

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

PARTIE I

Méthodologie 2020 – 2024

Electricité

Introduction et objectifs

Table des matières

1	Base légale	3
2	Structure du document.....	4
3	Contexte général.....	5
4	Le processus de rédaction et de concertation.....	9
4.1	Travaux préparatoires et ateliers	9
4.2	Concertation officielle du gestionnaire de réseau.....	11
4.3	Consultation publique	12
5	Orientations et choix du mode de régulation.....	13
5.1	Durée de la période régulatoire	13
5.2	Description des principaux modes de régulation	14
5.2.1	Price Cap	14
5.2.2	Revenue Cap.....	15
5.2.3	Cost+ avec régulation incitative.....	19
5.2.4	Approche choisie par BRUGEL pour la période tarifaire 2020-2024.....	20
6	Objectifs.....	23
6.1	Inputs considérés pour la définition d'objectifs.....	23
6.1.1	Plan stratégique et opérationnel de BRUGEL.....	23
6.1.2	Cadre légal et réglementaire européen et bruxellois.....	25
6.1.3	Lignes directrices formulées par le CEER.....	28
6.2	Objectifs définis par BRUGEL pour la nouvelle période régulatoire [2020-2024].....	29
6.3	Comparaison des objectifs choisis par BRUGEL	30
7	Principaux changements.....	33

I Base légale

Dans le cadre de la sixième réforme de l'Etat, la compétence relative au contrôle des tarifs de la distribution de l'électricité et du gaz a été transférée de l'Etat fédéral vers les Régions.

L'Ordonnance du 8 mai 2014¹ a confié à BRUGEL cette compétence à partir du 1^{er} juillet 2014.

Conformément à l'article 9 quater de l'ordonnance électricité, la méthodologie tarifaire fixée par le régulateur permettra au gestionnaire de réseau de distribution d'établir une proposition tarifaire qui sera soumis à l'approbation de BRUGEL.

La méthodologie a été rédigée dans le respect des lignes directrices fixées par l'ordonnance électricité.

Par ailleurs, la procédure d'élaboration de la méthodologie tarifaire a fait l'objet d'un accord explicite, transparent et non discriminatoire avec SIBELGA (le gestionnaire du réseau de distribution).

La concertation officielle avec le GRD a eu lieu en date du 4 décembre 2019

BRUGEL a sollicité le XX janvier 2019 l'avis du Conseil sur la méthodologie tarifaire.

L'ensemble des commentaires et remarques ont été transmis le XX février 2019 à BRUGEL.

¹ L'ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 1^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant 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.

2 Structure du document

La méthodologie tarifaire 2020-2024 est divisée en 5 parties :

Partie 1 : Introduction et objectifs

- L'introduction énonce les objectifs synthétiques poursuivis par la méthodologie tarifaire ainsi que les différentes étapes du processus de rédaction.

Partie 2 : Définitions

- La seconde partie regroupe les définitions utiles à la compréhension et à la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire.

Partie 3 : Motivations

- Le régulateur a fait le choix de maintenir, supprimer ou modifier certains éléments inclus dans la méthodologie tarifaire 2015-2019. Dans cette troisième partie, le régulateur motive ses choix et ce afin de respecter les principes de transparence et de motivation qui s'attachent aux actes administratifs

Partie 4 : Méthodologie tarifaire 2020-2024

- Cette quatrième partie décrit la méthodologie tarifaire. Sa structure générale est similaire à la précédente à l'exception de la section 8 relative à la régulation incitative qui a été remontée dans la section 3 (qui traite du revenu total et de la marge équitable).

Partie 5 : Annexes

Les annexes expliquent et complètent le contenu de la méthodologie tarifaire.

Remarque : la partie 3 et la partie 4 constituent des documents distincts qui doivent être lus en parallèle.

3 Contexte général

Conformément aux articles 9 quater de l'ordonnance électricité et 10 bis de l'ordonnance gaz, les méthodologies tarifaires établies par le régulateur permettent au GRD bruxellois d'établir les propositions tarifaires qui feront l'objet d'approbation par BRUGEL des tarifs en matière d'usage des réseaux de distribution d'électricité et de gaz.

En septembre 2014, BRUGEL a approuvé la méthodologie tarifaire portant sur une période de 5 ans, soit de 2015 à 2019. Cette méthodologie tarifaire s'inspirait du cadre méthodologique existant de l'époque et plus particulièrement de l'arrêté royal du 2 septembre 2008.

BRUGEL motivait sa décision par la volonté de maintenir un cadre régulateur stable et un système de type *Cost+*, qui avait été instauré par l'autorité compétente de l'époque, mais en mettant en place une régulation incitative. Ce système est maintenu pour la période tarifaire 2020-2024 et, en parallèle de la régulation incitative sur les coûts instaurés lors de cette période régulatoire, BRUGEL a inséré des incitants sur des objectifs de performance.

Les principes fondamentaux de transparence et de non-discrimination ont guidé BRUGEL dans l'établissement de l'ensemble des mécanismes présents dans les méthodologies.

Dans ce cadre, BRUGEL s'est engagée à publier dans les meilleurs délais tout document utile afin de faciliter l'accès à l'information aux différents acteurs du marché.

