la remise des rapports relatifs à la qualité des services électriques, SIBELGA présente déjà les résultats des indicateurs que sont l'indisponibilité et la fréquence d'interruption. D'autres indicateurs spécifiques tels que l'indisponibilité BT sont quant à eux évalués et communiqués dans les plans d'investissements.

KPI	Niveau tension	Caractéristiques	Formules de calcul
Indisponibilité (SAIDI)	Haute tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hors interruptions planifiées ;</li> <li>▪ Hors Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;</li> <li>▪ Hors évènements exceptionnels ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'un acte d'un tiers ;</li> <li>▪ Hors non alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Formule Prescription Synergrid C10/14</p> <p>Indisponibilité = <math>\sum_j s_j \times (t_j \times 0,85) / S_s</math> (heures: minutes par an)</p> <p>dans lequel <math>s_j</math> = nombre de cabines alimentant le <math>j^{\text{me}}</math> groupe d'utilisateurs interrompus.  <math>t_j</math> = la durée de rétablissement pour le <math>j^{\text{me}}</math> groupe d'utilisateurs interrompus.  <math>S_s</math> = le nombre total de cabines MT/BT au 1/01/</p>
Fréquence d'interruption (SAIFI)	Haute tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hors interruptions planifiées ;</li> <li>▪ Hors Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;</li> <li>▪ Hors évènements exceptionnels ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'un acte d'un tiers ;</li> <li>▪ Hors non alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Formule Prescription Synergrid C10/14</p> <p>Fréquence des interruptions = <math>\sum_j s_j / S_s</math> (nombre d'interruption par an)</p>

KPI	Niveau tension	Caractéristiques	Formules de calcul
Indisponibilité (SAIDI)	Basse tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hors interruptions planifiées ;</li> <li>▪ Hors Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;</li> <li>▪ Hors évènements exceptionnels ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'un acte d'un tiers ;</li> <li>▪ Hors non alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Formule SIBELGA</p> $\frac{\sum(\text{heure de rétablissement} - \text{heure de déclenchement}) * \text{Nombre de clients impactés}}{\text{Nombre total d'utilisateurs}}$ <p>Les formules sont identiques à celles de la MT mais le nombre de clients impacté est estimé ;</p>
Fréquence d'interruption (SAIFI)	Basse tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hors interruptions planifiées ;</li> <li>▪ Hors Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;</li> <li>▪ Hors évènements exceptionnels ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'un acte d'un tiers</li> <li>▪ Hors non alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Formule SIBELGA</p> $\frac{\sum(\text{interruptions des utilisateurs BT})}{\text{Nombre total de clients raccordés au réseau BT}}$ <p>Comme pour l'indisponibilité, le nombre de clients impacté est estimé</p>

### 12.1.1.3 Pondération des KPI sur la qualité de distribution d'électricité

La pondération relative de ces KPI est reprise dans le tableau ci-dessous.

Ordre d'importance	KPI	Poids 1	Poids 2	Poids total
1	Fréquence d'interruption (SAIFI) HT	70%	60%	42%
2	Indisponibilité (SAIDI) HT		40%	28%
3	Fréquence d'interruption (SAIFI) BT	30%	60%	18%
4	Indisponibilité (SAIDI) BT		40%	12%
				100%

Cette pondération est effectuée sur cette base :

- Poids plus important pour la HT (70%) par rapport à la BT (30%) dans la mesure où l'impact des interruptions HT est beaucoup plus important puisque celles-ci concernent à la fois les clients HT et les clients BT en aval;
- Le nombre d'interruptions a un impact négatif plus important sur les clients que la durée des interruptions (60% Vs. 40%).

### 12.1.1.4 Rapportage spécifique

Dans le cadre du rapportage sur les résultats des KPI (voir ci-avant), le GRD communique à BRUGEL des données sous format numérique contenant au moins les informations suivantes :

- la liste complète des interruptions d'alimentation non planifiées par niveau de tension ;
- les calculs des fréquences d'interruption, de la durée d'interruption et de l'indisponibilité.

Le rapport doit contenir toutes les interruptions par niveau de tension avec les données suivantes par coupure :

- Cause de l'interruption non planifiée, suivant la définition dans le rapport qualité : lié à son propre réseau, dans un réseau connecté, lié à l'action d'un tiers ou par une circonstance exceptionnelle (attestation nécessaire) ;
- Les communes dans lesquelles l'interruption s'est produite ;
- Par interruption :
  - Si liée à la HT, le nombre de cabines impliquées ;
  - Nombre d'utilisateurs impactés (estimé avec la moyenne du nombre de clients par cabine ou tronçon BT impacté si le nombre d'utilisateurs impactés peut ne peut être réellement identifiés ;
  - Nom de la rue de déclenchement des incidents ;
  - Date de début de l'interruption ;
  - Heure (heure: minutes: secondes) du début de l'interruption ;
  - Date de fin de l'interruption ;
  - Heure (heure: minutes: secondes) de la fin de l'interruption. C'est l'heure à laquelle le dernier client a été réalimenté, sauf en ce qui concerne les clients non-rétablis suite aux problèmes d'accès aux installations du GRD.

## 12.1.2 Qualité de la distribution du gaz

### 12.1.2.1 Type d'interruptions prises en considération

A l'instar de la méthodologie adoptée pour évaluer la qualité d'alimentation du réseau électrique, l'ensemble des interruptions de gaz seront prises en considération pour déterminer les indicateurs de qualité d'alimentation sur le réseau de gaz hormis celles liées aux trois types suivants :

- 1°. Interruptions planifiées ;
- 2°. Interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;
- 3°. Interruptions découlant de circonstances exceptionnelles (voir point 12.1.1.1).

### 12.1.2.2 Types d'indicateurs utilisés

D'après le benchmarking réalisé par BRUGEL, il ressort que dans le cadre d'une régulation incitative, les indicateurs spécifiques au gaz sont rarement pris en considération. En effet, l'argument sécuritaire est souvent évoqué pour minimiser la prise de risque des équipes qui seraient amenées à devoir réduire les durées des interruptions en cas d'incidents en raison de la mise en place de ces incitants.

BRUGEL partage cet avis mais souhaite tout de même évaluer les performances du GRD à travers, non pas la durée moyenne d'interruption, mais par la fréquence d'occurrence de ces interruptions.

KPI	Niveau Pression	Caractéristiques	Formules de calcul
Fréquence d'interruption	Moyenne pression & Basse pression	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hors interruptions planifiées ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'une erreur, d'un incident ou d'une interruption sur un réseau connecté qui n'est pas géré par le GRD faisant rapport ;</li> <li>▪ Hors évènements exceptionnels ;</li> <li>▪ Hors interruptions résultant d'un acte d'un tiers ;</li> <li>▪ Hors non alimentation des clients suite à des problèmes d'accès aux installations.</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Formule SIBELGA</p> $\frac{\sum(\text{interruptions des utilisateurs BP + MP})}{\text{Nombre total de clients raccordés au réseau BP + MP}}$

### 12.1.2.3 Rapportage spécifique

A l'instar du rapportage établi pour la détermination des indicateurs qui visent à évaluer la qualité d'alimentation du réseau électrique, un exercice similaire est demandé, mutatis mutandis, pour l'évaluation de la qualité d'alimentation du réseau de gaz (voir point 12.1.1.4).

### 12.1.3 Fixation des seuils de performance des KPI

Ci-après les valeurs seuils fixées pour chaque KPI (voir tableau ci-après).

- Les seuils de la référence correspondent à des niveaux de performances neutres en termes de bonus/malus ; Ils traduisent aussi le standard de qualité souhaité pour toute la période tarifaire ;
- Les seuils maximums des Bonus (+100%) visent à porter la qualité d'alimentation au niveau des objectifs qui ont été fixés, dans le mécanisme incitatif 2020-024, pour l'année 2024.
- Les seuils maximums des Malus (-100%) correspondent aux limites fixées pour l'année 2024 dans le mécanisme incitatif 2020-024.

Les différentes valeurs des seuils fixés pour la trajectoire de performance de cet indicateur sont indiquées dans le tableau ci-après :

			KPI				
			SAIFI (gaz)	SAIDI/BT (t)	SAIFI/BT (%)	SAIDI/HT (t)	SAIFI/HT (%)
Seuils	Bonus Max (%)	+100	0.10	8	6.50	8	20,50
	Référence (%)	0	0.16	9	8	10	22.25
	Malus Max (%)	-100	0.24	11	9.50	14	26.75
Modèle			Linéaire				

## 12.2 Mécanisme incitatif pour le déploiement des compteurs intelligents

Ce mécanisme s'inscrit dans l'esprit des dispositions légales encadrant le déploiement des compteurs intelligents. Ces dispositions ainsi que la motivation de BRUGEL sont présentées dans le document de motivation.

BRUGEL met en place 4 mesures d'incitation relatives aux compteurs intelligents :

1. une incitation à la maîtrise des coûts (OPEX+CAPEX) relatifs aux projets de déploiement des compteurs intelligents d'électricité, basée sur le modèle revenue cap TOTEX ;
2. une incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents via  $KPI_{-1}$  ;
3. une incitation au déploiement de la chaîne de communication du point d'accès jusqu'au marché (via  $KPI_{-2N}$ ) ;
4. une incitation à une meilleure performance dans les délais de placement des compteurs intelligents dans les cas cités par l'ordonnance électricité ( $KPI_{-3N}$ ).



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

Le projet de déploiement des compteurs intelligents pour le marché d'électricité<sup>68</sup> est considéré comme un projet spécifique donnant droit à des coûts additionnels du GRD.

Il est décrit et chiffré dans un business case établi par le GRD, portant notamment sur la période de régulation 2025-2029, et soumis à BRUGEL idéalement pour le 1<sup>er</sup> janvier 2024 pour approbation conformément aux conditions prévues au point 7.2.2.

BRUGEL réalise un audit du business case du GRD pour s'assurer du caractère raisonnable des coûts proposés par le GRD. Le caractère raisonnable des coûts est défini au point 26. Les coûts additionnels du projet approuvés par BRUGEL sont intégrés aux coûts gérables budgétaires du revenue cap TOTEX.

### 12.2.2 Incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents (KPI<sub>1</sub>)

Pour la période 2025-2029, la présente méthodologie définit une mesure d'incitation au déploiement proactif des compteurs intelligents avec la mise en place d'un WACC bonifié ou minoré, applicable aux compteurs intelligents placés sur les points d'accès pour la mesure des données de comptage relatives aux points de prestation de services primaires et qui répondent aux exigences de l'annexe 6 de l'ordonnance électricité. Les équipements communicants de mesure (les dataloggers ou les compteurs intelligents) et/ou de modulation de la puissance placés sur les points de prestation de service secondaires ne sont pas pris en compte dans ce mécanisme incitatif (WACC bonifié ou minoré)

Les coûts pris en compte sont :

- Les coûts des équipements des compteurs intelligents ;
- Les coûts du placement des équipements des compteurs intelligents ;
- Les coûts de l'assainissement et/ou la remise en état de l'installation de comptage (coffret, éléments de protection, raccordement...);

Les coûts qui ne sont pas pris en compte sont :

- Les coûts IT pour la transmission et le traitement des données de comptage des points de prestation de service situés sur les points d'accès.

#### 12.2.2.1 Définition et calcul de l'indicateur

Pour mesurer la performance du GRD relative au déploiement des compteurs intelligents, l'indicateur KPI<sub>1</sub> suivant est utilisé.

L'objectif est de mesurer la performance du GRD relative au nombre de compteurs installés sur la période tarifaire par rapport à l'objectif fixé dans le business case approuvé par BRUGEL.

KPI<sub>1</sub> est calculé comme suit :

$$KPI_1 = \frac{\text{Nombre de CI installés lors de la période tarifaire 2025 – 2029}}{\text{Objectif de CI installés sur 2025 – 2029 dans le BP approuvé}}$$

---

<sup>68</sup> Le déploiement des compteurs intelligent gaz n'étant pas visé par cette mesure.

Sont comptabilisés tous les compteurs intelligents, réellement installés, visés par le point 12.2.2 entre le 1/1/2025 et le 31/12/2029, indépendamment du fait qu'ils soient communicables ou pas avec le marché.

### 12.2.2.2 Méthode d'incitation

Le montant effectif de l'incitation est déterminé à l'issue de la période régulatoire (en 2030), l'indicateur étant calculé sur l'ensemble de la période tarifaire 2025-2029<sup>69</sup>.

L'incitation consiste en un WACC bonifié (WACC de base<sup>70</sup> + prime FR en points de base) ou minoré (WACC de base – pénalité PE en points de base) pour l'ensemble des investissements relatifs aux compteurs intelligents<sup>71</sup>, installé au cours de la période de régulation 2025-2029, tels que précisés au point 12.2.2. La bonification ou minoration du WACC s'applique sur toute la durée de vie des actifs concernés par l'investissement (la durée d'amortissement des compteurs intelligents est de 15 ans).

Le mécanisme fixé est le suivant :

- Si  $70\% \leq KPI\_1 \leq 100\%$ , le WACC applicable à l'ensemble des investissements relatifs aux compteurs intelligents réalisés au cours de la période régulatoire 2025-2029 varie linéairement entre [WACC -150 points de bases], pour  $KPI\_1=70\%$ , et [WACC + 150 points de base] pour  $KPI\_1=100\%$ , le point neutre correspondant au WACC de base étant fixé pour une valeur du  $KPI\_1$  de 85%, soit :
 
$$\text{WACC applicable} = (150 \text{ points de base} / 15\%) * [KPI\_1 - 85\%] + \text{WACC de base}$$
- Si  $KPI\_1 < 70\%$  : le WACC applicable à l'ensemble des investissements relatifs aux compteurs intelligents réalisés au cours de la période régulatoire 2025-2029 est égal à :
 
$$\text{WACC de base} - 150 \text{ points de base}$$
- Si  $KPI\_1 > 100\%$  : le WACC applicable à l'ensemble des investissements relatifs aux compteurs intelligents réalisés au cours de la période régulatoire 2025-2029 est égal à :
 
$$\text{WACC de base} + 150 \text{ points de base}$$

En pratique, le WACC pris en compte dans le calcul du revenu maximum autorisé budgétaire pour les investissements concernés par ce mécanisme est le WACC de base, comme pour tous les autres investissements tel que fixé au point 6.7.5.

À l'issue de la période tarifaire, lors du contrôle *ex post* de l'année 2029 réalisé en 2030, l'attribution d'un WACC bonifié, respectivement minoré, se traduit par le calcul du bonus, respectivement du malus, égal à la rémunération du capital en sus, respectivement en moins, pour l'ensemble des investissements relatifs aux compteurs intelligents effectués sur la période de régulation, par rapport à la rémunération effectivement perçue à travers le WACC de base.

Ce bonus/malus sera pris en compte directement dans le mécanisme de gestion des soldes tarifaires, via le terme  $SR_t$  pour la détermination du RMA 2030-2034.

Cette comptabilisation fera l'objet d'une concertation entre BRUGEL et SIBELGA.

---

<sup>69</sup> Si aucun Business case n'est transmis à BRUGEL dans les délais impartis concernant le financement des compteurs intelligents, un WACC minoré de -150 BP sera appliqué pour tous les investissements relatifs au comptage intelligent réalisés au cours de la période régulatoire

<sup>70</sup> Le WACC de base est défini au point 6.7.5

<sup>71</sup> Les coûts d'investissement pris en compte couvrent les coûts de placement des compteurs intelligents, comprenant la pose et l'ensemble du matériel des compteurs intelligents

Par ailleurs, les investissements se voyant octroyé un WACC bonifié, respectivement minoré, devant bénéficier de ce WACC sur l'ensemble de leur durée d'amortissement (15 ans<sup>72</sup>), le WACC bonifié, respectivement minoré est pris en compte dans le calcul de la rémunération des capitaux investis *ex post* au cours de la période 2030-2034 (en effet le revenu maximum autorisé budgétaire 2030-2034 ne peut être calculé que sur la base du WACC de base, la performance du GRD sur KPI\_I n'étant pas connue à la date d'établissement de ce RMA).

### 12.2.3 Incitation au déploiement des compteurs intelligents communicables

BRUGEL souhaite inciter le GRD à déployer les compteurs intelligents, tels que définis au point 12.2.2, conformément aux objectifs de volumétrie fixés dans le business case approuvé selon la procédure spécifiée au point 7.2.2.1.3, mais aussi inciter le GRD à assurer que les compteurs intelligents soient bien également communicables avec le marché. L'enjeu est en effet de s'assurer que les compteurs intelligents déployés soient bien opérationnels et les services associés disponibles lorsque les utilisateurs de réseau donnent ou sont présumés avoir donné leurs accords à l'activation de la communication ou à l'activation des services liés aux compteurs intelligents.

#### 12.2.3.1 KPI communicabilité ( $KPI_{-2N}$ )

La communicabilité des compteurs avec le marché est évaluée par  $KPI_{-2N}$ . Ce KPI est composé de deux types d'indicateurs :  $KPI_{-21N}$  de déploiement des interfaces de communication avec le marché et  $KPI_{-22N}$  d'indisponibilité de cette communication.

La pondération entre ces deux types de KPI est reprise dans le tableau ci-dessous.

via $KPI_{-2N}$		Poids relatifs		Date d'entrée en vigueur
$KPI_{-21N}$ de déploiement des interfaces et applications IT de communication		40%		1/1/2026
$KPI_{-22N}$ d'(in)disponibilité des interfaces et applications de communication	KPI (in)disponibilité communication compteur-GRD	20%	60%	1/1/2025
	KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD	20%		1/1/2026
	KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour le marché	60%		1/1/2025
		100%		

Les deux sous KPI ( $KPI_{-21N}$  et  $KPI_{-22N}$ ) sont liés dans la mesure où dans le cas où les interfaces IT ne sont pas déployées (cas où  $KPI_{-21N} = 0$ ) ou de manière insuffisante ( $KPI_{-21N} < \text{seuil}_N$ ), il est

<sup>72</sup> 15 ans car il s'agit de la durée usuelle et prescrite dans la présente méthodologie d'amortissement des compteurs intelligents.

évident que la mesure de la disponibilité (via  $KPI_{22N}$ ) n'a pas de sens. Donc si  $KPI_{21N} < \text{seuil}_N$ , un malus maximum est appliqué au  $KPI_{22N}$ .

En outre, seuls les compteurs intelligents considérés comme communicables au sens du  $KPI_{21N}$  seront pris en compte pour ne pas pénaliser deux fois le GRD pour la même cause d'indisponibilité. Les dates d'entrée en vigueur des sous-KPI tiennent compte du niveau de préparation actuel de SIBELGA pour le déploiement des interfaces IT nécessaires pour la communication avec les compteurs intelligents. L'enveloppe budgétaire réservée à ce KPI ( $KPI_{2N}$ ) reste inchangée. Pour l'année 2025, le budget alloué pour  $KPI_{21N}$  et au sous KPI (in)indisponibilité des interfaces IT pour les URD) est attribué proportionnellement aux poids relatifs des deux autres sous-KPI (KPI (in)disponibilité communication compteur-GRD et KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour le marché).