Dans l'intérêt des consommateurs bruxellois et du marché, il est essentiel que de nouveaux tarifs de distribution soient d'application au 1^{er} janvier 2020. Tenant compte des délais convenus entre SIBELGA et BRUGEL² ou qui sont fixés par les ordonnances électricité et gaz, la présente méthodologie tarifaire devrait être finalisée pour fin novembre 2018 au plus tard. En effet, il est indispensable de prévoir un délai raisonnable pour soumettre le projet de méthodologie à la concertation officielle du GRD bruxellois et ensuite, à la consultation publique.

Il est à noter que certaines réflexions n'ont pu aboutir en raison, d'une part, du fait que certains dispositifs légaux n'ont pas encore été intégralement adoptés (exemple : les compteurs

² Accord de BRUGEL et de SIBELGA sur la méthodologie 2020-2024 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2017/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-E&G-2020-2024-FR.pdf>

intelligents), et d'autre part, que la nouvelle plateforme d'échange entre les fournisseurs d'énergie et les GRD n'a pas été créée.

A ce jour, BRUGEL ne dispose que des données des 3 premières années de la période régulatoire 2015-2019. Chaque année, lors des échanges avec le GRD sur le contrôle et l'approbation des soldes de l'année antérieure, de nombreuses questions sont posées par BRUGEL. Cette interaction permet d'une part, d'acquérir une certitude quant aux données rapportées et d'autre part, de réduire progressivement l'asymétrie au niveau de l'information entre le régulateur et le régulé. Force est de constater que malgré la qualité des réponses apportées par le GRD et la volonté d'améliorer le cadre actuel, il est nécessaire d'approfondir chaque année certains thèmes.

Au cours des 3 dernières années et de façon synthétique, les éléments suivants ont été approfondis :

- 1) en 2015, le changement de régime fiscal et la soumission du GRD à l'impôt des sociétés ;
- 2) la diminution de la charge d'emprunt par le GRD moyennant le remboursement anticipé de certains emprunts, cela ayant été rendu possible par l'utilisation des soldes régulatoires passés ;
- 3) la faiblesse du taux OLO constatée au cours de la période régulatoire ;
- 4) les rejets des coûts suivants :
 - coûts liés à NRClick (2013/2014),
 - intérêts de retard,
 - amendes administratives,
 - indemnités de coupure,
 - majoration du poste de la cotisation fédérale dans le cadre de la refacturation des tarifs de transport,
- 5) au niveau de la réconciliation des données avec les plans d'investissements : adaptations continues du modèle de rapport (harmonisation des libellés, investissements dans le cadre de la cogénération...);
- 6) au niveau de la réconciliation des données avec le programme relatif aux obligations de services public (OSP) de SIBELGA (mise en stock de l'éclairage public, rejet de la location des radiateurs...);

7) une attention particulière a été portée sur :

- les charges informatiques et, en particulier, les coûts supplémentaires liés au projet SMARTRIAS. Cette analyse a eu comme conséquence d'avoir une approche plus spécifique pour les années 2018 et 2019, ce qui a permis de limiter l'impact tarifaire pour les consommateurs,
- les coûts de rémunération du GRD,
- les activités connexes ou non régulées liées au GRD bruxellois ;
- les coûts relatifs aux assurances contractées ;
- les provisions financières ;
- la méthodologie de gestion de projets ;

8) Modification en 2016 de la méthodologie sur les points suivants :

- mise en place d'un tunnel de 10% au niveau de l'incentive regulation sur les coûts gérables et analyse sur la totalité de la période et non sur une seule année,
- mise en place de valeurs seuils pour le taux d'intérêt sans risque,
- adaptations annuelles des tarifs OSP et de la surcharge liée à l'impôt des sociétés,
- adaptations mineures permettant de proposer des tarifs (le cas échéant à la baisse) en cours de période régulatoire,
- prise en charge unique des montants des capitaux-pensions permettant une baisse structurelle de ce poste,
- suppression de la tarification progressive.

Ces éléments ont été intégrés dans la méthodologie tarifaire 2020-2024.

Il convient également de tenir compte de la situation particulière bruxelloise. Il existe tant en gaz qu'en électricité un solde régulatoire important permettant de limiter l'impact tarifaire au cours de la prochaine période régulatoire. En vue de maintenir une certaine stabilité tarifaire, BRUGEL ne souhaite pas que les soldes historiques constitués soient affectés intégralement à la période 2020-2024.

L'utilisation sur plusieurs périodes régulatoire des soldes tarifaires pour le lissage des tarifs ou pour le financement de certains projets est préférable à l'utilisation de la totalité des soldes tarifaires pour une diminution des tarifs sur une seule période. Il convient d'éviter un effet de seuil à la hausse des tarifs au début de la prochaine période régulatoire qui n'aurait aucun intérêt d'un point de vue économique et qui donnerait un mauvais signal aux consommateurs.

Par ailleurs, les orientations prises dans le cadre de la présente méthodologie s'appuient notamment sur les articles 36 et 37 de la Directive européenne 2009/72/CE³ pour ce qui concerne l'électricité ainsi que sur les articles 40 et 41 de la directive 2009/73/CE⁴ pour ce qui concerne le gaz.

Il y a lieu de souligner que les propositions législatives actuelles pourraient apporter des modifications majeures aux directives précitées. Les documents appelés « *Clean Energy for all Europeans* » (plus communément appelé « *Winter package* ») reprennent un ensemble de dispositions qui permettent au régulateur de disposer d'éléments permettant de cerner les grandes orientations futures dans le secteur énergétique européen. Ces orientations donnent notamment aux consommateurs un rôle plus actif dans la maîtrise et la gestion de sa consommation en encourageant l'émergence de nouveaux services (marché de flexibilité par exemple) dans un contexte de transition énergétique.

Outre les aspects liés au fonctionnement des marchés énergétiques (électricité et gaz), la politique européenne englobe également des objectifs dans l'efficacité énergétique, le développement et l'innovation au niveau de la production d'énergies propres, ...

BRUGEL est d'avis que le cadre de régulation doit évoluer progressivement et pragmatiquement d'une période régulatoire à une autre. Une méthodologie tarifaire doit évoluer en fonction du degré de maturité tant du régulé que du régulateur mais aussi en fonction de la qualité des informations du GRDet du niveau d'asymétrie de l'information. Le contexte particulier bruxellois (un régulateur pour un régulé) permet à BRUGEL de définir un cadre régulatoire adapté et directement implémentable auprès du GRDbuxellois.

³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=FR>

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=FR>

4 Le processus de rédaction et de concertation

4.1 Travaux préparatoires et ateliers

Afin de mener à bien le processus de rédaction de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a souhaité l'entamer le plus tôt possible.

Les 14 mars 2017 et 18 avril 2017, BRUGEL et SIBELGA ont échangé sur les différentes thématiques à aborder pour la méthodologie 2020-2024⁵. Sur base de ces discussions, un accord a été conclu entre BRUGEL et SIBELGA. Celui-ci repose sur les articles 9 quater de l'ordonnance électricité et 10bis de l'ordonnance gaz qui prévoient notamment que :

« §1... Après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau de distribution. Brugel établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire. [...] »

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

BRUGEL et SIBELGA se sont fixés comme objectif de disposer d'un projet de méthodologie tarifaire de manière à ce qu'il soit soumis à la consultation du GRDaU plus tard le 30 novembre 2018.

En juin 2017, BRUGEL a émis un appel d'offres pour le marché « Support méthodologique 2020 – 2024 »⁶.

⁵ Accord relatif à la procédure concernant la concertation relative aux méthodologies tarifaires électricité et gaz portant sur la période réglementaire 2020-2024
<https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2017/fr/ACCORD-PROCEDURE-CONCERTATION-METHODOLOGIES-TARIFAIRES-E&G-2020-2024-FR.pdf>

⁶Celui-ci a été remporté par l'entreprise de consultance PwC qui à épauler BRUGEL dans le cadre de la rédaction de la présente méthodologie

De novembre 2017 à juin 2018, BRUGEL et SIBELGA ont organisé 5 réunions de travail⁷ ayant pour objet les points suivants⁸ :

- définition des objectifs de la méthodologie tarifaire ;
- analyse des paramètres de la marge équitable ;
- classification des coûts gérables et non-gérables ;
- projets majeurs ;
- introduction d'un facteur d'efficience ;
- tarifs périodiques & non périodiques ;
- introduction d'un tarif capacitaire ;
- ...

Ces réunions de travail poursuivaient plusieurs objectifs. D'une part confronter les orientations de BRUGEL aux attentes du GRDet de confronter certaines propositions aux réalités du terrain. Ce processus itératif permet à BRUGEL de motiver objectivement les choix retenus.

Ces réunions ont le plus souvent été suivies d'un procès-verbal exécutif⁹. Parallèlement à ces réunions, d'autres informations (techniques ou financières) ont été demandées par BRUGEL afin d'objectiver certains points de la présente méthodologie.

En sus des analyses complémentaires réalisées dans le cadre de la rédaction de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a également basé ses choix et son argumentation sur trois études qui ont été menées :

a) Etude¹⁰ sur la mise en en place d'un tarif capacitaire en région bruxelloise

Cette étude avait pour vocation de permettre à BRUGEL de disposer de suffisamment d'éléments afin de motiver et de prendre des dispositions tarifaires nécessaires (en particulier pour les clients basse tension), Cette étude a abouti à des recommandations précises.

⁷ Ces réunions se sont déroulées les 20/11/2017, 12/12/2017, 21/02/2018, 18/04/2018 & 06/06/2018.

⁸ Liste non-exhaustive

⁹ Ces PV font parties du dossier administratif constitué par BRUGEL.

¹⁰ <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2018/fr/PROJET-ETUDE-26-FR-BRUGEL-TAR-CAP.pdf>

b) Incentive Regulation

Dans le cadre de la présente méthodologie, BRUGEL souhaitait disposer d'une batterie d'indicateurs pertinents pour assurer le suivi de la qualité des services offerts par le gestionnaire de réseaux à l'ensemble des consommateurs et aux différents acteurs du marché. Ces indicateurs serviront de base aux négociations avec le GRD sur la mise en place d'incitation et/ou pénalité financières.

c) Par ailleurs, en 2017, BRUGEL a finalisé une étude¹¹ relative au développement d'un réseau d'infrastructure de points de ravitaillement en GNC (gaz naturel comprimé).