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

Cet indicateur a pour objectif de maximiser le déploiement des infrastructures de communication des compteurs intelligents avec le marché. Il s'agit d'un indicateur annuel.

L'indicateur est calculé *ex post* pour chaque année N de la période 2025-2029 selon la formule suivante :

$$KPI_{21N}(\%) = \min \left[ \alpha * \frac{CC}{Nsm} ; 100 \right] ;$$

$\alpha = 1$  si toutes les interfaces et applications IT de communication ont été installées et opérationnelles : il s'agit des interfaces suivantes :

- Interface GRD-URD permettant d'activer les fonctionnalités minimales imposées par l'annexe 6 de l'ordonnance électricité ;
- Interface GRD-Marché permettant la transmission des données issues des compteurs intelligents au marché via le CMS d'ATRIAS ;

$\alpha = 0$  si au moins une interface de la chaîne de communication est manquante caractérisée par :

- Pour l'interface GRD-URD : si pour au moins une des fonctionnalités minimales imposées par l'annexe 6 de l'ordonnance électricité, l'activation est impossible par défaut d'implémentation d'une application ou d'une interface y relative. Les problèmes de communications dus aux dysfonctionnements et causant une indisponibilité de l'interface ne sont pas pris en compte, et ils sont traités dans les KPI sur l'(in)disponibilité des interfaces et applications IT (12.2.3.3) ;
- Pour l'interface GRD-Marché : si pour au moins une des fonctionnalités permettant l'activation des services de transmission d'index, de courbes de charge, et des données techniques de points d'accès aux acteurs du marché via le CMS d'ATRIAS, l'activation est impossible par défaut d'implémentation d'une application ou d'une interface y relative. Les problèmes de communications dus aux dysfonctionnements et causant une indisponibilité de l'interface ne

sont pas pris en compte car ils sont traités dans les KPI sur l'(in)disponibilité des interfaces et applications IT (12.2.3.3) ;

- CC = mesure la capacité des interfaces IT (GRD-URD et GRD-Marché), évaluée en nombre maximal de compteurs intelligents que ces interfaces sont capables de gérer : cette capacité est déterminée par l'élément le plus faible de ces interfaces en termes de capacité de traitement des compteurs intelligents;

Nsm= nombre total cumulé des compteurs intelligents installés chez les URD (communicables ou pas).

L'évaluation des paramètres de cet indicateur est basée sur des éléments suivants :

- Une photo du nombre total de compteurs intelligents installés au 31/12 de l'année N ;
- L'état de déploiement des interfaces et applications IT au 31/12 de l'année N attesté par les documents suivants :
  - o une description détaillée de toutes les interfaces : schéma fonctionnel, fonctionnalités et capacité technique en termes de nombre de compteurs intelligents à traiter ;
  - o Tout élément de preuve attestant de l'effectivité de l'implémentation des fonctionnalités indiquées avec la capacité de traitement suffisante compte tenu du nombre de compteurs effectivement installés. A cet effet, SIBELGA peut communiquer à BRUGEL une attestation signée par un responsable autorisé confirmant l'effectivité de l'implémentation des fonctionnalités et la capacité de traitement suffisante.

BRUGEL peut effectuer à tout moment un audit pour vérifier l'effectivité des moyens implémentés. Dans le cas où BRUGEL constate que les données, communiquées par le GRD, relatives à ce KPI ne sont pas fiables ou absentes, BRUGEL appliquera un malus maximum sur cet indicateur et de manière rétroactive pour la période pour laquelle ces manquements ont été constatés.

#### **12.2.3.2.3.1 Méthode d'incitation**

Pour évaluer la performance du GRD, des seuils d'une trajectoire de performance doivent être fixés à partir duquel le GRD commence à percevoir un bonus ou un malus.

Cette trajectoire doit tenir compte des besoins attendus du marché pour la période 2025-2029. BRUGEL estime que ces besoins seront plus importants dans la 2<sup>ème</sup> moitié de la période tarifaire que dans la première moitié.

Le bonus maximum est perçu pour  $KPI_{21N}$  (Valeur en %)  $\geq$  seuil N et le malus maximum est retenu pour  $KPI_{21N}$  (Valeur en %)  $<$  seuil\_N .

Les seuils\_N sont fixés pour les années 2026 à 2029 comme suit :

- Pour l'année 2026 : 50%
- Pour l'année 2027 : 60%
- Pour l'année 2028 : 80%
- Pour l'année 2029 : 90%

Un minimum de 10% de SMR3<sup>73</sup> (ce qui correspond à 90% de SMR1<sup>74</sup>) est exigé pour récolter les bonus.

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

Ce KPI mesure les performances, en termes de disponibilité, des interfaces et applications IT servant à la communication du compteur jusqu'au marché. L'(in)disponibilité des interfaces et applications IT est évaluée par trois indicateurs suivants : KPI d'(in)disponibilité de la communication entre le compteur et le GRD, KPI d'(in)disponibilité des interfaces IT pour les URD et le KPI d'(in)disponibilité des interfaces IT pour le marché.

La pondération entre ces trois KPI est reprise dans le tableau ci-dessous.

$KPI_{22N}$	Poids
KPI (in)disponibilité communication compteur-GRD	20%
KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD	20%
KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour le marché	60%
	100%

Cette pondération est établie en tenant compte des éléments suivants :

- La communication « Compteurs-GRD » est sous-traitée à des fournisseurs de services (Data as a service) avec des SLA établies par convention;
- La communication « GRD-URD » est à établir et vise principalement les compteurs communicants au sens du point 12.2.3.2 ;
- La communication «GRD-CMS d'ATRIAS » est déjà établie mais qui subit des dysfonctionnements systématiques caractérisés par le blocage de longues durées d'un nombre conséquent de points d'accès. Cette interface concerne aussi bien les URD dotés des compteurs intelligents ou que les autres URD (compteurs AMR/GOL et classiques).

#### 12.2.3.2.3.1 Méthode d'incitation

##### 1) KPI (in)disponibilité de la communication « compteur-GRD »

Par ce KPI, BRUGEL souhaite encourager le GRD à maîtriser la télérelève à distance pour garantir une meilleure qualité des relevés des compteurs intelligents et la transmission dans les temps de ces relevés. Ce KPI mesure le taux de relevé électronique à distance et communiqué dans les temps des compteurs AMR, GOL et intelligents (SMR1 et SMR3 tels que définis dans le RT). Les relevés pris en compte sont les relevés périodiques effectués selon les exigences réglementaires.

<sup>73</sup> Compteur intelligent avec un régime de comptage de type 3 selon le RT caractérisé par une communication au marché des relevés mensuels de courbes de charge.

<sup>74</sup> Compteur intelligent avec un régime de comptage de type 1 selon le RT caractérisé par une communication au marché des relevés mensuels d'index de prélèvement et d'injection.

### **Pondération par type de compteurs**

Ordre	Type de compteurs	Nombre de compteurs	Facteur de pondération	Nombre d'opérations	Poids relatif
1	Intelligents SMR1	SMR1	1	SMR1	SM / T
2	AMR, GOL SMR3	AMR assimilés	10	AMR_assimilés*10	AMR_assimilés *10 / T
				T = SMR1 + AMR_assimilés*10	

Cette pondération est effectuée en tenant compte des aspects suivants :

- Le nombre de compteurs concernés par type de compteur : les compteurs intelligents en régime I (SMR1) devraient rapidement devenir beaucoup plus nombreux que les AMR/GOL et SMR3;
- L'impact sur la facturation aux utilisateurs (retard dans la facture de régularisation, erreurs d'estimation) : cet impact est plus important pour le professionnel HT/MP que pour les clients BT qui dans la plupart sont facturés par des acomptes.

Tenant compte de cette pondération, le calcul du KPI est obtenu mensuellement par cette formule :

$$KPI (\%) = \frac{\text{Nombre pondéré de compteurs relevés et transmis dans le délai}}{T}$$

Les résultats annuels sont obtenus par la moyenne des taux réalisés mensuellement. Seront considérés comme relevés dans le délai si les index (ou courbes de charge) sont validés et transmis au marché 10 jours<sup>75</sup> après la fin du mois considéré.

Les évaluations bonus/malus sont obtenus via les seuils de performance déjà fixés pour les compteurs télérelevés pour l'année 2020 dans le mécanisme incitatif 2020-2024 sur la qualité des services du GRD :

- Le seuil de la référence est fixé à 98% : il s'agit d'un niveau de performance neutre en termes de bonus/malus ;
- Les seuils maximums des Bonus (+100%) est égale à 99%.
- Les seuils maximums des Malus (-100%) est égale à 97%

Les performances entre ces seuils sont obtenues par une relation linéaire.

### **2) KPI (in)disponibilité des interfaces IT pour les URD**

---

<sup>75</sup> Sauf mention contraire, la méthodologie fait toujours référence à des jours calendrier.

Ce KPI mesure l'(in)disponibilité des applications (indépendamment de la présence du compteur intelligent ou pas) suivantes :

- Gestion des consentements : l'URD doit pouvoir donner ou révoquer son consentement selon le cas pour le placement du compteur ou pour la communication avec le marché,
- Gestion des interfaces de communication d'échanges de données avec l'URD : il s'agit de
  - o La déclaration par l'URD des nouveaux usages tel que prévu par le RT,
  - o L'accès par l'URD aux données du point d'accès tel que prévu par le RT.
- Gestion des opérations ouverture/fermeture/modulation de la puissance souscrite ;

Ce KPI est donné par la durée moyenne mensuelle d'indisponibilité des applications implémentées. Les performances annuelles sont obtenues par la moyenne des résultats mensuels :

$$\sum \frac{(\text{Heure de rétablissement} - \text{Heure de début d'indisponibilité}) * \text{Nombre d'URD concernés}}{\text{Nombre total de points d'accès visés par les applications IT}}$$

- Le malus maximum est appliqué à partir d'une durée moyenne d'indisponibilité de 6 heures de de l'application ;
- Le bonus est évalué comme suit :
  - o Egale à la valeur maximale (100% de bonus) pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\leq 1$ h
  - o Linéairement entre une valeur minimale (0% de bonus pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\geq 3$ h) et la valeur maximal (100%) pour une durée moyenne d'indisponibilité  $\leq 1$ h.

Pour le comptage des indisponibilités, il y a lieu de tenir compte des considérations suivantes :

- Les indisponibilités planifiées pour la mise en production de nouvelles releases sont exclues ;
- L'impossibilité de se connecter à la plateforme, ne fut-ce que pour une partie des clients, est considérée comme une indisponibilité ;
- La mise à jour tardive de certaines informations sur la plateforme est considérée comme une indisponibilité si elle ne permet pas d'activer les fonctionnalités citées ci-avant ;
- L'indisponibilité de seules quelques fonctionnalités parmi toutes les autres (par exemple la gestion du consentement) est considérée comme une indisponibilité.
- Les indisponibilités qui se produiraient dans des périodes de faible utilisation de ces interfaces ne sont pas pris en compte. Seules les indisponibilités qui interviennent entre 8h et 20h de la journée seront pris en compte.
- Les indisponibilités dont la durée est inférieure à une heure ne seront pas prises en compte.

### 3) KPI (in)disponibilité des interfaces IT avec le marché



Ce KPI mesure l'(in)disponibilité du registre d'accès. Ce KPI est mesuré par le nombre de points d'accès bloqués dont la cause de blocage se trouve dans le CMS ou dans le backend GRD au-delà d'une durée et d'un seuil à déterminer. Un point d'accès est considéré comme bloqué lorsque certaines opérations essentielles au marché ne sont pas réalisables dans le CMS ou dans les backend system du GRD hors applications ad-hoc utilisées dans les « work-around<sup>76</sup> ». Il s'agit des opérations suivantes :

- Mises à jour, selon les règles du MIG applicable, des données techniques et tarifaires des points d'accès ;
- Mises à jour , selon les règles du MIG applicable, des données commerciales (liens entre clients et les acteurs et/ou lien le client et le lieu de consommation).

Ce KPI n'est pas limité aux seuls compteurs intelligents. En outre, pour le comptage des points d'accès bloqués, seuls les points d'accès dont les données sont bloquées pour des raisons de problèmes informatiques situés dans le CMS d'ATRIAS ou dans le backend system du GRD sont concernés. Ainsi les cas de blocage situé du côté des systèmes des fournisseurs ne doivent pas être pris en compte.

Le bonus maximum est perçu pour une valeur de KPI (Valeur en %)  $\leq 500$  points d'accès bloqués pendant une période maximale de 30 jours dans le CMS et dans les backend GRD et le malus maximum est retenu pour une valeur de KPI (Valeur en %)  $> 500$  points d'accès bloqués pendant plus de 30 jours dans le CMS et dans les backend GRD. Ces objectifs sont proposés sans préjudice de l'obligation des parties concernées de mettre en place des solutions structurelles ou ad-hoc pour répondre aux besoins des clients concernés par ces points d'accès bloqués dans les systèmes IT de différentes parties.

#### **12.2.3.2.3.1 Rapportage spécifique**

Spécifiquement pour ce KPI, le GRD communique à BRUGEL des données sous format numérique contenant au moins les informations suivantes :

Pour les points d'accès bloqués au sein du CMS et dans le backend GRD, les données doivent être :

- En valeurs absolues et relatives ;
- Ventilées,
  - par processus et par fournisseur ;
  - par mois ;
  - par type de client (professionnels vs. résidentiels) ;
  - par type de compteur (AMR, YMR et SMART RI er R3) ;

Pour l'indisponibilité de l'interface URD, les données doivent être ventilées par type de service (communication, consentement, accès aux données...).

---

<sup>76</sup> Solution temporaire

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

### 12.2.4.1 Définition et calcul de l'indicateur

Le GRD doit répondre favorablement aux demandes de placement de compteurs intelligents de la part des URD et plus généralement poser des compteurs intelligents dans toutes les situations de placement obligatoire de compteurs intelligents définies par l'ordonnance, et ce dans des délais compatibles avec les ambitions de la Région de Bruxelles-Capitale relatives à la transition énergétique. Les délais maximums de placement sont précisés dans le règlement technique pour la gestion de réseau de distribution d'électricité et l'accès à celui-ci.

Cet indicateur exclut les cas de placement à l'initiative du GRD en application des dispositions de l'article 26octies §2 alinéa 3 et §3.

L'indicateur proposé pour inciter au respect des délais maximums de placement et à la minimisation des délais effectifs est calculé *ex post* pour chaque année N comme suit :

$$KPI_{3N} = \sum_k \frac{P_k}{\text{Nombre total de demandes}} \times \frac{\text{Délai moyen de placement mesuré}_k}{\text{Délai maximum de placement}_k}$$

Avec :

- k, une situation de placement spécifique définie dans le règlement technique
- $P_k$ , le nombre de demandes en situation de placement k au cours de l'année N
- Délai moyen de placement mesuré : le délai moyen de placement mesuré au cours de l'année N pour les situations de placement k
- Délai maximum de placement : le délai maximum de placement en situation k défini par le règlement technique.

Pour le comptage des demandes en situation de placement, seules les demandes non traitées dans l'année N dont les délais maximums de traitement sont à cheval sur deux années seront comptabilisées dans l'année N+1. Les demandes non traitées dans l'année N dont les délais maximums de traitement ne sont pas à cheval sur deux années seront comptabilisées dans l'année N et dans l'année N+1.

### 12.2.4.2 Méthode d'incitation

L'incitant pour le GRD est fixé comme suit :

Le GRD perçoit un bonus sur  $KPI_{3N}$  lorsque  $KPI_{3N} < 100\%$  (Valeur0%=100%) et un bonus maximal lorsque  $KPI_{3N}$  est inférieur ou égal à un seuil Valeur100%.

La Valeur100% (bonus maximal) est fixée à 50 %, ce qui correspond à un délai de placement moyen réalisé sur les différentes situations de placement égal à la moitié du délai maximum de placement.

Le GRD se voit attribuer un malus si  $KPI_{3N} > 100\%$ , avec un malus maximal si  $KPI_{3N} > \text{Valeur-100\%}$ . Ce seuil Valeur-100% est fixé à 120 %.

Le montant d'incitation (bonus/malus) sur cet indicateur est symétrique.

## 12.3 Mécanisme incitatif pour le développement du Smartgrid

Le cadre légal ainsi que les finalités, la structure et les fonctionnalités du Smartgrid sont indiqués dans le document de motivation annexé au présent document.

### 12.3.1 Modalités d'introduction de la feuille de route Smartgrid, de l'examen de recevabilité et d'approbation par BRUGEL

Conformément aux dispositions du règlement technique, le GRD est tenu d'introduire son projet de feuille de route Smartgrid avant le 30 juin 2024 selon le canevas approuvé par BRUGEL. BRUGEL rend ses décisions de recevabilité et d'approbation de cette feuille de route conformément à la procédure fixée au point 12.3.5.1.

L'examen de recevabilité est basé sur la complétude du dossier par rapport aux éléments suivants :

#### 1. Description d'une vision long terme qui tient compte :

- Des deux drivers suivants :
  - Transition : intégration des nouveaux usages/sérvices
  - Marché : activation des services rapides, sans biais et à moindre coûts
- Des trois couches du réseau : distribution (câbles/transfo), opérations (points d'accès/comptage) et data (CMS, Flexhub)
- Des horizons de temps compatibles avec les enjeux de ces deux drivers.
- Les hypothèses de départ pour :
  - les besoins de recharge électriques d'ici à 2035 (nombre de VE, kWh, kW) et sur l'hétérogénéité géographique de ces besoins.
  - l'adéquation globale et les comportements attendus du marché
  - les coefficients de simultanéité d'appel de puissance et l'hétérogénéité géographique
  - les besoins de chaleur au départ de l'électricité d'ici à 2035 (en kW<sub>e</sub>) et sur l'hétérogénéité géographique de ces besoins.

#### 2. Structuration des projets :

- Les liens entre projets : prérequis, corequis et priorité
- Les liens fonctionnels entre projets.
- La contribution des projets à la réalisation des 04 fonctionnalités « Smartgrid »

#### 3. Description de chaque projet :

- Finalités : nouvelle fonction ou amélioration d'une fonction existante
- Prérequis/corequis et priorité par rapport à d'autres projets
- Liens fonctionnels avec d'autres projets si applicable
- Contribution à la réalisation d'une ou plusieurs fonctionnalités du Smartgrid
- Taux de couverture : URD, services, assets selon le cas.
- Description de la situation AS-IS et TO BE

#### 4. Coûts/bénéfices par projet (En € 2025)

- Par année sur toute la durée de vie du projet idéalement, au minimum sur la période 2025-2029 ;
- Chaîne de valeur visée par le projet et horizon de temps : du début à la maturité sur une ou plusieurs périodes tarifaires
- Insourcing vs outsourcing

- Les coûts évalués par an :
  - Coûts d'investissement et d'amortissement
  - Charges d'exploitation,
  - Décomposition des coûts IT :
    - Internes/externes,
    - Software (licences, coûts de développement, ...) et hardware
    - Coûts des matériels
  - Acquisition et utilisation
  - Prix unitaire si applicable
- Toutes les hypothèses associées : quantitatives, qualitatives, volumes, inflation, ...
- Les bénéfices évalués par an :
  - Hypothèses de départ
  - Evaluation par rapport à AS-IS.

Pour l'estimation des coûts, BRUGEL accepte de recevoir les données des coûts établis sur la base des pratiques du marché ou réalisés historiquement avec des mises à jour une fois les appels d'offre clôturés. Dans cet esprit, BRUGEL peut déroger à certaines exigences listées ci-avant sur la base des motivations présentées par SIBELGA.

La décision d'approbation de BRUGEL est basée sur les critères suivants :

- La complétude du dossier compte tenu des éléments exigés pour la recevabilité du dossier (voir ci-avant) ;
- La contribution de la feuille de route à la réalisation des 4 fonctionnalités « Smartgrid »
- L'adéquation, au coût le plus efficient, des projets proposés avec les exigences de la transition énergétique : il s'agit via le « Smartgrid » d'atteindre les trois objectifs suivants :
  - Le développement durable du réseau en favorisant les investissements dans l'intelligence au détriment du cuivre et d'optimiser l'utilisation de la capacité existante du réseau ;
  - L'intégration des nouveaux usages particulièrement les bornes des véhicules électriques, la production d'électricité locale et les appareils de chauffage électriques ;
  - L'activation des nouveaux services énergétiques et plus particulièrement les services de gestion de la demande et de partage d'énergie ;
- La faisabilité des projets compte tenu des moyens et du planning proposés et leur adéquation avec les défis de la transition énergétique.

### 12.3.2 Définition des KPI pour le Smartgrid

Compte tenu des finalités attendues du SmartGrid, BRUGEL met en place un mécanisme incitatif basé sur un set d'indicateurs : il s'agit des indicateurs de la smartisation du réseau obtenue par le déploiement des équipements et applications pour l'activation des fonctionnalités minimales exigées dans le RT et rappelées dans le document de motivation. Ces indicateurs mesurent le niveau de déploiement des fonctionnalités du SmartGrid. Certains indicateurs seront incitatifs (bonus/malus) et d'autres seront mis en œuvre pour le suivi de l'évolution de la transformation du réseau (ces indicateurs de suivi seront neutres financièrement) ;

Ces KPI mesurent donc le déploiement effectif des fonctionnalités SmartGrid réellement opérationnelles et présentant un niveau de service approprié permettant de minimiser les investissements dans le cuivre et de faciliter la transition énergétique : ces indicateurs couvriraient les 3 couches du réseau (distribution, opérations et data).

Sur la base d'un projet complet du GRD (voir point I2.3.3), BRUGEL réalise une sélection d'un nombre réduit de projets qui feront l'objet de KPI Bonus/Malus spécifiques. Les critères de sélection seront basés sur les éléments suivants (appliqués pour chaque projet de la feuille de route) :

- La participation du projet au budget global du projet SmartGrid,
- Contribution du projet à la réalisation des fonctionnalités en tenant compte des services activés et du nombre d'utilisateurs concernés et à la réalisation des objectifs du projet SmartGrid.

La pondération des projets est réalisée par les évaluations suivantes :

- 0 : le projet est considéré comme BASU ou dispose d'un faible budget
- 1 : le projet apporte une amélioration significative (nouveaux services, nombre d'utilisateurs visés) au BASU
- 2 : le projet n'est pas un prérequis à la réalisation d'une fonctionnalité mais contribue à la réalisation d'une ou plusieurs fonctionnalités
- 3 : le projet est prérequis à la réalisation d'une fonctionnalité
- 4 : le projet est prérequis à la réalisation de plusieurs fonctionnalités
- 5 : le projet est identifié comme essentiel à la réalisation des finalités du Smartgrid.

Le projet qui reçoit le maximum de points, aura la pondération la plus élevée. BRUGEL communique dans sa décision dans les deux mois de la réception du dossier complet, les projets auxquels s'appliquent les KPI ainsi que les seuils et les méthodes de calcul et de valorisation de ces KPI.

Ces KPI pouvant être classifiés schématiquement en 3 types :

- des KPI de suivi de l'avancement de l'implémentation des projets (% d'avancement), non incités ;
- des KPI de suivi du taux de couverture du réseau par les fonctionnalités (% de points d'accès couverts par un service effectif), incités par bonus / malus ;
- des KPI de disponibilité des fonctionnalités implémentées (durée et/ou fréquence d'indisponibilité de la solution).

### 12.3.3 Procédure de mise en œuvre du mécanisme incitatif sur le SmartGrid :

La mise en œuvre du mécanisme incitatif sur le Smartgrid est effectuée selon les modalités suivantes :

- Avant le 30 juin 2024, le GRD introduit pour approbation par BRUGEL de sa feuille de route conformément aux exigences indiquées au point I2.3.1 ;
- BRUGEL rend sa décision de recevabilité dans les deux mois de la réception et le cas échéant indique au GRD les informations complémentaires et les délais de communication de ces informations ;
- Sur la base d'un dossier complet, BRUGEL rend les décisions suivantes :
  - Décision d'approbation de la feuille de route SmartGrid : après consultation publique, BRUGEL rend sa décision d'approbation dans les deux mois avec mention de la date d'entrée en vigueur de la feuille de route. BRUGEL peut assortir sa décision des exigences d'adaptation de cette feuille de route ;
  - Décision de fixation des KPI, de leurs règles de gestion et de leur canevas de rapportage : sur la base de la feuille de route approuvée par BRUGEL, BRUGEL réalise, dans les deux mois de sa prise de décision d'approbation, une sélection de projets qui

seront visés par le mécanisme incitatif précisé aux points 12.3.5.1 et 12.3.5.2 et fixe, dans le même délai et après consultation du GRD, les KPI incitants et les indicateurs de suivi des projets sélectionnés ainsi que les modalités de rapportage de ces KPI.

## 12.4 Montants des incitants

Chacun des trois mécanismes d'incitation visés au point ci-avant fait l'objet d'une enveloppe incitative fixée comme suit<sup>77</sup> :

Pour les années 2026 à 2029 dans le cas d'indicateurs annuels, les montants (sauf pour le kpi 1 smartmeter) sont indexés à l'aide des valeurs d'inflation réalisées.

Dans le cas d'indicateurs portant sur l'ensemble de la période de régulation, une inflation moyenne est utilisée.

		2025 (euro 2025)			
Jeu d'indicateurs	KPI	Bonus maximum (en €)		Malus maximum (en €)	
		Electricité	Gaz	Electricité	Gaz
Indicateurs sur la qualité de service	Tous	328k€	82k€	-164k€	-41k€
Smart metering	KPI_1	+150 points de base	N/A	- 150 points de base	N/A
	KPI_2	+445k€ <sup>78</sup>		-445k€	
	KPI_3	+174k€		-174k€	
Smart grid	Tous	+544k€		-544k€	

## 12.5 Procédure de rapportage des performances non-financières

En conformité avec le 12.3.3, BRUGEL peut établir, en concertation avec le GRD, un canevas de rapportage (modèle de rapport) des mécanismes visés aux points 12.1, 12.2 et 12.3 de la méthodologie. Sans préjudices des exigences spécifiques mentionnées dans les points 12.1, 12.2 et 12.3 de la méthodologie, ce canevas doit permettre d'obtenir un rapport autosuffisant et contenir au moins les éléments suivants :

- les données de mesure ou calculs de tous les KPI et les indicateurs de suivi sélectionnés,
- les formules de calcul de performance et les méthodes de mesure utilisées (méthode de collecte, de validation et le cas échéant de calcul des paramètres utilisés dans les formules de calcul des performances).

Des documents externes (sous forme d'attestation) devront être communiqués par le GRD à BRUGEL dans le cas où il évoque le caractère exceptionnel de certains événements ayant provoqué des

<sup>77</sup> Les montants présentés dans le tableau ci-dessous sont des arrondis des montants calculés dans le rapport de motivation.

<sup>78</sup> Il s'agit du montant maximum qui sera réparti sur base des différents kpi repris au point 12.2.3.

interruptions ou des dysfonctionnements dans ses applications. Ces attestations doivent être émises par des autorités indépendantes (stations météorologiques, Opérateurs, Autorités publiques, ...). En l'absence de ces attestations, le GRD doit motiver son incapacité à se procurer les documents justificatifs ; Le cas échéant, SIBELGA peut communiquer à BRUGEL un document attestant que l'incident a été du fait de tiers.

En outre, le GRD doit accompagner les résultats des KPI par :

- Les explications des résultats obtenus (positives ou négatives) en indiquant le cas échéant les moyens additionnels utilisés pour les améliorer (changement de méthode, de contexte...etc.). Pour les événements exceptionnels qui ont eu un grand impact sur les KPI concernés, le GRD doit motiver, sur la base des éléments factuels et pertinents, les causes et les effets de ces événements et proposer une méthode de correction.
- Toute modification dans le processus (et les applications y relatifs) de collecte, de traitement ou de validation des données des KPI. Le cas échéant, ces modifications doivent être clairement documentées dans le rapport des résultats des KPI.

## 12.6 Entrée en vigueur des KPI

Sauf exception, tous les KPI décrits dans les points 12.1 et 12.2 seront mis en œuvre dès le 1<sup>er</sup> janvier 2025. Le GRD peut proposer de déferer la date d'entrée en vigueur de certains KPI pour lui permettre notamment d'implémenter le monitoring de ces KPI ou des indicateurs de suivi associés. BRUGEL peut accepter ou refuser cette proposition. À défaut de présenter les résultats des KPI et/ou des indicateurs de suivi, un malus maximal (et le cas échéant, un WACC minoré) sera appliqué à ces KPI. Les poids des KPI retardés impliquent, sauf mention contraire dans la présente méthodologie, une réduction du budget alloué à l'incitation proportionnellement au poids de ces KPI.

## 12.7 Procédure de suspension des KPI

Le GRD peut demander la suspension d'un KPI avant le 1<sup>er</sup> octobre de chaque année pour l'année suivante ou pour l'année de la demande ou pour l'année précédant l'année de la demande si la cause de la demande de suspension est intervenue après le 1<sup>er</sup> octobre de l'année considérée. Sur la base de la motivation et des documents pertinents présentés par le GRD, BRUGEL peut suspendre le KPI concerné jusqu'à la levée des dysfonctionnements constatés. La suspension d'un KPI a pour conséquence la non-application du malus maximal qui aurait dû être appliqué sans l'acceptation de la demande de suspension.

La suspension peut intervenir en cas de situation exceptionnelle comme par exemple :

- Perte de données accidentelle sans faute dans le chef du GRD ;
- Les interruptions objectivement exceptionnelles (liste non exhaustive) :
  - o Catastrophes naturelles comme les séismes « lourds », les inondations exceptionnelles, les tempêtes ou les cyclones ou d'autres conditions climatiques exceptionnelles ;
  - o Déclenchement suite à un incendie, une explosion chimique ou nucléaire ou déclenchement non planifié pour éviter des incidents lors d'un incendie, une explosion chimique ou nucléaire (déclenchement à la demande des pompiers p.ex.) ;
  - o Attaque terroriste ou acte de guerre ;
  - o Application de procédures de protection du système électrique contre les phénomènes soudains qui compromettent l'intégrité du système électrique ;
  - o Procédure de protection du système électrique en cas de pénurie annoncée d'électricité pendant une durée considérable ;
  - o Régulation de circulation des personnes contraignante semblable par exemple à celle appliquée pour lutter contre le COVID.

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

La qualité et la fiabilité des données de mesure des performances sont de la responsabilité du GRD qui doit mobiliser les moyens nécessaires pour identifier les dysfonctionnements éventuels et les corriger sans tarder. Le GRD présente à BRUGEL lors de la remise de son rapport sur les résultats des KPI obtenus, une attestation confirmant son respect de cette exigence.

Pour s'assurer de la fiabilité des données des indicateurs incités financièrement, BRUGEL se réserve le droit de procéder, à tout moment après l'entrée en vigueur des indicateurs, à la réalisation d'audits sur la chaîne de mesure (collecte, enregistrement, calcul, traitement) des KPI concernés. Cette possibilité rentre dans le cadre des contrôles spécifiques sur site prévus dans la méthodologie tarifaire.

BRUGEL pourrait, entre autres, examiner :

- Le processus de collecte, de calcul et de traitement des données,
- La manière dont l'enregistrement des données est effectué ;
- Qui a été autorisé à consulter et éventuellement à modifier les données, ...

Dans le cas où BRUGEL constate que les données, communiquées par le GRD, relatives aux KPI ne sont pas fiables (ou absentes pour les KPI entrés en vigueur et/ou de leurs indicateurs de suivi), BRUGEL appliquera un malus maximum (ou le cas échéant un WACC minoré) sur les indicateurs concernés et de manière rétroactive sur toute la période depuis l'entrée en vigueur des KPI concernés jusqu'à la date de contrôle positif de la fiabilité des données.

Plusieurs causes peuvent rendre les données des indicateurs non fiables notamment :

- Le contrôle effectué par BRUGEL a révélé une ou plusieurs irrégularités dans les données communiquées ;
- Les données des KPI sont manifestement non fiables (incomplètes, incorrectes ou improbables, manquantes) ;

Le cas échéant, la procédure décrite ci-après est appliquée :

- 1°. BRUGEL informe le GRD de la non-conformité de ses données et lui donne un délai de deux mois pour réagir ;
- 2°. Le GRD peut soumettre les données manquantes, corriger les données erronées ou demander d'être entendu par BRUGEL ;
- 3°. Sur base des éléments avancés par le GRD, BRUGEL décidera en tenant compte des données et explications reçues du GRD d'accepter ou pas les données communiquées, d'appliquer ou pas le malus maximum pour les indicateurs concernés.

En outre, BRUGEL peut effectuer un audit interne au sein du GRD, spécifique à la régulation incitative.

## **13 Détermination et gestion des soldes tarifaires**

### **13.1 Définitions des soldes**

Le solde, visé à l'article 9quinquies, 20° de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz visé par l'article 10ter 18°, est l'écart observé, pour chacune des cinq années de la période régulatoire entre,



d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts rapportés et, d'autre part, les revenus<sup>79</sup> prévisionnels repris dans le budget approuvé et les revenus enregistrés.

Ces soldes tarifaires électricité et gaz sont comptabilisés respectivement dans un fonds de régulation électricité et un fonds de régulation gaz qui se matérialisent par des comptes de régularisation au bilan du GRD. Ces fonds de régulations n'ont pas comme objectif de constituer un outil de financement à la disposition du GRD.

Le solde de chaque année de la période régulatoire rapporté annuellement par le GRD se décompose en deux types de soldes : les soldes sur coûts gérables et les soldes sur coûts non gérables.

Le GRD rapporte annuellement à BRUGEL le calcul des écarts entre le budget et la réalité au travers du modèle de rapport tarifaire *ex post* ainsi que les montants transférés au fonds de régulation tarifaire électricité et gaz tel que défini ci-après.

### 13.1.1 Soldes sur coûts gérables

Dans le cadre du modèle revenue cap TOTEX retenu et dans le contexte d'un taux de partage de 100 %, l'écart constaté sur les coûts gérables prévisionnels de l'année N, tels que révisés *ex post* par la prise en compte de l'inflation réelle, et les coûts gérables réels de l'année N constitue un bonus (si le budget<sup>80</sup> est supérieur à la réalité) ou un malus (si le budget est inférieur à la réalité) et fait partie du résultat comptable du gestionnaire de réseau. Le GRD dispose toutefois de la possibilité de restituer totalement ou partiellement le bonus aux utilisateurs de réseau, en le convertissant en solde régulatoire<sup>81</sup>.

L'écart entre les coûts gérables révisés *ex post* par la prise en compte de l'inflation réelle et les coûts gérables budgétaires est affecté intégralement au fonds de régulation tarifaire électricité / gaz. Les soldes « coûts gérables » de l'année 2024 tel que rapportés par le GRD seront traités sur base de la méthodologie 2020-2024 et le cas échéant affecteront le résultat comptable du GRD.

### 13.1.2 Soldes sur coûts non gérables

Ces soldes se rapportent aux éléments repris dans cette section :

- En ce qui concerne les coûts non-gérables tels que définis au point 6.3 de la présente méthodologie, à l'écart entre les coûts réels et les coûts prévisionnels.
- L'écart entre les recettes issues des tarifs périodiques de distribution budgétées sur base du revenu autorisé approuvé et les recettes réelles perçues par le gestionnaire de réseau via l'application des tarifs périodiques de distribution au cours de l'année N constitue un solde régulatoire.

Ce solde sur les recettes est calculé distinctement afin de pouvoir affecter spécifiquement au fonds de régulations les écarts liés aux différentes rubriques (OSP, utilisation du réseau et transport).

- En ce qui concerne les coûts gérables, à l'écart résultant de la différence entre le coefficient d'indexation réel et le coefficient d'indexation prévisionnel appliqués au budget prévisionnel.
- A la différence entre la rémunération des capitaux investis prévisionnelle reprise dans le budget approuvé du GRD et la rémunération des capitaux investis réellement accordée au GRD.
- Le montant lié à l'incitation à la performance non financière tel que décrit à la section 12.

---

<sup>79</sup> recettes

<sup>80</sup> Corrigé de l'indexation

<sup>81</sup> Affecté soit à une diminution des tarifs pour l'utilisation du réseau ou à des obligations de services publics.

Ces soldes réglementaires constituent soit une dette tarifaire (passif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget inférieur à réalité), soit une créance tarifaire (actif réglementaire) à l'égard des clients dans leur ensemble (si budget supérieur à réalité).

### 13.1.3 Affectation des soldes au fonds de régulation

Il n'existe actuellement aucune norme comptable spécifique traitant de la comptabilisation des soldes tarifaires dans un environnement régulé. Toutefois, si une telle norme devait apparaître en cours de période réglementaire et devait porter atteinte aux mécanismes de gestion des soldes décrits ci-après, le GRD et BRUGEL devront prendre les dispositions nécessaires afin de chercher à respecter la norme prescrite, pour autant qu'elle s'applique à l'environnement régulé en Région de Bruxelles-Capitale. Annuellement, BRUGEL contrôle, par type de solde, les soldes rapportés par le GRD et leurs éléments constitutifs relativement à l'exercice d'exploitation écoulé et en valide le montant.

L'affectation des soldes dépend du type de solde :

1. Le solde « coûts gérables » est affecté intégralement au résultat comptable du GRD ;
2. Le solde « coûts non gérables » est transféré aux comptes de régularisation du bilan<sup>82</sup> du GRD dans une rubrique spécifique « fonds de régulation tarifaire électricité » et « fonds de régulation tarifaire gaz ».

Afin de permettre une allocation spécifique des différents soldes tarifaires aux différents composantes tarifaires de SIBELGA, le traitement des soldes tarifaires est scindé selon trois catégories de coûts : l'utilisation du réseau (en ce compris les surcharges et le solde sur la rémunération des capitaux investis), les obligations de service public (OSP), et le transport.