4.2 Concertation officielle du gestionnaire de réseau

En date du 26 novembre 2018, le conseil d'administration¹² de BRUGEL a validé le projet de méthodologie.

En date du 29 novembre 2018, BRUGEL a transmis au GRD un projet de la présente méthodologie pour concertation officielle.

L'accord BRUGEL-SIBELGA (voir supra) mentionne explicitement que, pour le mois de décembre 2018 au plus tard, BRUGEL doit transmettre pour concertation à SIBELGA les projets de méthodologie tarifaire pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz de la Région de Bruxelles-Capitale et ce, conformément aux articles 9^{quater} §3 de l'ordonnance électricité et 10^{bis} §3 de l'ordonnance gaz. L'avis formel de SIBELGA sur les projets de méthodologie doit être transmis dans les 30 jours calendriers après leur réception.

L'avis formel de SIBELGA sur le projet de méthodologie a été transmis en date du 3 janvier 2019.

¹¹ https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2017/fr/Etude_initiative_23_FR_CNG.pdf

¹² La méthodologie tarifaire a fait l'objet de plusieurs présentations devant le Conseil d'administration de BRUGEL au cours de la préparation de la méthodologie.

4.3 Consultation publique

Les projets de méthodologies tarifaires, modifiés le cas échéant en fonction des remarques formulées par le gestionnaire de réseau, seront soumis à la consultation du Conseil des usagers et à la consultation publique pour une durée de 30 jours minimum.

En date du 30 janvier 2019, une présentation a été faite par BRUGEL au Conseil des usagers.

Les projets de méthodologies ont été transmis et publiés en date du 15 janvier 2019 pour une période de consultation de 30 jours.

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 XXX la méthodologie 2020-2024 ainsi que le rapport de consultation.

5 Orientations et choix du mode de régulation

Cette section décrit dans un premier temps et de façon succincte les trois grands modes de régulation tarifaire existants (*Price Cap*, *Revenue Cap* et *Cost+*) au regard de leurs principaux avantages et inconvénients. Elle présente, dans un deuxième temps, le mode de régulation choisi par BRUGEL pour la nouvelle période régulatoire 2020-2024.

Le mode de régulation choisi pour la période de régulation 2020-2024 s'inscrit dans la continuité du précédent (*Cost+*) tout en y ajoutant une dimension incitative plus importante que celle prescrite pour la période 2015-2019. Cette dimension incitative s'explique par la volonté de BRUGEL d'évoluer de l'approche *Cost recovery* actuelle vers un modèle de rémunération *Incentive-based*. L'objectif de cette évolution est de permettre une meilleure gestion des coûts ainsi qu'une amélioration de la qualité des services.

L'introduction d'indicateurs de performance basés notamment sur l'analyse, le suivi des plans d'investissement et la qualité des services fournis aux utilisateurs du réseau bruxellois et aux fournisseurs vise à inciter le GRD à optimiser la maîtrise de ses coûts d'exploitation pour un niveau de qualité fixé.

5.1 Durée de la période régulatoire

BRUGEL fixe une période régulatoire de 5 ans. Cette période commence au 1er janvier 2019 jusqu'au 31 décembre 2024

Comme pour la méthodologie précédente, BRUGEL estime qu'une période tarifaire de 5 ans, présentant une certaine flexibilité d'adaptation en cours de période, rencontre le souhait de la majorité des acteurs du secteur. Néanmoins, les effets des méthodologies seront analysés jusqu'au contrôle des soldes tarifaires 2024, soit en 2025.

De manière identique à la méthodologie précédente, BRUGEL est favorable à des tarifs évoluant, pendant la période régulatoire, d'une année à l'autre en fonction notamment des facteurs d'indexation, des investissements prévus et d'autres facteurs d'évolution des coûts et de la rémunération des capitaux investis.

Ce modèle emporte la préférence de BRUGEL par rapport à l'établissement de tarifs uniformes pour la période. En effet, les tarifs évolutifs permettent d'éviter un effet de seuil à la hausse des

tarifs au début de chaque période. Un tel effet de seuil serait préjudiciable à la stabilité générale des prix.

Si au cours de la prochaine législature bruxelloise, de nouvelles lignes de politiques énergétiques devaient être adoptées, BRUGEL évaluerait leur intégration dans la méthodologie au cours de la période régulatoire.

5.2 Description des principaux modes de régulation

Cette section décrit de façon succincte les trois grands modes de régulation tarifaire existants (*Price Cap*, *Revenue Cap* et *Cost+*) au regard de leurs principaux avantages et inconvénients.

La méthodologie actuelle prévoyait déjà que : « Pour la période régulatoire 2015-2019, aucune régulation incitative basée sur des objectifs ne sera effective. Toutefois, BRUGEL définira au cours de cette période et en concertation avec le GRD, les différents éléments qui pourraient permettre de mettre en place une régulation incitative sur base d'objectifs dès 2020. Ces éléments porteront notamment sur les différents indicateurs à suivre, les normes à atteindre et les incitants financiers liés. Certains paramètres qui seraient utilisés dans cette régulation incitative pourraient déjà être mesurés et évalués via les modèles de rapport, les plans d'investissements et les rapports sur la qualité de service de la période 2015-2019. »

Cette approche incitative s'inscrit dans la lignée des tendances européenne et des objectifs fixés par BRUGEL dans le cadre de la présente méthodologie.