Le traitement des soldes tarifaires de ces trois catégories de coûts est effectué de façon distincte et implique un revenu autorisé, un tarif et une rubrique du fonds de régulation spécifique à chacune de ces catégories. Les fonds de régulation tarifaires électricité et gaz respectivement sont ainsi décomposés en trois rubriques distinctes :

- La rubrique « Utilisation du Réseau », à laquelle sont affectés le solde des coûts gérables, ainsi que les soldes des coûts non gérables relatifs à l'utilisation du réseau ainsi que le solde des coûts non gérables correspondant aux surcharges ;
- La rubrique « Obligations de service public (OSP) », à laquelle est affecté le solde des coûts non gérables correspondant aux obligations de service public ;
- La rubrique « Transport », à laquelle est affecté le solde des coûts non gérables relatif aux coûts de transport (uniquement pour l'électricité).

Ces règles permettent d'assurer que l'apurement d'une rubrique impacte uniquement le tarif correspondant : le montant d'apurement de la rubrique Utilisation du Réseau / OSP / Transport est affecté exclusivement aux tarifs d'Utilisation du Réseau / aux tarifs des OSP / Transport.

Pour l'apurement des soldes historiques<sup>83</sup>, il n'y aura pas de retraitement entre les rubriques, l'ensemble des soldes retournant à la rubrique « Utilisation du réseau », à l'exception des soldes sur les OSP qui sont affectés à cette rubrique spécifique.

Pour ce qui concerne la détermination des tarifs et l'affectation des soldes relatifs à la refacturation des coûts de transport, voir point **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Pour ce qui concerne la détermination des tarifs et l'affectation des soldes OSP, voir point 16.4.

<sup>82</sup> Le fonds de régulation tarifaire consiste en un compte ad hoc reprenant l'ensemble des soldes tarifaires.

<sup>83</sup> Constitués des soldes sur coûts non gérables de 2008 à 2024 tels que rapportés par le GRD et approuvés par BRUGEL et inscrits aux comptes de régularisation du bilan du GRD dans une rubriques « Fond de régulation tarifaire » affecté conformément à la présente méthodologie.

Les modèles de rapport permettent d'avoir le détail de ces différentes rubriques ventilé en fonction de leurs nature (rémunération des capitaux investis, ...).

Les fonds de régulation tarifaires ne peuvent en aucun cas servir à la subsidiation ou au financement d'activités non régulées. Toute subsidiation croisée entre l'électricité et le gaz est également interdite.

#### 13.1.4 Ecritures comptables

Le solde régulateur constitue soit une créance tarifaire, soit une dette tarifaire à l'égard des utilisateurs de réseau. Annuellement, au terme de la clôture de l'exercice comptable, les soldes régulateurs calculés conformément aux dispositions de la présente méthodologie sont comptabilisés dans les comptes de régularisation (actif ou passif) du bilan du gestionnaire de réseau.

Lorsque tout ou partie du solde régulateur approuvé est répercuté dans les tarifs de distribution, le gestionnaire de réseau enregistre une écriture comptable inversée (extourne) dans les comptes de régularisation (actif ou passif) d'un montant équivalent au montant répercuté dans les tarifs, de manière à neutraliser l'impact de cette répercussion sur le résultat comptable de l'année concernée.

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

#### 13.2.1 Règles générales

Les soldes cumulés historiques<sup>84</sup> intégrés distinctement dans les fonds de régulation électricité et gaz doivent être apurés lors des deux prochaines périodes tarifaires en apurant 50% des fonds de régulation lors de la période 2025-2029 et 50% lors de la période 2030-2034.

#### 13.2.2 Spécificités pour le gaz

BRUGEL se réserve le droit de ne pas apurer une partie du fonds de régulation gaz connu au 31 décembre 2022 selon la méthode prescrite (voir 13.2.1), afin de minimiser l'impact tarifaire lié aux mécanismes exceptionnels de traitement des actifs échoués gaz. Il apparaît judicieux et prudent d'effectuer l'apurement d'une partie du fonds de régulation gaz actuel (qui tend à faire baisser le tarif d'utilisation du réseau) de manière synchronisée avec la mesure visant à compenser l'impact tarifaire de la suppression des surcharges pour le gaz, de la reprise de l'effet d'aubaine et moyennant le respect de certaines conditions (voir point 23.1.3) de l'accélération des amortissements des nouveaux investissements.

La part du fonds de régulation gaz qui sera réservée à l'accompagnement de ces mesures, notée ci-après  $FR_{SA}$ , sera fixée par BRUGEL sur la base de la proposition tarifaire initiale de SIBELGA suite aux dispositions prévues par le point 7.2.1.3.

La part restante du fonds de régulation gaz au 31/12/24, notée  $FR_{Non SA}$  sera apurée de manière systématique comme le Fonds de régulation électricité selon la méthode précédemment décrite.

### 13.3 Apurement annuel en cours de période 2025-2029

En complément de l'apurement des soldes historiques visé au point 13.2, à partir de 2025 et pour chaque année de la période régulatoire, un apurement systématique *ex post* du montant du fonds de régulation tarifaire respectivement électricité et gaz pour la part correspondant aux soldes tarifaires générés à partir de l'année 2023, dans la limite d'un montant correspondant à environ 2% du revenu maximum autorisé *ex ante*<sup>85</sup> pour l'électricité / le gaz de l'année auquel cet apurement est appliqué.

<sup>84</sup> Y inclus les soldes tarifaires 2022

<sup>85</sup> Ce mécanisme impose donc la suppression du solde spécifique « volume gaz » prescrit dans la méthodologie 2020-2024

Cette règle s'applique principalement à la rubrique « Utilisation du réseau » des fonds de régulations et BRUGEL peut y déroger en ce qui concerne la rubrique OSP pour lesquelles une volatilité des tarifs plus importante que 2% peut être envisagée.

Préalablement à l'application automatique de ce mécanisme d'apurement, SIBELGA peut débiter une procédure de concertation avec BRUGEL afin de déroger à son application systématique.

Dès lors, BRUGEL, après concertation avec SIBELGA, peut décider moyennant motivation de déroger aux règles d'affectation et d'apurement des soldes<sup>86</sup> ou d'appliquer le mécanisme prescrit dans la présente méthodologie.

## 13.4 Détermination du terme $SR_t$

### 13.4.1 Electricité

Pour l'électricité, la composante  $SR_t$  du revenu maximum autorisé budgétaire pour chacune des années 2025 à 2029 est égale à :

$$SR_t = SR_{t, \text{pré}}(N+1) + SR_{t, \text{post}}(N)$$

Avec :

- N : la dernière année de la période de référence, pour laquelle le montant des soldes tarifaires affectés au fonds de régulation sont connus (N=2022) ;
- $SR_{t, \text{pré}}(N+1)$  : la part du montant du fonds de régulation au 31/12 de l'année N affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément à la règle fixée au point 13.2 décrite précédemment ;
- $SR_{t, \text{post}}(N)$  : la part du montant du fonds de régulation hors reliquat affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée en t-1 conformément à la règle fixée au point 13.3.

Lors de la fixation du RMA ex ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}}(2022)$  est fixée à 0.

$$SR_{t, \text{pré}}(N+1) = [ FR(31/12/N) ] / [ 10^{87} ]$$

Avec :

- FR(31/12/N) : le montant du fonds de régulation à la fin de la période de référence (2022)

Lors de la fixation du RMA ex ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}}(N)$  est fixée à 0.  $SR_{t, \text{post}}(N)$  sera révisée en t-1 pour l'établissement du tarif de l'année t

### 13.4.2 gaz

Pour le gaz, la composante  $SR_t$  du revenu maximum autorisé budgétaire pour chacune des années 2025 à 2029 est égale à :

$$SR_t = SR_{t, \text{pré}}(N+1) + SR_{t, \text{post}}(N) + SR_{t, SA}$$

Avec :

- N : la dernière année de la période de référence, pour laquelle le montant des soldes tarifaires affectés au fonds de régulation sont connus (N=2022)

<sup>86</sup> Notamment, au lieu d'une affectation linéaire des soldes historiques, SIBELGA peut proposer une affectation non linéaire.

<sup>87</sup> Correspondant à 2 périodes réglementaires

- $SR_{t, \text{pré}(N+1)}$  : la part du montant du fonds de régulation au 31/12 de l'année N affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément fixé au point 13.2 hors part réservée à l'accompagnement des mesures de traitement des actifs échoués
- $SR_{t, \text{post}(N)}$  : la part du montant du fonds de régulation hors Reliquat affectée au revenu autorisé de l'année t, calculée conformément au point 13.3.  
Cet apurement peut être étalé sur une période de 3 ans au maximum<sup>88</sup>.
- $SR_{t, SA}$  : la part du montant du fonds de régulation au 31/12 de l'année N réservé à l'accompagnement des mesures de traitement des actifs échoués ( $FR_{SA}(31/12/N)$ ) affectée au revenu autorisé de l'année t

$$SR_{t, \text{pré}(N+1)} = [ FR_{\text{Non SA}}(31/12/N) ] / 10$$

Avec :

- $FR_{\text{Non SA}}(31/12/N)$  : le montant réel du fonds de régulation à la fin de la période de référence hors partie réservée aux mesures de traitement des actifs échoués :

$$FR_{\text{Non SA}}(31/12/N) = FR(31/12/N) - FR_{SA}(31/12/N)$$

Lors de la fixation du RMA ex ante pour l'ensemble de la période 2025-2029,  $SR_{t, \text{post}(N)}$  est fixée à 0.

---

<sup>88</sup> Ce délais de trois ans a été fixé pour étaler un éventuel effet volume important.

## **I4 La fixation et le contrôle des tarifs de distribution**

La partie 2 de la présente méthodologie spécifiera notamment les éléments suivants :

1. Pour ce qui concerne les tarifs non périodiques il s'agira de définir les principes généraux à respecter pour leur détermination et leur évolution. BRUGEL fera également une analyse de certains tarifs non périodiques qui doivent faire l'objet d'une révision spécifique à l'avenir.
2. Pour ce qui concerne les tarifs périodiques, la partie 2 fixera les grilles tarifaires qui seront d'application pour la futur période tarifaire ainsi que les orientations de BRUGEL vers une structure tarifaire évoluée pour les URD disposant de compteurs communicants.

## 15 Fixation des tarifs de refacturation des coûts de transport d'électricité

Cette section vise exclusivement la détermination du budget, des tarifs et la gestion des soldes tarifaires relatifs à la refacturation par le GRD des coûts de transport.

### 15.1 Contexte

Selon le principe de la cascade tarifaire mis en place par le modèle de marché, le GRD doit refacturer à l'ensemble des utilisateurs les coûts qui lui sont facturés par le gestionnaire de réseau de transport (GRT = ELIA).

Les montants facturés par le GRT ne concernent que l'énergie prélevée au niveau des points de fourniture du GRT et pas l'énergie produite par des installations de production locale (cogénération, photovoltaïque, etc.) raccordées au réseau de distribution et injectée dans celui-ci. Les coûts facturés par le GRT concernent les coûts du réseau de transport du point de production au point d'interconnexion avec les réseaux de distribution. Les tarifs appliqués par le GRT sont fixés par le régulateur fédéral (CREG).

Ce principe de refacturation des coûts de transport est précisé dans l'article 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance électricité :

*« 19° le tarif par lequel le gestionnaire du réseau de distribution répercute les tarifs de transport est adapté automatiquement dès la modification des tarifs de transport. BRUGEL vérifie l'exactitude de l'adaptation. La structure de la répercussion du tarif de transport ne peut pas être dégressive ».*

Au vu des modifications apportées au modèle de régulation pour cette nouvelle période tarifaire, BRUGEL a souhaité également faire évoluer le processus d'approbation et de contrôle des coûts relatifs à la refacturation du transport. L'objectif est de rationaliser le processus de validation des tarifs. Ce mécanisme permet, tant au fournisseur qu'au GRD bruxellois d'avoir des tarifs d'application par année calendrier et permet d'approuver et publier les tarifs plus rapidement que lors des périodes tarifaires précédentes<sup>89</sup>.

Aucune subsidiation croisée ne peut exister entre les tarifs pour la refacturation des coûts de transport et les autres tarifs du GRD.

Les tarifs de transport doivent couvrir les coûts facturés par le GRT. Ces factures concernent notamment :

- Les coûts d'utilisation du réseau relatifs à la puissance et la gestion du système ;
- Les coûts des services auxiliaires relatifs aux réglages primaires, à l'énergie réactive, aux congestions et aux pertes ;
- Les coûts de raccordement ;
- Le cas échéant toute surcharge ou cotisation facturée par le GRT au GRD notamment pour le financement de certaines obligations de services public imposées au GRT.

### 15.2 Etablissement du budget et des tarifs

Au plus tard pour le 31 octobre de chaque année N, le GRD établira un budget et les tarifs pour l'année N+1 de la période de régulation. Ce budget se base notamment sur :

- Les tarifs de transport tels qu'approuvés par le régulateur fédéral en ce compris les charges liées au raccordement émises par le GRT ;
- Des soldes régulateurs sur les coûts de transport tel que calculé aux points 13.1.3 et 15.3 ;

---

<sup>89</sup> Les tarifs étant généralement officiellement approuvés début janvier par BRUGEL.

- Des dernières estimations des quantités transitant par le réseau de transport (quantités distribuées + quantités de pertes - quantités injectées par les productions locales) ainsi que des différentes puissances intervenant dans la facturation.
- Le cas échéant, d'autres surcharges<sup>90</sup> ou cotisations imposées par une autorités compétentes seront également intégrées distinctement.

Ce budget<sup>91</sup> reprendra une note d'accompagnement (accompagnée d'un fichier type Excel<sup>92</sup>) reprenant clairement les différentes hypothèses<sup>93</sup> prises dans l'élaboration du budget tarifaire ainsi que les éléments suivants :

- Les données "gridfee" qui reprennent la facturation des postes liés au transport ; puissances et énergies active et réactive facturées, puissances mises à disposition du GRD, découpe des montants facturés (par composante) ainsi que les notes de crédit ou autres rectifications transmises par le GRT portant sur l'année N-1 ;
- La synthèse des charges et des recettes relatives au transport enregistrées dans la comptabilité ;
- Un tableau reprenant l'ensemble des tarifs pratiqués par le GRT et ceux appliqués par le GRD ;
- L'ensemble des données permettant de déterminer et de vérifier que les factures du GRT sont reflétées de manière adéquate dans les tarifs de distribution ; c'est-à-dire : quantités d'énergie distribuées et transportées, productions des cogénérations et autres productions locales et pertes ainsi que les quantités et les montants facturés aux fournisseurs par période tarifaire.
- Le calcul permettant d'établir et de contrôler les soldes tarifaires ainsi qu'une proposition tarifaire relative à l'année N+1<sup>94</sup>.
- Une analyse de l'impact pour le GRD et des URD de toutes modifications de la méthodologie tarifaire ou des tarifs du GRT.

Sur base de ce budget, les tarifs pour la refacturation des coûts de transport seront établis conformément à la structure tarifaire définie dans la partie 2 de la méthodologie.

Ces éléments sont transmis à BRUGEL par courrier électronique avec accusé de réception. A défaut d'accusé de réception par BRUGEL dans les 3 jours calendriers suivant l'envoi du rapport, le rapport ainsi que ses annexes sont transmis à BRUGEL par porteur avec accusé de réception.

En cours de chaque année de la période régulatoire, en cas de variation absolue significative des tarifs du gestionnaire de transport (+/- 5%), Sibelga pourra introduire une demande de révision. Cette demande de révision sera accompagnée d'un nouveau budget établi selon les mêmes modalités que celles demandées pour les révisions annuelles.

Au plus tard pour le 30 novembre de chaque année, BRUGEL informe le GRD, par courrier électronique et, à défaut d'accusé de réception dans les 3 jours du GRD, par courrier recommandé,

---

<sup>90</sup> La cotisation fédérale ainsi que diverses surcharges liées à certaines obligations de service public ne font plus partie des coûts refacturés par le GRD. Le cas échéant, le GRD devra élaborer trois tarifs, correspondants aux trois composantes : coûts du transport, obligations de service public et surcharges.

<sup>91</sup> La découpe du budget ex ante devra être identique à la découpe du réalisé ex post

<sup>92</sup> Le fichier Excel reprendra à minima les différents éléments repris dans la note ainsi qu'un historique reprenant les 5 dernières années.

<sup>93</sup> Notamment pour la détermination du budget de chaque composante tarifaire

<sup>94</sup> Si Sibelga constate des évolutions importantes au niveau des tarifs du GRT en cours d'année, le GRD peut transmettre par courrier électronique, pour le 30 septembre de chaque année au plus tard, une demande de budget complémentaire.



de son contrôle du calcul du solde régulateur, d'affectation et de révision du tarif pour la refacturation des coûts de transport.

Le tarif approuvé sur la base de la procédure décrite dans la présente méthodologie est, par défaut, d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1 jusqu'au 31 décembre de l'année N+1.

### 15.3 Calcul du solde tarifaire

L'écart entre les factures reçues du GRT et les factures émises par le GRD au titre des coûts de transport constitue un solde tarifaire distinct (voir point 13).

Les soldes tarifaires sont établis en calculant les écarts observés entre les charges et les produits relatifs aux coûts de transport. Ils se calculent selon la formule suivante :

$$SR_{transport(N)} = (Charges_{réelles \text{ de l'année } N} - Recettes_{réelles \text{ de l'année } N})$$

Avec N = chaque année de la période régulatoire 2025-2029<sup>95</sup>.

Ces soldes tarifaires peuvent être positifs ou négatifs.

---

<sup>95</sup> Pour ce calcul, les années ne doivent pas nécessairement être des années civiles

## 16 Fixation des tarifs - Obligations de service public

Cette section vise exclusivement la détermination du budget, des tarifs et la gestion des soldes tarifaires relatifs aux obligations de service public.

Conformément à l'article 9<sup>quinquies</sup> de l'ordonnance « l'électricité » et l'article 10<sup>ter</sup> de l'ordonnance « gaz », les coûts relatifs à l'exécution du budget des missions de service public ne peuvent pas être soumis à une régulation incitative.

Les charges liées aux OSP doivent donc être considérées comme non gérables.

Il reste entendu que BRUGEL se réserve le droit de rejeter certains coûts, après accord du gouvernement, suite à l'avis de BRUGEL concernant la validation du programme<sup>96</sup> liés aux OSP ou lors de l'avis de BRUGEL sur le rapport d'exécution.

Aucune subsidiation croisée ne peut exister entre les charges relatives aux obligations de services publics et les autres coûts du GRD.

Pour les projets informatiques liés aux missions de service public, un descriptif détaillé du projet et une estimation des coûts devront être intégrés dans le programme transmis annuellement à BRUGEL conformément aux prescrits de l'ordonnance.

### 16.1 Etablissement du budget – ex ante

Lors de la remise de la proposition tarifaire initiale, le GRD établira un budget annuel pour les 5 années de la période de régulation relatif à l'ensemble des obligations de services public financées par les tarifs<sup>97</sup> et visées à l'article 25 de l'ordonnance électricité ou l'article 19 de l'ordonnance gaz.