5.2.1 Price Cap

Le régulateur approuve (*ex ante*) une recette maximale (via la fixation d'un plafond maximum du prix) autorisée par le GRD pour une période de régulation de plusieurs années (typiquement 4 à 5 ans) sur la base des coûts prévisionnels de l'opérateur, de l'inflation et d'un objectif d'efficience, sur la part des coûts dits « incités » (régulation RPI-X¹³). Les prix effectifs de l'année suivante sont basés sur une prévision des volumes vendus. Au cours de la période de régulation, le revenu de l'année suivante est corrigé par rapport à l'inflation, les effets

¹³ RPI = taux d'inflation (Retail Price Index) ou parfois CPI (Consumer Price index) et X : facteur de productivité fixé *ex ante*.

volumes (différence entre volume réel et prévisionnel) et la différence entre les coûts non incités (*pass through*) prévisionnels et réels.

Si le GRD diminue ses coûts incités sous ses recettes maximales autorisées, il peut conserver tout ou partie du profit. Par contre, si le GRD a des coûts incités supérieurs à ses recettes maximales autorisées, ceux-ci sont totalement ou partiellement à sa charge.

L'avantage est a priori pour le consommateur final et le marché puisque les tarifs bénéficient d'une grande stabilité et d'une grande visibilité, toutes autres choses égales par ailleurs¹⁴. En revanche, le PC peut être fortement pénalisant pour le GRD de distribution. Si les tarifs fixés par le PC sont suffisants, ceux-ci permettent de dégager une rente appréciable (en ce compris la marge équitable). Au contraire, si les tarifs fixés sont insuffisants, le risque financier pour le GRD peut être important. Sa marge sera réduite en conséquence, quitte à devenir négative.

Pour la régulation, l'avantage réside en la simplicité apparente puisque la fixation des tarifs repose sur une décision initiale unique. L'efficacité des GRD est en principe améliorée par rapport à un système *Cost+* pur. Le travail complexe pour le régulateur réside dans l'approbation du cap initial.

L'inconvénient porte sur la difficulté d'intégrer des dépenses d'investissement nouvelles et importantes dans le cycle tarifaire (comme par exemple l'adaptation au *smart metering*).

Le GRD aura dès lors tout intérêt à minimiser ses dépenses avec le risque d'un sous-investissement éventuel ou d'une dégradation de la qualité des services prestés.

Bien que ex post, ce modèle de régulation implique moins de contrôle du régulateur que dans le cadre d'un système *Cost+* dans le cadre duquel la fixation du cap initial implique une grande responsabilité de la part du régulateur. Cet exercice de fixation de la première année implique une très bonne connaissance technique et financière du GRD par le régulateur.

5.2.2 Revenue Cap

Alors que le *Price cap* se concentre sur les tarifs, et non sur les dépenses, le *Revenue cap* se concentre sur les recettes totales et ne devrait, en principe, pas s'intéresser aux tarifs finaux.

¹⁴ Les PC peuvent être aussi favorables au gestionnaire de réseau s'ils sont fort élevés (cf. infra).

La méthode du *Revenue cap* permet de tenir compte de l'évolution des consommations d'énergie, ce qui n'est pas le cas avec le *Price cap*. Cette caractéristique est importante pour les GRD, puisque ceux-ci n'ont pas d'influence sur la quantité d'énergie consommée par les utilisateurs du réseau.

Que ce soit en *Revenue Cap* ou en *Price Cap*, les opérateurs ont cependant un intérêt à minimiser leurs coûts pour maximiser leurs profits.

A l'instar de la méthode *Price cap* définie ci-avant, le régulateur fixe les prix sur la base du revenu maximal qu'un GRD est autorisé à percevoir pendant une certaine période de régulation. Le revenu maximal autorisé est généralement déterminé sur base des coûts prévisionnels du GRD, de l'inflation et d'un objectif d'efficience.

L'avantage pour le GRD est la sécurisation de son revenu. Le GRD se trouve également incité à minimiser ses coûts (au-dessous du seuil des coûts autorisés). Dans le cas où les coûts sont inférieurs aux coûts autorisés, le GRD peut conserver l'intégralité ou une partie du profit en fonction du taux de partage défini ex ante. Dans le cas contraire, le solde devra être intégralement ou partiellement à charge de le GRD. La stabilité n'est toutefois pas acquise pour le consommateur final qui voit les tarifs évoluer de façon opaque et parfois imprévisible, notamment dans le cas de lancement de programmes d'investissement importants à court ou à moyen terme.

Pour la régulation, l'avantage réside encore en la simplicité. Comme dans le cas précédent, le *Revenue Cap* présente aussi une part arbitraire importante (notamment au niveau de la fixation du *revenue cap* initial).

L'inconvénient porte sur la difficulté d'intégrer dans le cycle tarifaire des dépenses d'investissement nouvelles et importantes (comme par exemple l'adaptation au *smart metering*). Le régulateur pourra concentrer ses efforts sur le revenu total à couvrir indépendamment du tarif final tant que les recettes générées ne sont pas supérieures au revenu maximum fixé initialement.

De manière identique au modèle *Price cap* (voir supra), la fixation de la première année est déterminante et implique une très bonne connaissance technique et financière du GRD. Toute révision de *cap* en court de période va à l'encontre de la stabilité tarifaire. Une alternative serait de diminuer la durée de la période tarifaire lors de la mise en place d'un modèle *Revenue cap*, ce qui permettrait de limiter le risque de fixation d'un mauvais *cap* mais avec comme

inconvenient majeur pour le GRD de ne pas avoir le temps de bénéficier des gains d'efficience ou de productivité engendré.

D'autres modèles de régulation incitative existent au niveau international ou dans d'autres secteurs. Les modèles dit d'*Outbased regulation* ou *Yardstick regulation* ou *Menu regulation* sont cités à titre informatif. Ils sont considérés comme des modèles de régulations avancés qui ne répondent pas aux attentes et aux défis actuels. Ces méthodes nécessitent la mise en place d'indicateurs de suivi qui pourraient s'inspirer de l'expérience acquise dans des systèmes de régulation type *Revenue cap* ou *Cost+* incitatif. Par ailleurs les modèles de régulation faisant intervenir des mécanismes de benchmarking sont relativement difficiles à mettre en œuvre en région bruxelloise dans la mesure où d'une part, l'ordonnance limite ce type de *benchmarking* à certains coûts et d'autre part, le benchmarking doit se concentrer sur des GRDs similaires au gestionnaire de réseau bruxellois avec la difficulté supplémentaire d'avoir une seule entreprise régulée sur le territoire régional (disponibilités des données). Toutefois, certains *benchmarks* doivent pouvoir servir de référence indépendamment du contexte (socio-économique, politique, ...) dans lequel ils ont été observés. Par exemple des best practices recommandées par des instances tels que ACER ou CEER ou d'autre étude similaire menée au sein d'autres régulateurs belges ne devraient pouvoir être écartées que sur base d'une motivation objective et explicite du régulé *Cost+*.

Dans le cadre d'un *Cost+*, le régulateur fixe les tarifs du GRD sur base de ses coûts auxquels il ajoute un taux de rendement juste et raisonnable pour les actionnaires. La sélection des postes, ou coûts gérables et non-gérables, qui entrent en considération pour le calcul de l'enveloppe budgétaire, ainsi que leur méthode d'évaluation, sont déterminés par le régulateur. Par ailleurs, le profit raisonnable (marge équitable) est déterminé sur la base de la valeur de l'actif régulé et d'un taux de rémunération du capital.

La mise en place d'un *Cost+* implique un processus itératif, mettant en jeu de nombreuses variables et plusieurs niveaux de choix. Le régulateur a besoin d'un grand nombre d'informations de la part du GRD afin de pouvoir valider cette enveloppe budgétaire. La charge de travail pèse à la fois sur le régulateur et le GRD qui doit se soumettre à un exercice de rapportage important. Toutefois, exercice après exercice, l'asymétrie d'information avec le GRD se réduit progressivement.

Globalement, l'approche *Cost+* présente des avantages au regard des autres modes de régulation tarifaire concernant la réflectivité des coûts et la transparence des tarifs :

- L'approche *Cost+* est la base même de la réflectivité des coûts puisqu'elle se fonde sur l'analyse de ces derniers et leur traduction dans le cadre d'un exercice budgétaire pro-forma dont la portée couvre le prochain cycle tarifaire. Ce n'est toutefois pas le cas dans le cadre d'un système *Price/Revenue cap* où le GRD a tout intérêt à diminuer au maximum ses coûts afin d'augmenter sa marge puisque les prix et les revenus sont fixés à l'avance. En outre, contrairement à un système *Price/Revenue cap*, l'approche *Cost+* permet d'assurer la viabilité et le financement de dépenses d'investissement nouvelles et importantes. Toutefois, le régulateur doit être attentif et contrôler les investissements¹⁵ du GRD afin de limiter le risque de surinvestissement dans un objectif d'augmentation de son rendement.
- L'approche *Cost+* permet d'assurer une certaine transparence des tarifs, en particulier sur base des coûts gérables et non-gérables définis *ex ante* par le régulateur. Ce critère oppose en partie le *Cost+* par rapport au *Revenue Cap* qui peut laisser les tarifs à la dépendance des autres coûts du GRD.
- Au *Cost+* est souvent associé la critique de ne pas exercer une pression suffisante sur la maîtrise des coûts du GRD. L'inconvénient se présente réellement dans le cas où le Régulateur accepte passivement les budgets proposés par le GRD. Cependant, différentes mesures (telles que présentées ci-dessous) permettent de diminuer potentiellement cet impact négatif.
- La distinction entre coûts gérables et non-gérables : un contrôle de cohérence doit être conduit non seulement au niveau de la sélection et du contenu des postes budgétaires pris en considération (incluant les dépenses opérationnelles et les investissements) pour le calcul de la rentabilité cible mais également pour le contenu. Ceci porte à la fois sur les dépenses opérationnelles et sur les investissements.
- La régulation incitative : la combinaison du *Cost+* et de la régulation incitative doit permettre une meilleure gestion des coûts ainsi qu'une amélioration de la qualité des services.