Ces coûts sont établis dans un budget calculé comme suit :

- Le budget 2025 est basé sur la dernière réalité connue (2023) indexée sur base de la prévision d'inflation pour les années 2024 et 2025.
- Le budget 2025 peut inclure un budget complémentaire afin de couvrir des nouveaux coûts liés à la mise en œuvre de nouvelles obligations de services publics non couvertes par l'enveloppe basée sur les coûts 2023<sup>98</sup> ou pour tout écart certain entre la réalité 2023 et les prévisions budgétaires 2025. Ce budget complémentaire doit faire l'objet d'une motivation explicite de la part du GRD.
- Le budget pour les années 2026 à 2029 sont établis sur base du budget 2025 indexé sur base des dernières prévisions de l'indice des prix à la consommation disponibles lors de l'établissement de la proposition tarifaire par SIBELGA.

Les tarifs pour la couverture des coûts liés aux OSP seront établis conformément à la structure tarifaire définie dans la partie 2 de la méthodologie.

Le cas échéant, les tarifs non périodiques liés à certaines obligations de services publiques seront également introduits lors de la proposition tarifaire initiale sur base d'une motivation explicite du GRD.

### 16.2 Contrôle annuel

Chaque année, BRUGEL procédera à la vérification des montants repris dans les rapports d'exécution des missions de service public transmis par le GRD par rapport aux montants repris dans les rapports *ex post*.

---

<sup>96</sup> Visé respectivement à l'article 24 et 25 de l'ordonnance électricité et 18bis et 19 de l'ordonnance gaz

<sup>97</sup> Les OSP faisant l'objet d'un financement intégral par subside ne doivent pas faire l'objet d'une estimation budgétaire dans le cadre de la proposition tarifaire

<sup>98</sup> A défaut de réalité connue, le budget repris dans le programme d'exécution des obligations et missions de service public sera, par principe, pris comme référence.

Au plus tard pour le 30 mars de chaque année N, le GRD transmet un rapport spécifique accompagné d'annexes éventuelles qui reprend au minimum les informations suivantes :

- Les éléments permettant d'établir et de contrôler les soldes tarifaires ;
- Les déviations par rapport à la trajectoire initiale et l'impact tarifaire y afférent ;
- Le cas échéant, une analyse de l'impact tarifaire de toute introduction de nouvelle OSP ou de la modification/suppression d'un OSP existante en cours de période ;
- Par ailleurs, chaque année lors du contrôle *ex post*, le GRD devra démontrer de façon systématique que l'ensemble des éléments ayant un impact tarifaire repris dans le rapport sur les pratiques non discriminatoires visé par l'article 24 *bis* de l'ordonnance électricité et de l'article 18 de l'ordonnance gaz sont cohérents par rapport aux reportings tarifaires et permettent au régulateur de pouvoir les réconcilier par rapport aux données communiquées dans les rapport d'exécution du programme liés au OSP.
- Le cas échéant les recettes liées aux tarifs non périodiques<sup>99</sup> liées aux OSP.

Ce rapport est transmis à BRUGEL par courrier électronique avec accusé de réception. A défaut d'accusé de réception par BRUGEL dans les 3 jours calendrier suivant l'envoi, le rapport ainsi que ses annexes sont transmis à BRUGEL par porteur avec accusé de réception.

### 16.3 Calcul du solde tarifaire

Les soldes tarifaires liés aux OSP sont établis annuellement et correspondent à l'écart entre les coûts prévisionnels du budget approuvé pour l'année N et les coûts réels de l'année N, ainsi qu'entre les recettes prévisionnelles du budget approuvé pour l'année N et les recettes observées pour cette année N.

Avec N = chaque année de la période régulatoire 2025-2029. Ce solde tarifaire peut être positif ou négatif.

Sauf délais plus long convenu avec le GRD, ce solde est validé par BRUGEL et notifié officiellement au GRD au plus tard pour le 15 juillet de chaque année.

### 16.4 Affectation du solde et adaptations des tarifs

Tant en électricité qu'en gaz, le fonds de régulation tarifaire comprend une rubrique « Obligation de service public OSP » conformément au point 13.1.3.

Pour ce qui concerne spécifiquement le solde historique relatif aux OSP, aucune règle d'apurement de l'intégralité du montant réservé aux OSP pour la période 2025-2029 n'est d'application. Le GRD peut toutefois intégrer dans sa proposition tarifaire le solde (positif ou négatif) de l'année 2023 concernant la rubrique OSP<sup>100</sup>.

Par ailleurs, la règle d'apurement systématique des soldes régulatoires visées au point 13.2 est d'application (en ce compris pour les soldes 2024).

Si l'écart (positif ou négatif) entre la réalité de l'année N et le budget tarifaire indexé est supérieur à 10%, le GRD peut introduire, lors de l'adaptation annuelle visée *infra*, une demande de révision des budgets tarifaires pour le reste de la période tarifaire.

---

<sup>99</sup> Par exemple : certains tarifs concernant l'activité « foire et festivités »

<sup>100</sup> Le solde portant sur l'année 2024 sera intégré dans les tarifs 2026 et ainsi de suite pour les autres années de la période régulatoire

Pour ce qui concerne l'adaptation annuelle du tarif « obligations de service public », le GRD transmet annuellement, par courrier électronique, au plus tard pour le 31 octobre de chaque année N au plus tard une proposition tarifaire spécifique reprenant une actualisation de ces tarifs.

Cette proposition tarifaire intègre, l'affectation du solde de tarifaire de l'année N-1, les éventuels rejets de coûts validés par le gouvernement et le cas échéant une révision de budget tarifaire pour le reste de la période.

Le cas échéant, dans les 10 jours calendrier suivants la réception de cette proposition tarifaire spécifique, BRUGEL informe le GRD de ses questions et des informations complémentaires à fournir.

Dans les 5 jours calendrier ou tout autre délai convenu avec BRUGEL suivant la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, le GRD transmet à BRUGEL ses réponses et les informations complémentaires demandées.

Au plus tard dans les 30 jours (soit vraisemblablement au plus tard le 30 novembre) de la réception de la proposition tarifaire spécifique, BRUGEL prendra une décision relative aux tarifs liés aux obligations de services publics (voir 19).

Le tarif approuvé sur la base de la procédure décrite dans la présente méthodologie est, par défaut, d'application à partir du 1<sup>er</sup> janvier de l'année N+1 jusqu'au 31 décembre de l'année N+1.

## 17 Procédure d'introduction et d'approbation des tarifs

BRUGEL approuve, pour chaque année de la période régulatoire, le montant du revenu autorisé sur la base d'une proposition émanant du GRD ainsi que les tarifs périodiques qui en découlent<sup>101</sup>, établie conformément aux dispositions visées dans la présente méthodologie.

Le revenu autorisé est imputé, pour l'électricité, aux différents niveaux de tension, pour le gaz, aux différentes catégories tarifaires, et est transposé par la suite en tarifs périodiques de distribution. Cette imputation tient compte de la réflectivité des coûts liés aux différents niveaux de tension ou catégories tarifaires fixées dans le cadre de la partie 2 de la méthodologie.

### 17.1 Procédure générale de soumission et spécificités pour la période régulatoire 2025-2029

Conformément à l'article 9sexies de l'ordonnance électricité et à l'article 10<sup>quater</sup> de l'ordonnance gaz, la procédure d'introduction et d'approbation de la proposition tarifaire détaillée ci-après, pour la période régulatoire 2025-2029, a fait l'objet d'un accord entre BRUGEL et le GRD.

Des réunions spécifiques entre BRUGEL et GRD peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure d'approbation des propositions tarifaires.

- 1) Au plus tard le 1<sup>er</sup> mars 2024, le GRD présentera à BRUGEL les hypothèses ou les choix importants qui seront retenus dans le cadre de la méthodologie tarifaire :
  - (a) idéalement, une première estimation du revenu autorisé maximum hors projet additionnels,
  - (b) les évolutions attendues concernant les tarifs non périodiques,
  - (c) la projection des consommations par catégorie de clients,
  - (d) etc...

BRUGEL validera ces hypothèses dans les 30 jours calendrier maximum.

- 2) Pour ce qui concerne les projets additionnels liés au comptage intelligent, un business case conforme à la feuille de route discutée avec BRUGEL sera transmis suivant le calendrier et les modalités convenus au point 7.2.2.1.3 de la méthodologie.
- 3) Pour ce qui concerne la feuille de route Smartgrid du GRD et le mécanisme incitatif y relatif, les modalités d'introduction, de l'examen et la procédure d'approbation sont définis aux points 12.3.1 et 12.3.5.3 de la méthodologie.
- 4) Pour ce qui concerne le mécanisme incitatif sur la qualité des services, les procédures applicables sont précisées au point 12.1 de la méthodologie.
- 5) Au plus tard 6 mois après la publication des méthodologies tarifaires<sup>102</sup> soit vraisemblablement au plus tard pour le 26 mai 2024 sauf accord explicite entre les deux parties, le GRD transmet à BRUGEL la proposition tarifaire portant sur la période régulatoire 2025-2029 accompagnée du budget sur la période. Cette proposition tarifaire tient compte des remarques éventuellement formulées par BRUGEL sur les premiers éléments d'analyse établis et des éventuelles lignes directrices complémentaires à la présente méthodologie fixées par BRUGEL.

---

<sup>101</sup> Un tarif "solde régulatoire" est prévu.

<sup>102</sup> Pour ce qui concerne le modèle de régulation et la fixation du revenu autorisé. La partie 2 de la méthodologie déterminant les structures tarifaires à appliquer pour la période 2025-2029 ne sera disponible que fin février 2024 conformément à l'accord initial entre BRUGEL et SIBEGLA

Cette proposition tarifaire intègre les coûts additionnels demandés par SIBELGA pour la période 2025-2029 et les business cases associés modifiés pour prendre en compte les remarques de BRUGEL sur les coûts additionnels et business cases associés<sup>103</sup>.

La proposition de revenu autorisé initiale peut ne pas inclure le budget et les tarifs liés aux obligations de services publics ou de refacturation des coûts de transport. Ces budgets et tarifs ainsi que les éléments justificatifs peuvent être transmis pour le 31 octobre 2024 au plus tard.

- 6) Dans les 45 jours calendrier suivant la réception des différents documents transmis soit vraisemblablement pour le 10 juillet 2024 au plus tard, BRUGEL confirme le caractère complet du dossier ou demande des informations complémentaires au GRD.
- 7) Le GRD transmet l'ensemble des réponses aux questions posées le cas échéant dans les 45 jours calendrier soit vraisemblablement pour le 24 août 2024 au plus tard.
- 8) Dans les 30 jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire ou le cas échéant, suivant la réception des réponses et des informations complémentaires soit vraisemblablement pour le 23 septembre 2024 au plus tard sauf accord entre les deux parties, BRUGEL informe de sa décision d'approbation ou de son projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget. Le cas échéant, BRUGEL indique de manière motivée les points que le GRD doit adapter pour obtenir une décision d'approbation de BRUGEL.
- 9) Si BRUGEL refuse la proposition tarifaire accompagnée du budget du GRD dans son projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, le GRD peut communiquer ses objections à ce sujet à BRUGEL dans les 10 jours calendrier suivant la réception de ce projet de décision.

Le GRD est entendu, à sa demande, dans les 15 jours calendrier après réception du projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget par BRUGEL.

- 10) Le cas échéant, le GRD soumet, dans les 30 jours calendrier suivant la réception du projet de décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget, sa proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget.
- 11) Dans les 70 jours calendrier suivant l'envoi par BRUGEL du projet de décision de refus de la proposition tarifaire avec le budget ou, le cas échéant, dans les 40 jours calendrier après réception des objections ainsi que de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget, BRUGEL informe le GRD de sa décision d'approbation ou de sa décision de refus de la proposition tarifaire, le cas échéant adaptée, accompagnée du budget.

En cas de refus par BRUGEL de la proposition tarifaire adaptée, BRUGEL indique de manière circonstanciée, dans sa décision de refus, les éléments ayant motivé sa décision. Les modalités de soumission d'une éventuelle nouvelle proposition tarifaires seront définies de commun accord entre BRUGEL et le GRD.

- 12) Si le GRD ne respecte pas ses obligations dans les délais stipulés dans l'accord entre BRUGEL et le GRD ou si BRUGEL a pris la décision de refus de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou de la proposition tarifaire adaptée accompagnée du budget adapté, des tarifs provisoires (voir 17.3.3) sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du GRD ou de BRUGEL soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord soit atteint entre BRUGEL et le GRD sur les points litigieux.

La méthodologie tarifaire applicable à l'établissement de la proposition tarifaire devrait être transmise au GRD au plus tard six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire devrait être introduite.

---

<sup>103</sup> Le business case concernant le déploiement des compteurs intelligents aura vraisemblablement été introduit au plus tard le 1/1/2024.

Comme autorisé à l'article 9<sup>quater</sup>, §6 de l'ordonnance électricité et l'article 10<sup>bis</sup> §,6 de l'ordonnance gaz, un délai plus court peut être convenu entre BRUGEL et le GRD.

Conformément à l'article 9<sup>sexies</sup>, §3 de l'ordonnance électricité et l'art 10<sup>quater</sup> de l'ordonnance gaz, les procédures d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires pour les périodes réglementaires postérieures à 2024 feront l'objet d'un nouvel accord entre BRUGEL et le GRD. A défaut d'accord, la procédure prescrite à l'article 9<sup>sexies</sup> de l'ordonnance électricité ou l'article 10<sup>quater</sup> sera d'application.

Le budget contient, pour la première année de chaque période réglementaire, une indication et une justification détaillées de tous les éléments du revenu total de la première année en ce compris le retraitement détaillés des différents coûts conformément à la présente méthodologie. Pour chacune des années suivantes de la période réglementaire, chaque élément du revenu total est calculé, en appliquant les règles d'évolution telles que visées au point 10.1.

Le GRD affecte tous les éléments du revenu total aux objets de coûts et aux groupes de clients, y compris aux clients restants, sur la base des générateurs de coûts et/ou des clés de répartitions que le GRD soumet à l'approbation de BRUGEL avec la proposition tarifaire accompagnée du budget visé ci-avant. Le GRD joint une justification détaillée des générateurs de coûts et des clés de répartition qu'il propose.

La proposition tarifaire accompagnée du budget et des éléments d'information visés devant accompagner celle-ci sont transmis par porteur avec accusé de réception à BRUGEL. Ces documents sont transmis en un seul exemplaire. Le GRD transmet également à BRUGEL une version électronique qui inclut obligatoirement le modèle de rapport visé au point 20, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. L'ensemble des formules ou règles de calcul utilisées dans les fichiers Excel est présenté ou documenté. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par BRUGEL.

## **17.2 Procédure de soumission des coûts gérables additionnels en début de période**

Pour ce qui concerne la soumission de coûts gérables additionnels en cours de période, voir le point 8.2 de la présente méthodologie.

Pour ce qui concerne spécifiquement les coûts gérables additionnels liés aux compteurs intelligents<sup>104</sup>, la procédure est spécifiée au point 7.2.2.1.3.

### **17.2.1 Autres coûts gérables additionnels**

Pour les autres projets additionnels, les demandes de SIBELGA doivent être transmises à BRUGEL avec la proposition tarifaire initiale, dans le cadre de la procédure prévue au point 17.1.

Le cas échéant, SIBELGA informera BRUGEL dans le cadre de la remise des hypothèses visées au point 17.1 les projets additionnels que le GRD introduira dans le cadre de sa proposition tarifaire.

Ces coûts gérables additionnels seront analysés et validés (voir point 7.2.2) par BRUGEL dans le cadre de l'analyse de la proposition tarifaire et notamment conformément aux critères de rejet repris au point 26 de la présente méthodologie.

### **17.2.2 Coûts R&D**

En ce qui concerne les projets R&D (voir point 7.2.3), ceux-ci sont soumis en même temps que la proposition tarifaire ou suivant la procédure définie au point 8.2.

---

<sup>104</sup> Les travaux préparatoire à l'établissement de la présente méthodologie ont mentionné avant 2023 la date butoir du 1/1/2024 pour la remise du business case spécifique au comptage intelligent

## 17.3 Adaptation des tarifs

### 17.3.1 Adaptations tarifaires annuelles ou ponctuelles

En cours de période régulatoire, à la demande du gestionnaire de réseau ou de BRUGEL, les tarifs périodiques et non-périodiques peuvent être révisés selon les mêmes hypothèses et selon les mêmes conditions et procédures fixées au point 8 de la présente méthodologie tarifaire et relatifs à la révision ponctuelle ou annuelle du revenu autorisé budgété fixé pour une ou plusieurs années de la période régulatoire.

En sus du paragraphe ci-dessus, la révision des tarifs non périodiques fait l'objet d'une concertation ad hoc entre le GRD et BRUGEL. Chaque adaptation des tarifs non périodiques fera l'objet d'une décision de BRUGEL.

Les tarifs périodiques et non-périodiques peuvent également être révisés en vue de rectifier des erreurs matérielles identifiées dans les grilles tarifaires.

Les révisions des tarifs périodiques ou non périodiques, en cours de période sur base de la présente méthodologie ne sont, en principe, pas soumises à une procédure de consultation publique spécifique.

### 17.3.2 Procédure après annulation ou suspension d'une décision tarifaire de BRUGEL

Si une décision de BRUGEL en vue de l'approbation de tarifs à appliquer par le GRD :

- est annulée par le juge compétent, sans plus de précisions relatives aux modalités de redressement, ou
- est retirée par BRUGEL après suspension par le juge compétent.

Le cas échéant, le GRD soumet une nouvelle proposition à BRUGEL dans les deux mois du jugement de cette annulation ou de la réception de la décision de retrait, par porteur et avec accusé de réception et par courrier électronique. Cette nouvelle proposition tarifaire est rédigée en tenant compte du contenu du jugement ou de l'arrêt prononçant l'annulation ou la suspension.

La procédure prescrite pour cette nouvelle proposition tarifaire est la suivante :

- 1) Dans les 30 jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire visée ci-avant, BRUGEL confirme au GRD, de la même manière, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir afin de lui permettre d'évaluer raisonnablement la proposition tarifaire. Dans les 30 jours calendrier suivant la réception de la liste, le GRD transmet ces informations à BRUGEL par lettre par porteur avec accusé de réception et courrier électronique.
- 2) Dans les 30 jours calendrier suivant la confirmation par BRUGEL, conformément au point 1), du caractère complet du dossier ou la réception des informations demandées, BRUGEL prend une décision dans laquelle elle approuve ou rejette la nouvelle proposition tarifaire. En cas de rejet, BRUGEL décide des tarifs à appliquer par le GRD pour la période concernée après que BRUGEL ait entendu le GRD, en particulier sur les points que BRUGEL envisage de faire différer de la nouvelle proposition tarifaire. A cet égard, tout écart par rapport à la nouvelle proposition tarifaire est motivé de manière détaillée. La décision de BRUGEL est communiquée au GRD par lettre recommandée.
- 3) Si BRUGEL omet de prendre une décision dans les délais visés au point 2), ce silence est assimilé à une décision d'approbation de la nouvelle proposition tarifaire.
- 4) Les tarifs antérieurs aux tarifs annulés/suspendus/retirés continuent à s'appliquer et ce, même au-delà de leur période régulatoire, jusqu'à ce qu'ils soient remplacés par une nouvelle décision tarifaire. En cas d'obstacle majeur rencontré dans l'application de ces



tarifs antérieurs, BRUGEL peut, le cas échéant, procéder à des adaptations mineures de ces tarifs, dans le seul but de la sécurité juridique et à titre strictement temporaire.