¹⁵ Notons qu'en région bruxelloise, les plans d'investissement sont approuvés par le gouvernement sur base d'un avis du régulateur

- Le droit de rejet des coûts : tous les coûts ne sont pas couverts dans le cadre d'un système *Cost+*. Sur base d'une évaluation objective du caractère raisonnable ou inutile de certains coûts, le régulateur a la possibilité de corriger tant *ex ante* que *ex post* les coûts devant être couverts par les tarifs. Ainsi, par exemple, au niveau des coûts opérationnels gérables, certains coûts peuvent être rejetés parce qu'ils relèvent d'une gestion inefficace ou qu'ils ne sont pas suffisamment justifiés.

5.2.3 Cost+ avec régulation incitative

La mise en place d'une régulation incitative dans le cadre d'un *Cost+* comprend deux volets indépendants mais complémentaires :

- 1°. Le premier volet porte sur la rétribution complémentaire accordée au GRD en cas de **surperformance financière**. Par performance financière, il faut entendre celle qui impacte le résultat comptable positivement. L'origine de cette surperformance peut être financière (amélioration de la politique de financement de l'entreprise), opérationnelle (amélioration de la productivité) ou technique (réduction des pertes¹⁶). Ce volet est le plus objectif car il repose directement sur les états comptables et la gestion du compte de répartition. Les budgets de régulation étant prévisionnels, le budget réalisé est en général différent du budget prévu :
 - La réponse est simple en cas de surcoût pendant la période tarifaire¹⁷. La rentabilité du GRD est réduite en proportion.
 - Dans le cas inverse, la question posée est celle de l'affectation du solde. Le mécanisme incitatif est associé en général à un mécanisme de report qui permet la récupération/compensation au cours des prochains exercices, voire de la prochaine période tarifaire. En cas de surplus important, le régulateur aura évidemment la faculté de réajuster les éléments budgétaires (coûts éligibles) pour la prochaine période tarifaire.

¹⁶ Il y a performance financière dans la mesure où les pertes de réseau sont couvertes par le gestionnaire du réseau de transport/distribution (par des achats en général). Dans l'alternative (dans la négative ?), les indicateurs de performance relèvent du second volet (aspects techniques et service ; cf. infra).

¹⁷ En principe du moins car il faut encore préciser la distinction entre l'impact sur le rendement (les dividendes) et le return (le bénéfice réparti).

2°. Le second volet porte sur les objectifs de performance visant **les aspects techniques et la qualité des services** de façon plus générale. Les critères correspondants ainsi que leur mode de mesure et de calcul sont définis *ex ante* par le régulateur. Ils peuvent toucher, à titre exemplatif, aux éléments suivants : le maintien de la tension en bout de ligne, les temps d'intervention en cas de défaut, le nombre et l'impact des coupures par an, etc.

5.2.4 Approche choisie par BRUGEL pour la période tarifaire 2020-2024

L'asymétrie de l'information, variable en fonction des modèles décrits, influence de manière non négligeable la méthode de régulation tarifaire qui sera choisie par le régulateur.

Plus les besoins en information sont grands, plus les moyens à mettre en œuvre et les coûts engendrés par le régulateur seront importants. Dès lors que les informations communiquées par le GRD à la demande de BRUGEL sont nombreuses, précises et complexes, une mobilisation des ressources au sein du GRDest indispensable.

Dans le cadre du modèle retenu par BRUGEL pour la période 2020-2024, plus le régulateur disposera d'informations sur le GRD, plus le contrôle qu'il exercera sera important et pointu. Le régulateur aura, en principe, un meilleur regard et une influence plus forte sur les orientations majeures du GRD. Dans la mesure où, au cours de la période 2020-2024, de nombreux changements sont attendus sur le marché énergétique (véhicule électrique, stockage, flexibilité, compteurs intelligents, plateforme d'échange de données), il est opportun de maintenir un niveau élevé de contrôle et de reporting laissant au régulateur une vision précise des coûts et des impacts tarifaires de ces changements.

Dans le cadre d'un système *Revenue cap*, tant pour le régulateur que pour le GRD, le mécanisme est moins coûteux en termes de reporting mais est également moins chronophage. Ce modèle est efficace globalement mais laisse un pouvoir arbitraire plus important au GRD, laissant moins de marge au régulateur pour orienter certains choix (notamment par un lien fort entre les tarifs et les plans d'investissements).

Dans le cadre de la période tarifaire 2020-2024, BRUGEL opte pour un système hybride basé sur un *Cost+* avec une régulation incitative. Dans cette optique, BRUGEL tend à maintenir une stabilité par rapport à la période régulatoire précédente tout en y ajoutant une dimension

incitative plus forte visant la maîtrise des coûts et l'efficacité. La solution proposée comporte plusieurs avantages, résumés comme suit :

- 1°. L'approche *Cost+* répond parfaitement aux principes de la réactivité des coûts et de la transparence des tarifs ;
- 2°. La tarification en *Cost+* est compatible avec la tarification incitative. Elle permet de mettre en place :
 - un dispositif de transfert partiel des bonus en cas d'écart budgétaire favorable (report des soldes),
 - un dispositif prévoyant un mécanisme d'incitants/pénalités par rapport à des objectifs de performance définis.
- 3°. L'approche *Cost+* offre enfin une grande souplesse dans le cadre de la répercussion des tarifs sur les plans d'investissement (exemple : implantation de compteurs intelligents, conversion du réseau gaz pauvre, etc.). La condition nécessaire est bien entendu la maîtrise du processus de budgétisation, ainsi que la transparence des coûts.