L'adaptation des tarifs doit être conforme aux lignes directrices suivantes :

- l'adaptation doit être indispensable pour la bonne gestion du réseau et la continuité de l'exercice par le GRD de ses missions et de ses obligations de service public ;
  - l'adaptation doit prendre en compte les intérêts du client final et
  - l'adaptation doit prendre en compte la décision d'annulation/de suspension/de retrait.
- 5) Dans le mois qui suit la notification de la décision d'annulation, de suspension ou de retrait, le GRD adresse à BRUGEL une note d'observation motivée concernant soit la prolongation automatique des tarifs antérieurs aux tarifs annulés/suspendus/retraités, soit leur éventuelle adaptation. A défaut d'envoi de note d'observation par le GRD dans le mois qui suit la notification de la décision d'annulation, de suspension ou de retrait, le paragraphe premier s'applique.

Le GRD établit cette note d'observation à la lumière des lignes directrices prévues au paragraphe premier. La demande de l'adaptation des tarifs antérieurs doit être fondée sur des critères et éléments objectifs certains afin d'éviter les situations où le client final supporterait des tarifs adaptés manifestement surévalués ou sous-évalués pour la période où les tarifs sont annulés/suspendus/retraités.

BRUGEL peut solliciter l'avis du Conseil des usagers et de tout autre organe qu'il estime nécessaire.

BRUGEL décide, en considération de la note d'observation et le cas échéant des avis sollicités, soit de la prolongation automatique des tarifs antérieurs soit de son adaptation au regard des lignes directrices fixées au paragraphe premier.

- 6) L'éventuel solde positif ou négatif régulateur (bonus/malus) résultant de la différence entre ces tarifs adaptés et les nouveaux tarifs sera répercuté sur la prochaine modification tarifaire.
- 7) La décision de BRUGEL est publiée sur son site internet conformément à l'article 9 quinquies, §3, 10° de l'ordonnance électricité.

### 17.3.3 Tarifs provisoires

Des tarifs provisoires peuvent notamment être fixés par BRUGEL dans les cas suivants si le gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations visées :

- Au point 17 relatif aux procédures d'approbation du revenu autorisé et d'approbation des tarifs périodiques et non périodiques et de leurs adaptations ;
- Au point 15 concernant l'approbation des tarifs de refacturation des coûts de transport ;
- Au point 0 concernant l'approbation des tarifs liés aux obligations de service publics.

Les tarifs provisoires sont déterminés sur base du revenu total visé au point 7 de la présente méthodologie étant entendu que le revenu total est égal à la somme, d'une part, des éléments constitutifs approuvés par BRUGEL, et d'autre part, dans l'hypothèse où BRUGEL refuse en tout ou en partie des éléments constitutifs du revenu total, des derniers éléments correspondants constitutifs du revenu total des derniers tarifs approuvés ou des derniers éléments en sa possession.

Ces tarifs sont d'application jusqu'à ce que toutes les objections du gestionnaire de réseau de distribution ou de BRUGEL soient épuisées ou jusqu'à ce qu'un accord intervienne entre BRUGEL et le gestionnaire de réseau de distribution sur les points litigieux.

BRUGEL peut, après concertation avec le gestionnaire de réseau de distribution, arrêter des mesures compensatoires appropriées lorsque les tarifs définitifs s'écartent de ces tarifs provisoires.

## 18 Contrôle du respect des règles d'évolution du revenu total et des tarifs

### 18.1 Contrôle des tarifs

BRUGEL contrôle l'application des tarifs par le GRD et les autres acteurs du marché via :

- a. le contrôle général *ex ante* fait au moment de l'évaluation, par BRUGEL, des propositions tarifaires relatives à une période régulatoire (en ce compris la validation des coûts additionnels), de la concordance entre le revenu budgété et les produits budgétés résultant de l'application des tarifs proposés par le GRD ;
- b. le contrôle général *ex post* par BRUGEL au moment des contrôles visés au point 18.3 de la méthodologie. Un contrôle sur place pourra être effectué par BRUGEL sur base de toute demande d'information relative à ce contrôle ;
- c. les contrôles intermédiaires spécifiques réalisés par BRUGEL d'initiative ou suite aux remarques signalées et aux questions formulées par les utilisateurs ou tout autre acteur concernant l'application concrète des tarifs ;
- d. les contrôles *ex post* spécifiques réalisés sur place auprès du GRD par BRUGEL notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable de certains coûts et d'absence de subsidiation croisés entre les éléments de coûts divergents du revenu total.

### 18.2 Contrôle *ex ante*

Afin de permettre à BRUGEL de réaliser son contrôle *ex ante* sur le revenu maximum autorisé proposés ainsi que les tarifs associés, le GRD transmet à BRUGEL l'ensemble des annexes mentionnées dans le modèle de rapport visé au point 20, en même temps que la proposition tarifaire accompagnée du budget.

### 18.3 Contrôle *ex post*

BRUGEL effectue tous les ans un contrôle du calcul *a posteriori* réalisé par le GRD, y compris le contrôle de l'éventuelle présence de subsidiation croisée entre tous les éléments du revenu total. Ce contrôle s'opère après l'évaluation des éléments du revenu total reçus et comptabilisés, l'analyse du respect des règles d'évolution du revenu autorisé ainsi que des règles concernant l'affectation des soldes tarifaires des années précédentes.

Les éléments définis dans la présente méthodologie en tant que coûts non-gérables sont soumis à un contrôle détaillé par BRUGEL et une évaluation de leur caractère raisonnable ; Les éléments définis dans la présente méthodologie en tant que coûts gérables sont soumis à un contrôle général (portant sur les totaux).

Afin que BRUGEL puisse contrôler de manière efficace chacun des éléments constitutifs du revenu du GRD et l'évolution de ceux-ci, l'organisation administrative et comptable du GRD doit, sans préjudice du respect des prescriptions légales et réglementaires, être en concordance avec la fourniture d'informations relative aux éléments constitutifs du revenu et leur évolution.

Le GRD effectue un calcul *a posteriori*, à l'issue de chaque exercice d'exploitation, de tous les éléments du revenu budgété et approuvé pour l'exercice d'exploitation concerné ainsi que de l'évolution réelle de celui-ci en application des règles d'évolution énumérées au point 10 de la présente méthodologie à savoir :

- le mécanisme d'indexation visé au point 10 ci-dessus ;
- les coûts non gérables réels de l'exercice d'exploitation concerné ; les coûts non gérables relatifs aux surcharges diverses (impôts, charge de pension non capitalisée) ;

- la rémunération des capitaux investis devant réellement être accordée, également sur la base de l'évolution réelle de la RAB ;
- L'évolution de la RAB réelle

Le rapport annuel à BRUGEL visé au point 20.2 comporte le calcul a posteriori du revenu réel autorisé de l'exercice d'exploitation précédent.

Sur la base de ce rapport annuel et des pièces justificatives nécessaires, le GRD soumet dans le cadre du contrôle des règles d'évolution du revenu total visées au point 10 de la méthodologie, chaque année à l'approbation de BRUGEL, pour l'exercice d'exploitation précédent, le calcul

- En ce qui concerne les coûts non gérables, par poste de coût détaillé<sup>105</sup>
- En ce qui concerne les coûts gérables, par post de coût général,

de tous les soldes entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé et les coûts rapportés et, d'autre part, le revenu prévisionnel repris dans le budget approuvé et le revenu enregistré.

Le mécanisme de revenue cap étant prévu pour durer plusieurs périodes tarifaires, le GRD est tenu de conserver, pour chaque année de la période régulatoire 2025-2029, un reporting détaillé de tous ses coûts, gérables et non gérables, en vue de l'établissement du prochain RMA.

Ainsi, à l'issue de la période tarifaire, un reporting détaillé, tant sur les coûts gérables que non gérables, sera remis concernant le réalisé de toutes les années de la période régulatoire 2025-2029.

---

<sup>105</sup> Les postes de coûts devront à minima présenter le niveau de détail existant dans les modèles de rapport utilisés pour la période régulatoire 2020-2024. L'ensemble des onglets des modèles de rapport 2020-2024 sera repris.

## **I 9 Procédures relatives à la gestion des rapports *ex post* et aux propositions tarifaires actualisées**

Sauf accord spécifique entre le GRD et BRUGEL, tous les types de rapports visés ci-après sont transmis à BRUGEL par support électronique avec accusé de réception<sup>106</sup> incluant obligatoirement le modèle de rapport visé au point 20, au format Excel, vierge de toute liaison avec d'autres fichiers qui ne seraient pas transmis au régulateur. L'ensemble des formules ou règles de calcul utilisées dans les fichiers Excel est présent ou documenté. Ce document Excel doit pouvoir être retravaillé par BRUGEL.

Sauf accord spécifique entre le GRD et BRUGEL, tout échange lors de la procédure décrite ci-après se fera par courrier électronique avec accusé de réception.

Des réunions spécifiques entre BRUGEL et GRD peuvent être organisées à la demande de l'une ou l'autre partie tout au long de la procédure relative à la gestion des rapport *ex post* ou aux propositions tarifaires actualisées.

La procédure suivante sera suivie pour la gestion des rapports *ex post* et des propositions tarifaires actualisées :

- 1) Dans les 40 jours calendrier (ou tout autre délai convenu avec le GRD) suivants la réception du rapport annuel visé aux points 12.5 et 20.2, soit le 15 mars, BRUGEL informe le GRD de ses questions et des informations complémentaires à fournir par le GRD.
- 2) Dans les 30 jours calendrier (ou tout autre délai convenu avec BRUGEL) suivants la réception des questions et des informations qu'il doit fournir, visées au point a) ci-avant, le GRD transmet à BRUGEL ses réponses et les informations complémentaires concernées.
- 3) Dans les 40 jours calendrier (ou tout autre délai convenu d'un commun accord avec le GRD) suivants la réception des réponses et des informations complémentaires visées au point 2), BRUGEL informe le GRD de sa décision provisoire relative au contrôle du calcul des soldes visés au point 0 et de l'affectation de ceux-ci conformément au point 13 relativement à l'exercice d'exploitation précédent.
- 4) Si BRUGEL refuse le calcul des soldes ou l'affectation proposée, BRUGEL mentionne à quels points son refus se rapporte et ce que le GRD doit adapter afin d'obtenir une décision d'approbation de la part de BRUGEL pour tous les soldes et leur affectation.
- 5) Si BRUGEL refuse le calcul des soldes ou l'affectation proposée, le GRD introduit un rapport annuel adapté dans les 40 jours calendrier ou tout autre délai convenu d'un commun accord. BRUGEL entend le GRD dans ce délai à la demande de celui-ci.
- 6) Dans les 40 jours calendrier suivant la réception d'un rapport annuel adapté, BRUGEL informe le GRD par courrier électronique avec accusé de réception de sa validation provisoire ou définitive d'approbation ou de refus des soldes sur les coûts gérables et non gérables et leur affectation.
- 7) La validation définitive relative au contrôle des soldes de l'exercice d'exploitation précédent ne pourra, en principe, être prise par BRUGEL qu'après réception de l'ensemble des documents requis tels que les rapports des commissaires, le PV du Conseil d'Administration approuvant les comptes annuels et qu'après vérification de la concordance entre, d'une part, le rapport annuel et/ou le rapport annuel adapté et, d'autre part, les comptes annuels approuvés par le Conseil d'administration du GRD. Ces documents seront fournis dans les 15 jours calendrier après leur adoption.

---

<sup>106</sup> Si BRUGEL n'accuse pas bonne réception de ce support électronique dans les 3 jours, SIBELGA transmet les documents en un seul exemplaire par porteur et avec accusé de réception.

- 8) Dès validation des soldes par BRUGEL, BRUGEL invitera SIBELGA à proposer dans les 40 jours calendrier suivant la notification, des tarifs actualisés qui intègrent les soldes validés. Cette notification invitera SIBELGA à introduire une proposition tarifaire adaptée, conformément au point 8.1. Ces révisions ne pourront concerner que le recalcul des tarifs sur base du RMA actualisé.
- 9) BRUGEL validera cette proposition tarifaire actualisée dans les 30 jours calendrier suivant la réception sa proposition. Le cas échéant, des échanges entre BRUGEL et SIBELGA peuvent être organisés pour faciliter son adoption.

La présente procédure devra idéalement aboutir à une décision unique, vraisemblablement le 30 novembre de l'année N validant :

1. les soldes tarifaires de l'année N-1 ;
2. les tarifs de l'année N+1 en ce compris les tarifs OSP et transport.

## 20 Rapports et données

### 20.1 Modèle de rapport

L'introduction par le GRD de la proposition tarifaire accompagnée du budget visé aux points 7 ainsi que du rapport annuel, visé au point 20.2 de la présente méthodologie, se font à l'aide du modèle de rapport approuvé par BRUGEL après concertation avec le GRD. Ces modèles de rapport devront être approuvés pour le 31 décembre 2023 au plus tard sur base d'un calendrier convenu entre BRUGEL et SIBELGA.

Sans préjudice des dispositions particulières indiquées aux points 12, BRUGEL peut fixer les lignes directrices selon lesquelles il faut compléter et interpréter le modèle de rapport et ses annexes.

BRUGEL peut modifier ou compléter, après concertation avec le GRD, chaque modèle de rapport et les lignes directrices selon lesquelles le modèle de rapport et ses annexes doivent être complétés et interprétés chaque fois que l'exécution correcte des ordonnances électricité et gaz ou de la présente méthodologie l'exige.

Les modèles de rapports peuvent évoluer<sup>107</sup> au cours de la période régulatoire en fonction de toute décision ayant un impact tarifaire. Les modèles de rapports devront par ailleurs intégrer toute modification ou amélioration formulée dans toute décision relative au contrôle ex post. Toute modification se fera en concertation entre BRUGEL et SIBELGA.

Les modèles de rapport utilisés pour la proposition tarifaire seront définis en concertation entre BRUGEL et SIBELGA au plus tard pour le 31 décembre 2023. Ils constitueront une évolution des modèles de rapport utilisés pendant la période 2020-2024.

Par souci d'efficacité, les modèles de rapport devraient prévoir un interfaçage entre les modèles de rapport et les systèmes d'information du GRD.

### 20.2 Rapports annuels

Chaque année de la période régulatoire, le GRD transmet un rapport annuel à BRUGEL concernant les résultats relatifs à l'année d'exploitation écoulée.

Chaque rapport annuel comporte :

- 1) le projet de comptes annuels et, le cas échéant, le projet de comptes annuels consolidés de l'exercice écoulé et, pour autant que les comptes annuels consolidés aient été établis

---

<sup>107</sup> Cette première période tarifaire avec un nouveau modèle de régulation impliquera vraisemblablement plus d'adaptation que lors des méthodologies précédentes. Certains éléments à reporter pourraient par ailleurs être voués à disparaître avec l'évolution du cadre régulatoire.

sur la base des normes IFRS, également un bilan et un compte de résultats consolidés sur la base des normes comptables nationales ;

- 2) les rapports et procès-verbaux des conseils d'administration et des commissaires-réviseurs à toutes les assemblées générales de la période concernée ainsi que les comptes rendus desdites assemblées et les rapports et procès-verbaux du comité d'audit ;
- 3) les données requises par le modèle de rapport visé au point 20.1 en ce compris les balances complètes du GRD en début et en fin d'année ;
- 4) les différences entre les coûts/recettes budgétés et réalisés fixées par le GRD pour toutes les activités régulées telles que visées au point 13.1 et ce tant en ce qui concerne le résultat de l'exercice rapporté qu'en ce qui concerne les soldes réglementaires antérieures;
- 5) le rapport visé au point 6.3.2 concernant le coûts des pertes ;
- 6) la rapport visé au point 15 décrivant l'ensemble des mesures mises en œuvre afin d'optimiser les coûts de transports ;
- 7) un rapport de suivi spécifique à chaque projet faisant l'objet d'une demande de coûts additionnels pendant la période réglementaire (7.2.2).
- 8) un rapport de suivi spécifique à chaque projet R&D faisant l'objet d'une demande de coûts additionnels pendant la période réglementaire (7.2.23)
- 9) le rapport annuel relatif à la gestion du risque fournisseur visé au point 6.3.9.
- 10) les calculs a posteriori visés au point 18.3.
- 11) un rapport relatif à la performance non-financière (point 12.5) sur les coûts et sur les objectifs ;
- 12) le cas échéant, le rapport spécifique des commissaires relatif à la comptabilité séparée du GRD pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités ;
- 13) les comptes annuels ainsi que les balances complètes (bilan et compte de résultats) de toutes les entreprises dans lesquelles le GRD détient une participation ;
- 14) le détail des charges et des produits relatifs aux activités connexes faisant l'objet d'une facturation par le GRD. Le GRD devra également démontrer que ces prestations ont été facturées soit au prix coûtant, soit au prix du marché si celui-ci est supérieur ;
- 15) un rapport expliquant les liens entre les données tarifaires et les données issues des plans de développement. Ce rapport mettra l'accent sur une analyse des écarts observés tant au niveau des quantités qu'au niveau des coûts ;
- 16) en concertation avec le GRD, le rapport annuel devrait comporter un fichier reprenant des données brutes essentielles qui permettront à BRUGEL d'importer rapidement certaines informations de natures tarifaires dans sa base de données centrales ;
- 17) un rapport décrivant les activités non régulées décrivant les recettes et les couts en découlant.

Ces documents sont à soumettre annuellement pour le 15 mars au plus tard, sauf accord explicite entre BRUGEL et SIBELGA pour certains rapports.

Pour les rapports spécifiques visés notamment au points 5), 6), 7), 8) ci-dessus, un canevas ainsi que les différents éléments à intégrer seront établis au plus tard pour le 1<sup>er</sup> septembre 2025. Ces différents documents seront établis en concertation entre BRUGEL et SIBELGA. Une proposition de calendrier de travail sera transmise par SIBELGA lors de la remise de la proposition tarifaire initiale ou au plus tard le 30 septembre 2024.

Dans le cadre de l'exécution de la présente méthodologie tarifaire, le GRD doit :

- 1) documenter et expliquer, à la demande de Brugel, les données nécessaires au calcul unitaire des coûts et qui sont obtenues en dehors de la comptabilité. Le GRD démontre la manière dont l'ampleur des données est déterminée, quelles sont les bases d'évaluation et/ou les méthodes de mesure utilisées, ainsi que la méthodologie et les principes mis en œuvre, tels que la nature des générateurs de coûts et les clés de répartition, utilisées pour effectuer des imputations ;
- 2) à la demande de BRUGEL, mettre à sa disposition les données à obtenir auprès de tiers, notamment des rapports spéciaux à fournir par le commissaire-réviseur ;
- 3) fournir à la demande de BRUGEL des explications au sujet de son organisation administrative, de ses processus et de ses procédures notamment en matière de contrôle interne, d'achat et d'informatique.

## 21 Procédure de modification de la méthodologie

L'article 9<sup>quater</sup>, §7 de l'ordonnance électricité ainsi que l'article 10<sup>bis</sup> de l'ordonnance gaz prévoient que :

*« cette méthodologie est stable et reste en vigueur pendant toute la période tarifaire, en ce compris la clôture des soldes relatifs à cette période. Des modifications apportées à la méthodologie tarifaire en cours de période, conformément aux dispositions du § 1<sup>er</sup>, s'appliquent seulement à partir de la période tarifaire suivante.*

*Par exception à la règle de stabilité de la méthodologie tarifaire, BRUGEL peut décider après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau de distribution, que ces modifications seront d'application immédiate. Dans ce cas, BRUGEL motive sa décision au regard des circonstances exceptionnelles qui justifient cette dérogation à la règle de la stabilité tarifaire. »*

Le cas échéant, BRUGEL établira un calendrier de travail reprenant des délais raisonnables pour la révision de la méthodologie en cours de période.

## 22 Principes d'organisation des activités du GRD

En plus des principes relatifs aux rapports repris ci-dessous, le GRD s'engage à organiser ses activités dans une logique de transparence, d'efficacité et d'efficacité tant en interne que vis-à-vis de BRUGEL et des organes de contrôle.

Le GRD s'engage à mettre en œuvre les principes suivant en vue de garantir que son mode de fonctionnement respecte les intérêts et avis de l'ensemble de ses partenaires :

- a. Au niveau de ses relations avec BRUGEL, outre les obligations de reporting prévues dans la méthodologie tarifaire, le GRD s'engage à fournir dans les limites légales toutes les informations qui sont demandée par BRUGEL permettant à celui-ci de remplir son rôle de régulateur ;
- b. Au niveau de ses organes de décision, le GRD s'engage à assurer le fonctionnement optimal et une communication permanente entre ceux-ci ;
- c. Au niveau de ses relations avec les URD, le GRD s'engage à entretenir le mieux possible le dialogue avec ceux-ci, notamment :
  - en répondant de manière rapide et pertinente à leurs demandes et
  - en entretenant un dialogue régulier.

## 23 Transversalité des décisions

### 23.1 Les plans de développement

La méthodologie tarifaire permet le développement équilibré des réseaux de distribution, conformément aux différents plans de développement du gestionnaire du réseau de distribution.

#### 23.1.1 Coûts IT

Les évolutions des plans de développement en ce qui concerne les couts IT<sup>108</sup>, devront notamment s'appuyer sur les reportings existants, spécifiquement la roadmap IT mais devront respecter le canevas développé en concertation avec Sibelga pour les futurs plans de développement.

#### 23.1.2 Spécifiquement pour l'électricité

Les plans de développement déclineront l'exécution de la feuille de route sur le déploiement des compteurs intelligents (visé notamment au point 7.2.2) ainsi que la mise en œuvre des fonctionnalités Smartgrid telles que prévues dans le Règlement technique.

---

<sup>108</sup> Voulues par la dernière révision des ordonnances électricité et gaz



Le GRD doit assurer la cohérence entre les éléments transmis dans le cadre de l'application de cette méthodologie et les éléments repris dans les plans de développement.

### 23.1.3 Spécifiquement pour le gaz

#### 23.1.3.1 Contexte

La position de BRUGEL figée dans le cadre de son étude liée au risque de coûts échoués précisait les principes qui sous-tendent les mesures à introduire dans le cadre de la méthodologie tarifaire applicable pour le gaz.

Les simulations menées dans le cadre de l'étude commanditée par BRUGEL en 2022<sup>109</sup> démontrent que l'ampleur de la problématique liée au risque de coûts échoués reste maîtrisable et acceptable. En effet, l'ampleur du risque semble absorbable à la fois par les utilisateurs du réseau et par le GRD si ceux-ci se partagent le risque. Pour cette raison, BRUGEL ne prévoit ni un report total des coûts<sup>110</sup> potentiellement échoués sur les tarifs de réseau, ni l'utilisation d'une partie majeure des sommes composant le fonds de régulation<sup>111</sup>, ni la mise en place d'une réserve financière dédiée au risque de d'actifs échoués à l'horizon 2050.

Toute solution doit viser à atteindre un partage du risque équilibré entre le GRD et les URD.

Malgré des orientations politiques claires, il y a une imprévisibilité inhérente à la trajectoire de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau de distribution du gaz : rythme de l'électrification, rythme de déploiement du biogaz, plus ou moins d'hydrogène... Afin de tenir compte des incertitudes, toute solution doit être à la fois robuste et dynamique et pouvoir être adaptée en réponse à des phénomènes réellement observés et à l'annonce de feuilles de route politiques concrètes entre 2025 et 2050.

Ces principes permettent de fixer les objectifs suivants qui s'intègre dès 2025 dans le cadre réglementaire et tarifaire :

- Minimiser à la fois les coûts échoués et les impacts tarifaires ;
- Optimiser la gestion des actifs et les investissements réseau par le GRD ;
- Pouvoir adapter le schéma mis en place quand la trajectoire de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau du gaz le justifient.

Il apparaît que l'approche réglementaire de contrôle du risque de stranded assets dépend du cadre en vigueur au moment de l'investissement visé. Dès lors, l'étude montre que cette approche devrait être différente pour les investissements ayant eu lieu avant 2020, entre 2020 et 2024 ou à partir de 2025.

BRUGEL estime que ces mesures sont nécessaires pour s'assurer que le recouvrement des coûts d'investissements par les tarifs ne menace pas l'accessibilité financière pour les consommateurs<sup>112</sup>.

#### 23.1.3.2 Classification des actifs dans la RAB

Afin d'atteindre ces objectifs, il convient d'établir un cadre introduisant des (dés)incitations qui permettent de guider la politique d'investissements du GRD et de limiter le *stranding*.

A partir de la méthodologie 2025-2029, quatre catégories d'actifs s'appliquent aux futurs investissements :

- I. [Catégorie I] : Investissements pouvant être amortis à l'horizon 2050 (aux taux d'amortissement actuels) ;

<sup>109</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/etudes/2023/fr/Etude-44-Haulogy-stranded-assets-gaz.pdf>

<sup>110</sup> Les coûts visés dans la présente étude sont principalement des coûts d'investissement

<sup>111</sup> Composé des soldes tarifaires historiques cumulés

<sup>112</sup> La répercussion des coûts opérationnels sur les tarifs n'étant pas l'objet de l'étude commanditée par BRUGEL.

2. [Catégorie 2] : Investissements stratégiques en lien avec la transition énergétique pouvant éviter qu'un actif non amorti en 2050 n'échoue, par exemple en adaptant l'usage qui en est fait. Cette catégorie inclut également les éventuels démantèlements pour réinvestir ailleurs ;
3. [Catégorie 3] : Investissements qui comportent un risque de *stranding* et qui ne sont pas liés à la transition énergétique mais pour lesquels il est légitime que le GRD récupère les coûts, notamment dans le cas d'investissements nécessaires pour assurer la qualité de l'alimentation et la sécurité des personnes et des biens ou dans le cas d'investissements qui seraient légalement imposés au GRD ;
4. [Catégorie 4] : Investissements qui comportent un risque de *stranding*, qui ne sont pas optimal au regard du contexte politique et de transition énergétique et pour lesquels il n'est pas légitime que le GRD récupère les coûts, par exemple le déploiement de compteurs intelligents passé une certaine date.

Dès 2024, ces critères de classification devront, en concertation entre BRUGEL et SIBELGA, être intégrés dans le plans de développement du GRD.

BRUGEL intégrera les critères de classification précités dans le canevas des plans de développements tel que prévu à l'article 12, §1er de l'ordonnance électricité et son équivalent en gaz.

A l'avenir, il convient également de mettre en place des indicateurs de suivi de la transition énergétique et de ses impacts sur le réseau de distribution du gaz. Ces indicateurs peuvent servir d'outil de *monitoring* de la pertinence de la classification décidée au début d'une période tarifaire donnée, en vue d'une éventuelle reclassification ou d'une recalibration des paramètres des mesures prescrites. Dans la pratique, les critères de classification pourraient également faire office d'indicateurs. Il est à noter que BRUGEL ne prévoit pas d'application rétroactive d'une nouvelle mesure appliquée en cours de période suite à une reclassification.

L'étude menée par BRUGEL propose l'introduction de plusieurs mesures à partir de 2025, sans application rétroactive. Ces différentes mesures ont été intégrées dans la présente méthodologie<sup>13</sup>.

Pour BRUGEL, il doit y avoir un équilibre entre le niveau de risque porté par le GRD et, via les tarifs, par les URD actuels ou futurs. Néanmoins dans le cadre de la phase préparatoire de la concertation avec SIBELGA, BRUGEL a décidé de ne pas mettre en application pour la période 2025-2029 les mesures envisagées pour les investissements réalisés par SIBELGA avant 2025. Cette position pourrait évoluer et être affinée pour la prochaine période régulatoire en fonction (i) de la vision politique qui sera définie par rapport à la sortie du gaz (ii) des éventuelles lignes directrices disponibles (ACER, Directive Européenne, ...).

## 23.2 Obligations de services publics (OSP)

Ces tarifs sont calculés conformément au point 0 de la présente méthodologie.

## 24 Obligations de publication

En vertu de son obligation de transparence, BRUGEL publiera sur son site internet toutes les décisions qu'elle prendra en matière tarifaires :

- a. Les méthodologies tarifaires et les éléments essentiels relatifs à la concertation avec le GRD et la consultation publique ;
- b. Les décisions d'approbation ou de refus de toutes propositions tarifaires qui lui sont soumises ;

- c. Les tarifs approuvés ainsi que les conditions d'application des différents tarifs seront publiés sur le site internet ;
- d. Les décisions d'adaptation annuelles ;
- e. Les décisions relatives au contrôle des soldes régulateurs en ce compris les résultats de l'analyse de la régulation incitative mise en place sur les coûts et sur les objectifs ;
- f. Toutes autres décisions prises par BRUGEL dans l'exécution de la présente méthodologie.

Le GRD communique, dans les plus brefs délais, aux utilisateurs de leurs réseaux, les tarifs dûment approuvés et les mettent à la disposition de toutes les personnes qui en font la demande, notamment par le biais de son site Internet

Le GRD met à disposition, selon les modalités convenues préalablement avec BRUGEL et dans un calendrier raisonnable, un module de calcul précisant l'application pratique des tarifs, en particulier pour les URD disposant de compteurs intelligents.

Les tarifs ainsi que les conditions d'application seront également disponibles, dans les meilleurs délais, sur le site internet du GRD après leurs approbation.

La publicité des actes ou décisions visés ci-avant doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant les gestionnaires de réseau de distribution, des acteurs de marchés ou des utilisateurs de réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu des législations spécifiques. Le cas échéant, il appartient au GRD d'informer BRUGEL du caractère confidentiel de certains éléments transmis. Le caractère confidentiel invoqué par le GRD doit être motivé. La demande du GRD sera traitée conformément à l'article 15 du Règlement d'ordre intérieur de BRUGEL<sup>114</sup>.

## 25 Règles régulateurs

### 25.1 Règles comptables

Sous réserve des dispositions spécifiques prévues dans la présente méthodologie, le GRD détermine son revenu total conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels des sociétés.

Si le revenu total est calculé pour un groupe de sociétés, les états financiers totaux sont établis conformément au référentiel comptable en vigueur applicable en Belgique pour la tenue des comptes annuels consolidés des sociétés.

Le GRD tient sa comptabilité afin d'assurer que les états financiers rapportés pour l'activité régulée donnent une image fidèle de sa situation financière.

Le GRD tient une comptabilité analytique de manière à pouvoir établir un lien direct entre les charges et produits par objet de coût et par groupe de client.

Tout changement des règles d'évaluation comptable et d'activation des coûts d'application pendant la période régulatoire doit être décrit, documenté et transmis à BRUGEL. Ces règles doivent être jointes au plus tard à l'introduction des propositions tarifaires initiales visées au point 17.1 de la présente méthodologie. Dans le cadre du calcul des soldes tarifaires *ex post*, le GRD doit appliquer les mêmes règles d'évaluation et d'activations des coûts que celles appliquées *ex ante* dans les propositions tarifaires, sauf accord de BRUGEL suite à une demande motivée de SIBELGA.

---

<sup>114</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2021/fr/DECISION-160-REGLEMENT-ORDRE-INTERIEUR-BRUGEL.pdf>

## 25.2 Absence de subsidiation croisée

La subsidiation croisée entre les activités régulées et non régulées du GRD est interdite.

Le GRD tient le cas échéant une comptabilité séparée pour ses activités de réseau de distribution et pour ses autres activités, comme si ces activités étaient réalisées par des entreprises juridiquement distinctes. Toute imputation indirecte de frais généraux ou de frais partagés entre plusieurs activités de l'opérateur, le cas échéant moyennant des clés de répartition, est à justifier quant à l'absence de subsidiations croisées. Cette obligation vaut également pour l'imputation indirecte entre les différentes activités du gestionnaire de réseau, en ce compris celles des sociétés liées à celui-ci.

Les coûts liés aux obligations de services publiques ne peuvent être couverts que par les tarifs liés à celles-ci ou par subvention externe spécifique.

## 25.3 Rapport des commissaires

Le cas échéant, BRUGEL peut s'adresser à SIBELGA afin qu'elle formule une demande au Commissaire du gestionnaire de réseau de mener une mission de contrôle, d'une part, sur les investissements et les mises hors services et, d'autre part, sur les clés de répartition appliquées par le gestionnaire de réseau pour la ventilation de ses charges et produits et des postes bilantaires entre les activités régulées et non régulées du gestionnaire de réseau de distribution.

Le cas échéant, en concertation avec le GRD, BRUGEL peut fixer des lignes directrices relatives aux rapports spécifiques requis.

## 26 Appréciation du caractère raisonnable du revenu autorisé

Les éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé budgété ou réel soumis par le gestionnaire de réseau de distribution doivent être raisonnables, quant à leur fondement et à leur montant, par rapport aux activités régulées de distribution d'électricité et de gaz.

À défaut, ces éléments ne peuvent être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre (voir notamment les points 17 et 18) :

- de l'approbation *ex ante* et *ex post* des coûts non gérables ;
- de l'approbation des coûts gérables et non gérables repris dans une demande de révision annuelle ou ponctuelle du revenu autorisé ;
- de l'appréciation du respect des conditions de révision annuelle ou ponctuelle du revenu autorisé ;
- dans le cadre de demande de coûts additionnels (projets spécifiques et R&D) ;
- lors de la fixation de la base de coûts historiques des futures méthodologies tarifaires.

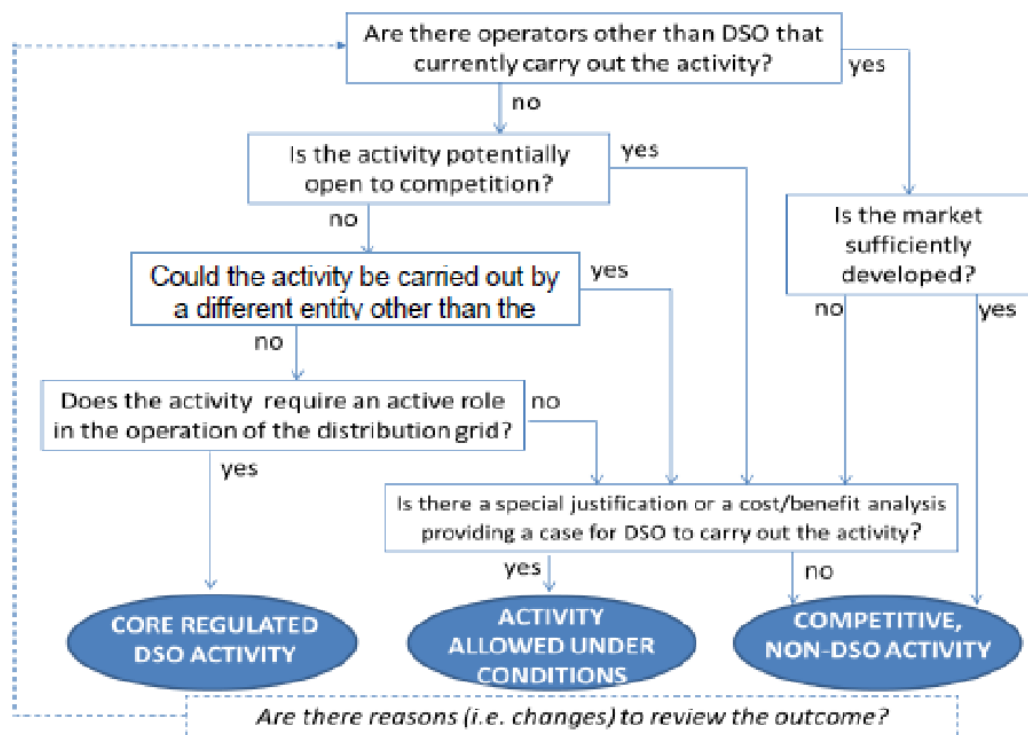
Sont considérés comme raisonnables au regard de la présente méthodologie, les éléments du revenu autorisé répondant, de manière cumulative, aux critères suivants :

- I. Être nécessaires et proportionnés à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Région de Bruxelles-Capitale incombant au gestionnaire de réseau de distribution, ou contribuer à un meilleur taux d'utilisation des installations, à un coût raisonnable

BRUGEL suivra les règles d'interprétation suivantes pour l'application de ce critère :

- a) Les éléments de coûts doivent être rendus nécessaires pour une application correcte par le gestionnaire de réseau des dispositions des lois, des ordonnances, de leurs arrêtés d'exécution et les règlements techniques ou des normes techniques découlant des règles de l'art, de la jurisprudence contraignante et de la réglementation européenne, y compris les codes de réseau contraignants.
- b) Sauf approbation préalable par BRUGEL, les éléments qui résultent d'une volonté d'aller au-delà du respect des obligations de service public imposées par la législation en vigueur sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.

- c) Les éléments visant simplement à anticiper une législation ou une réglementation (en ce compris la méthodologie tarifaire suivante ou le règlement technique suivant) sans justification suffisante sont, en principe, considérés comme déraisonnables, en particulier si c'est au détriment de l'URD.
- a. Les éléments résultant simplement d'accords volontaires conclus par le GRD au sein d'associations soumises ou non à la législation belge et au sujet desquels BRUGEL n'a pas été concertée sont, en principe, considérés comme inutiles pour la sécurité, l'efficacité et la fiabilité du réseau de distribution ou l'activité de gestion des données du GRD.
- d) les coûts de mécénat, s'ils ne sont pas raisonnables et justifiés, ne peuvent être considérés comme des coûts gérables ; Les coûts liés à des activités non régulées ne peuvent être financés par les tarifs. A la demande du régulateur, le GRD devra utiliser la grille d'analyse suivante<sup>115</sup> afin de catégoriser les activités régulées et non régulées, sans préjudice des missions et obligations du GRD imposées par la Région de Bruxelles-Capitale en vertu d'une disposition légale ou de tout autre acte contraignant.



Le cas échéant, il appartiendra au GRD de démontrer que cette grille ne peut être appliquée par rapport à une demande spécifique du régulateur.

Afin d'éviter toute subsidiation croisée entre activités régulées et activités non régulées, les règles suivantes doivent impérativement être appliquées :

- (a) les coûts directs et indirects liés aux membres du personnel travaillant structurellement sur des activités non régulées sont intégralement considérés comme inutiles/déraisonnables pour les activités régulées.

<sup>115</sup> Grille proposée par CEER : The future Role of DSOs (CEER Conclusions Paper – 13 July 2015).

Les coûts indirects sont entre autres les coûts liés à l'infrastructure (bâtiments, matériel informatique, ...), les coûts de bureautique, les coûts de formation du personnel et les coûts liés aux services généraux (ressources humaines ...) nécessaires à l'exécution des prestations évoquées ;

- (b) les prestations ponctuelles effectuées pour des activités non régulées par des membres du personnel sont considérées comme déraisonnables pour les activités régulées et mises à charge des activités non régulées sur la base des coûts directs et indirects occasionnés par ces prestations ;
- (c) les coûts relatifs à un éventuel changement de la structure juridique et/ou organisationnelle du gestionnaire du réseau en vue de permettre le développement d'activités non régulées sont considérés comme déraisonnables pour les activités régulées et mis à charge des activités non régulées.
- (d) Les revenus dégagés exclusivement au moyen de ressources issues de l'activité régulée sont imputés à l'activité régulée. Le cas échéant, si ces revenus sont dégagés en partie au moyen de ressources régulées, ils seront imputés à l'activité régulée à due proportion.
- (e) les règles et les clés d'affectation des coûts indirects aux activités régulées doivent être identiques à celles appliquées pour les activités non régulées, à défaut d'une justification du GRD et d'une approbation préalable de BRUGEL

## 2. Respecter les principes définis par la présente méthodologie :

BRUGEL considérera comme déraisonnable tout élément de coût qui ne serait pas conforme aux règles de la méthodologie tarifaire, interprétées au regard de la pratique de BRUGEL et de la jurisprudence, en particulier de la Cour des marchés et de la Cour de justice de l'Union européenne.

A titre d'exemples et d'une manière non exhaustive, ce critère sera apprécié comme suit :

- a) Les coûts réels devant être couverts par les tarifs doivent *a priori* reposer sur des données comptables. En principe, les derniers chiffres définitivement connus et approuvés par l'autorité compétente doivent être utilisés pour justifier les coûts à la base de la proposition tarifaire (notamment compléter entièrement le modèle de rapport). Le GRD doit fournir une justification chiffrée de la transition entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres tels que proposés dans le budget, les éléments suivants devant être, dans ce cadre, clairement justifiés :
  - comment les événements/éléments exceptionnels de l'année n-x (p.ex. : projets plus importants, ...) ont-ils été traités dans la proposition tarifaire ; Quels sont les événements exceptionnels pour l'année n (= budget) ;
  - pour les postes de coût qui ne dépendent pas de l'indexation (des paramètres d'indexation) : les résultats des procédures d'adjudication menées, offres des fournisseurs, les données de détail/de base de la constitution du budget par le GRD ;
  - la manière selon laquelle il a été tenu compte des divers revenus (p.ex. : revenus liés à des prestations techniques, diverses récupérations des assurances, etc.) déduits des coûts à la base des tarifs, accompagnées du lien avec les chiffres réellement réalisés durant l'année n-x.

Le manque de justification et/ou de distinction entre les coûts additionnels et coûts BAU, subdivision/ventilation suffisante entre les différents coûts, justification des hypothèses utilisées et méthodes d'indexation, entraîneront, en principe, le rejet des coûts.

- b) Tout écart dans le coût résultant de l'application erronée du calcul et de l'évolution de l'actif régulé et du pourcentage de rendement sera, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
- c) Si le GRD n'intègre pas un certain nombre de coûts, diminutions de coûts et revenus dans son revenu total régulé, et si ces activités ne sont possibles que grâce à la présence et à l'utilisation de moyens et de savoir-faire affectés à des activités régulées, BRUGEL considèrera, en principe, ce procédé comme étant déraisonnable.

3. Être justifiés par rapport à l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution ou de l'intérêt général

BRUGEL suivra les règles d'interprétation suivantes :

- a) Les éléments qui sont, certes, propres à la gestion de l'entreprise du gestionnaire du réseau, mais qui, en raison d'un monopole de droit, ne peuvent être considérés de manière convaincante comme étant intégralement nécessaires aux utilisateurs du réseau seront, en principe, intégralement considérés comme étant déraisonnables.
- b) Tout élément lié à des procédures de recours introduites par le gestionnaire du réseau contre la Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL ou toute autre autorité sera, en principe, considéré comme déraisonnable, à moins que le gestionnaire du réseau n'ait obtenu gain de cause.
- c) Tous les éléments pour lesquels BRUGEL peut démontrer de manière suffisante qu'ils visent à augmenter le bénéfice de la société et/ou les dividendes versés aux actionnaires au détriment des utilisateurs du réseau seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- d) Les coûts qui résultent d'une sanction imposée par une autorité compétente seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
- e) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de réaliser une opération, de la manière qui n'est pas la moins onéreuse pour l'URD, peut être considérée comme déraisonnable et la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération réalisée de la manière la moins onéreuse pour les URD sera rejetée comme étant déraisonnable.  
Sont considérées comme alternatives valables, les opérations qui répondent également aux critères de raisonabilité fixés par la présente méthodologie et permettent d'atteindre un résultat équivalent pour la gestion du réseau de distribution.
- f) Le choix par le GRD, entre plusieurs manières valables de comptabiliser des coûts, d'une manière défavorable à l'URD sera, en principe, considéré comme étant déraisonnable et la partie des coûts qui excède le niveau du coût de l'opération réalisée de la manière la moins onéreuse pour les URD sera rejetée.

4. Ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire de réseau

BRUGEL suivra les règles d'interprétation suivantes :

- a) Les coûts qui résultent de la non-application ou de l'application tardive des procédures légales prescrites et disponibles sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.

- b) Les coûts qui résultent d'une intervention tardive du gestionnaire du réseau ou d'un début d'exécution manifestement tardif sont, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
  - c) Les coûts qui résultent de la non-application de procédures d'achat efficaces au niveau des coûts est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
  - d) Les éléments qui sont la conséquence de l'application incorrecte du principe dit « *at arm's length* » [conformité au marché (pour autant qu'il existe un marché concurrentiel) dans le cadre de transactions entre entreprises liées] sont en principe rejetés. De plus, l'écart qui résulte de prestations facturées par une entreprise liée à un coût supérieur à celui qui aurait été supporté par le gestionnaire du réseau si cette prestation avait été réalisée par du personnel propre est, en principe, rejeté comme étant déraisonnable.
  - e) Les coûts qui résultent d'une exécution manifestement fautive, ou qui découlent d'un gaspillage de moyens seront, en principe, rejetés comme étant déraisonnables.
  - f) Les éléments du revenu total qui ont été à l'issue du contrôle des comptes annuels par le commissaire du gestionnaire du réseau seront, en principe, rejetés.
  - g) Sont rejetés, en principe, tous les effets sur les tarifs découlant d'actes manifestement déraisonnables, dans le sens où aucun autre GRD belge agissant en connaissance de cause n'aurait posé le même acte dans les mêmes circonstances.
5. Être en ligne avec le prix du marché et lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts/produits correspondants des entreprises ayant des activités similaires et opérant dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs
6. Ne pas présenter des variations injustifiées par rapport à des coûts/produits historiques du GRD.

BRUGEL appréciera les variations par rapport au coût historique tant au niveau du coût global d'une activité que des coûts unitaires sous-jacents. En tout état de cause, les augmentations de plus de 10 % dans certains postes de coûts qui ne peuvent être suffisamment étayées par, notamment, des offres de fournisseurs, des modifications de volumes, etc., seront en principe, rejetées.

A la demande de BRUGEL, la démonstration du caractère raisonnable des éléments entrant dans le calcul du revenu autorisé soumis par le gestionnaire de réseau, au regard des six critères précités, incombe à ce dernier. A défaut de justification suffisante d'un élément, celui-ci ne peut être pris en compte pour le calcul du revenu autorisé. La motivation du rejet d'un élément du revenu autorisé sera communiquée par BRUGEL au gestionnaire de réseau de distribution.

BRUGEL peut réaliser des contrôles spécifiques auprès du gestionnaire de réseau, notamment dans l'optique du contrôle du caractère raisonnable des éléments visés dans les paragraphes 1<sup>er</sup> et 2 de ce point.

Au cours de la période régulatoire en cours, BRUGEL peut notamment réaliser ou faire réaliser un ou des audits ciblés<sup>116</sup>, en vue de la fixation du niveau initial des coûts contrôlables de la prochaine période régulatoire.

---

<sup>116</sup> Un audit sur les coûts IT des coûts historiques pourraient également être envisagés.



## 27 Définitions

### 27.1 Définitions communes

Les définitions contenues à l'article 2 et de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 3 de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz ainsi que celles inscrites dans les règlements techniques électricité et gaz s'appliquent à la présente méthodologie.

1. « **ACER** » : Agency of the Cooperation of Energy Regulators.
2. « **Actif échoué** » : Un actif qui n'est plus utilisable ou utilisé avant la fin de sa durée de vie comptable, normalement du fait de facteurs imprévus, et dont la valeur résiduelle ne peut être récupérée.
3. « **Activité de mesure et comptage** » : l'enregistrement par un équipement de mesure et par unité de temps de la quantité d'énergie active ou réactive injectée ou prélevée sur le réseau ainsi que le traitement des données de mesure et des comptages, comprenant la gestion des équipements et procédés de mesure et de comptage, l'acquisition, la validation et le traitement des données de mesure et de comptage, ainsi que l'échange des informations de mesure et de comptage et autres informations utiles avec les gestionnaires des réseaux électriques auxquels le réseau de distribution est couplé ou avec les autres acteurs du marché.
4. « **Activités régulées** » : ensemble des missions légales figurant dans la réglementation européenne et dans la réglementation de la Région de Bruxelles-Capitale à charge du gestionnaire de réseau de distribution.
5. « **Année d'exploitation** » : une année calendrier.
6. « **Autorité de régulation** » : toute autorité chargée d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois, décrets ou ordonnances pris en application de la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour un marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.
7. « **Autre manuel informatique** » : tout manuel informatique, autre que le MIG6 décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.
8. « **CEER** » : Conseil des régulateurs européens de l'énergie.
9. « **Clé de répartition** » : toute clé forfaitaire utilisée pour l'attribution des coûts à des prestations dans des proportions fixées conventionnellement lorsqu'un lien causal direct entre les coûts et les prestations n'existe pas ou ne peut pas être mesuré.
10. « **Client** » : tout client final, fournisseur ou producteur ou intermédiaire.
11. « **Coûts gérables** » : les coûts visés au point 6.2 de la présente méthodologie.
12. « **Coûts non gérables** » : les coûts visés au point 6.3 de la présente méthodologie.
13. « **Coûts échoués** » : Les coûts déjà payés qui, en cas d'inaction, ne sont ni remboursables, ni récupérables.
14. « **Distribution** » : activité ayant pour objet la transmission d'électricité ou de gaz naturel (ou synthétique) via les réseaux de distribution en vue d'alimenter les clients finaux.

15. « **GRD** » : gestionnaire du réseau de distribution, personne morale désignée conformément à l'article 6 de l'ordonnance électricité ou conformément à l'article 4 de l'ordonnance gaz.
16. « **Intermédiaire** » : toute personne physique ou morale achetant de l'électricité ou du gaz naturel en vue de le revendre.
17. « **MIG** » : manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.
18. « **Obligations de service public** » : Obligations de service public à charge du gestionnaire du réseau de distribution fixées dans le cadre de l'ordonnance électricité ou de l'ordonnance gaz.
19. « **Période régulatoire** » : une période de plusieurs années consécutives pendant laquelle une même méthodologie tarifaire est appliquée.
20. « **Plan de développement** » : plan de développement du réseau dont le gestionnaire de réseau assume la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau.
21. « **Plus-value iRAB** » : Plus-value de l'actif régulé (RAB) validée par la CREG sur base des articles 4, §1<sup>er</sup> et 3 §1 des Arrêtés Royaux du 2 septembre 2008 relatifs aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel qui précise que l'iRAB se compose de la somme de la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées telles que fixées au 31 décembre 2001.
22. « **Proposition tarifaire** » : la proposition du gestionnaire du réseau contenant l'ensemble des tarifs qu'il doit soumettre avant chaque période régulatoire à l'approbation de BRUGEL en vertu de l'article 9 sexies de l'ordonnance électricité ou en vertu de l'article 10<sup>quater</sup> de l'ordonnance gaz.
23. « **Proposition tarifaire actualisée** » : la proposition tarifaire reprise à l'article 9 sexies §3 de l'ordonnance électricité et l'article 10<sup>quater</sup> de l'ordonnance gaz.
24. « **RAB** » : Regulated Asset Base ou Base d'actifs régulés (BAR).
25. « **Raccordement** » : ensemble des équipements nécessaires pour raccorder au réseau les installations de l'utilisateur du réseau, y compris les équipements de comptage.
26. « **Règlement technique** » : Règlement technique tel que défini à l'article 2,22° de l'ordonnance électricité et l'article 2, 21° de l'ordonnance gaz .
27. « **Régulateurs belges** » : autorités de régulation fédérale (CREG) et régionale (BRUGEL, CWaPE et VREG).
28. « **Service** » : prestation ou tout regroupement de plusieurs prestations réalisées par un gestionnaire de réseau en vue d'appliquer un tarif unique pour l'ensemble de ces prestations
29. « **Utilisateur du Réseau de Distribution (URD)** » un client final et/ou un producteur dont les installations sont raccordées au réseau de distribution, directement ou indirectement via un réseau privé.

## 27.2 Electricité

30. « **Ordonnance électricité** » : ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et ses modifications ultérieures.
31. « **Basse tension** » (en abrégé « BT ») : niveau de tension électrique inférieur ou égal à 1 kilovolt (1 kV).
32. « **Branchement** » : câble installé par un gestionnaire de réseau pour assurer une liaison entre son réseau et un client, y compris l'équipement terminal chez le client.
33. « **Compensation des pertes du réseau** » : le service qui, conformément au règlement technique distribution, compense les pertes actives générées par le transit d'électricité via le réseau de distribution.
34. « **Énergie active brute prélevée** » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution.
35. « **Groupe de clients** » : chaque groupe d'utilisateurs du réseau échangeant (injectant et/ou prélevant) de l'énergie sur une des parties d'infrastructure visées au point 38 des présentes définitions, étant entendu qu'un utilisateur du réseau échangeant de l'énergie sur plus d'une partie d'infrastructure appartient aux différents groupes de clients concernés.
36. « **Haute tension** » (en abrégé « HT ») : niveau de tension électrique supérieur à un kilovolt (1 kV).
37. « **Injection** » : fourniture d'énergie électrique sur le réseau de distribution.
38. « **Partie d'infrastructure** » : la partie de chaque réseau de distribution qui, conformément à la décision des autorités régionales compétentes, correspond à l'un des niveaux de tension suivants :
  - a. Le réseau ayant une tension nominale de 30 à 70 kV inclus, à l'exception des lignes, câbles et raccordements dont le niveau de tension nominal est inférieur ou égal à 70 kV et qui ont une fonction de transport (ne fait pas partie du réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale) ;
  - b. Les transformateurs vers le réseau moyenne tension, dénommés Trans MT ou TMT en abrégé ;
  - c. Le réseau ayant une tension nominale comprise entre 26 et 1 kV, aussi appelé réseau MT ou MT en abrégé ;
  - d. Les transformateurs vers le réseau basse tension, dénommés Trans BT ou TBT en abrégé ;
  - e. Le réseau basse tension (le réseau ayant une tension nominale inférieure à 1 kV, aussi appelé réseau BT ou BT en abrégé).
39. « **Réglage de la tension et de la puissance réactive** » : le service qui consiste, conformément au règlement technique à maintenir la tension aux différents points du réseau dans une marge prédéterminée.
40. « **Réseau de distribution d'électricité** » : partie du réseau électrique, à partir du point d'interconnexion avec le réseau de transport, acheminant l'énergie électrique jusqu'aux clients finals.
41. « **Services auxiliaires** » : l'ensemble des services tels que définis dans le règlement technique distribution électricité composés :
  - a. de la compensation des pertes sur le réseau ;

- b. du réglage de la tension et de la puissance réactive.

## 27.3 Gaz

42. « **Acheminement** » : activité qui consiste à délivrer du gaz naturel à un endroit précis du réseau de distribution de gaz naturel grâce à l'utilisation d'un réseau de canalisations et à la prise en charge d'une quantité de gaz naturel équivalente à un des points d'entrée de ce réseau de canalisations.
43. « **Canalisation à basse pression** » : canalisation dont la pression maximale de service admissible ne dépasse pas 98,07 mbar.
44. « **Canalisation à moyenne pression** » : canalisation dont la pression maximale de service admissible est supérieure à 98,07 mbar et ne dépasse pas 14,71 bars.
45. « **Ordonnance gaz** » : ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale et ses modifications ultérieures.
46. « **Pression** » : la pression effective, c'est à dire la pression comptée au-dessus de la pression atmosphérique, si le terme « pression » n'est pas précisé autrement.
47. « **Pression maximale de service admissible** » : la pression maximale à laquelle une canalisation ou un branchement peut être exploité conformément aux dispositions légales en vigueur.
48. « **Réseau de distribution de gaz naturel** » : partie du réseau de gaz, à partir des stations d'interconnexion avec le réseau de transport, acheminant le gaz naturel jusqu'aux clients finals.

## 28 Entrée en vigueur

La présente décision entre en vigueur le XX 2023.

## 29 Recours

La présente décision peut faire l'objet d'un recours devant la Cour des marchés de Bruxelles conformément à l'article 30<sup>undecies</sup> de l'ordonnance électricité dans les trente jours à partir de la notification de la décision ou, pour les personnes intéressées à qui la décision n'a pas été notifiée, dans un délai de trente jours à partir de la publication de celle-ci.

Elle peut également faire l'objet d'une plainte en réexamen devant BRUGEL, conformément à l'article 30<sup>decies</sup> de l'ordonnance électricité, Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.

## 30 Annexes

Annexe 1 : Motivation du projet de méthodologie (modèle de régulation et rémunération du GRD)

Annexe 2 : modèle de rapport – électricité ex ante – en ce compris les grilles tarifaires (à définir)

Annexe 3 : modèle de rapport – électricité ex post (à définir)

Annexe 4 : modèle de rapport – gaz ex ante en ce compris les grilles tarifaires (à définir)

Annexe 5 : modèle de rapport – gaz ex post (à définir)

Annexe 6 : spécifications relatives aux modèles de rapport ex ante et ex post à utiliser par le GRD.

Annexe 7 : valorisation des paramètres du WACC