Pour la période 2025-2029, BRUGEL pourrait envisager de passer vers une approche type *Revenue cap* complet (TOTEX). Au vu des prochains changements et des risques qui seront encourus par le GRD bruxellois au cours de la période 2020-2024, BRUGEL considère prudent de maintenir le système actuel afin de permettre une transition maîtrisée vers un système qui est, à ce stade, inconnu tant du régulateur que du GRD. Dès lors que BRUGEL n'exerce sa compétence tarifaire que depuis trois ans, le passage d'une régulation *Cost+* à une régulation type *Revenue cap* rendrait l'exercice de la fixation du revenu initial trop complexe et le risque de surévaluation des trajectoires trop important. BRUGEL pourrait raisonnablement croire qu'au terme de la période 2020-2024, sa maturité « régulateur » lui permettrait l'objectivation du revenu autorisé initial.

Comme c'était le cas pour la période régulatoire précédente, un système d'*incentive regulation* basé sur un *benchmarking* est fortement limité, voire impossible à mettre en œuvre (article 9 quinquies 14° de l'ordonnance électricité et article 10 ter 14° de l'ordonnance gaz).

Par ailleurs, et indépendamment du modèle de régulation choisi, il est important de mentionner que le mécanisme de la cascade tarifaire, par lequel les tarifs de distribution sont facturés au client final par l'intermédiaire du fournisseur, est un élément constitutif du modèle de marché.

Toute révision de celui-ci doit avoir lieu dans le cadre d'une approche globale des différentes autorités compétentes.

Il ne relève dès lors pas de la compétence de BRUGEL de fixer dans la méthodologie un mécanisme de récupération des charges irrécouvrables en cas de défaut de paiement au profit des fournisseurs auprès du GRD bruxellois.

6 Objectifs

6.1 Inputs considérés pour la définition d'objectifs

Lors de la détermination des objectifs stratégiques de la méthodologie tarifaire 2020-2024, BRUGEL a tenu compte des éléments suivants :

- cadre légal et réglementaire européen¹⁸ et bruxellois¹⁹,
- orientations définies par le CEER²⁰
- plan stratégique et opérationnel de BRUGEL²¹

Chacun des éléments précités a été analysé sur base de la grille de lecture découpée selon les objectifs suivants : objectifs transversaux, investissements, rémunération du capital, gestion des coûts, cadre incitatif, *tarif design*. La volonté de BRUGEL est d'établir une méthodologie qui couvre l'ensemble des critères.

6.1.1 Plan stratégique et opérationnel de BRUGEL

Par le biais de son Plan stratégique et opérationnel 2016-2020, BRUGEL entend « *intégrer les nouvelles évolutions au bénéfice de l'ensemble des consommateurs, garantir l'équilibre des intérêts et l'accès durable à l'énergie dans une perspective de progrès constant* ».

Trois objectifs stratégiques inscrits dans ledit Plan sont à prendre en considération dans la méthodologie tarifaire. Il s'agit essentiellement d'objectifs transversaux. Ces derniers sont repris ci-après :

- Objectif stratégique I : « *Contribuer au développement durable de la Région de Bruxelles Capitale (tarification adaptée aux objectifs durables)* »,

¹⁸ Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, *Clean Energy Package*.

Ordonnance modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité

²⁰ CEER (2017), "*Electricity Distribution Network Tariffs – CEER Guidelines of Good Practice*". Ref : C16-DS-27-03.

²¹ Source : Plan stratégique de BRUGEL - <https://www.BRUGEL.brussels/BRUGEL/vision-strategique-245>

- Objectif stratégique 2 : « Pour un consommateur bien informé et traité équitablement (lisibilité et transparence) »,
- Objectif stratégique 3 : « Ouverture et collaboration (par exemple via les consultations ou atelier qui seront organisés avec les stakeholders) ».

Ces derniers ont été classifiés par thématique : « Objectifs transversaux » ; « Investissements » ; « Rémunération du capital » ; « Gestion des coûts » ; « Cadre incitatif » ; « Tarif design ».

	Plan stratégique et opérationnel de BRUGEL
Objectifs transversaux	BRUGEL, régulateur d'un marché qui intègre les nouvelles évolutions au bénéfice de l'ensemble des consommateurs, garantit l'équilibre des intérêts et l'accès durable à l'énergie dans une perspective de progrès constant. Objectif stratégique 2 : « Pour un consommateur bien informé et traité équitablement (lisibilité et transparence) ». Objectif stratégique 3 : « Ouverture et collaboration (par exemple via les consultations ou atelier qui seront organisés avec les stakeholders) ».
Investissements	Objectif stratégique 1 : « Contribuer au développement durable de la RBC (tarification adaptée aux objectifs durables) ».
Rémunération du capital	-
Gestion des coûts	-
Cadre incitatif	-
Tarif design	La structure des tarifs incite à une consommation adaptée de l'énergie

Bien que les tarifs de distribution n'influent que sur un peu plus de 35 pourcents de la facture finale des consommateurs, BRUGEL entend fixer les tarifs de distribution de manière à garantir un accès durable à l'énergie. Dans la rédaction de la méthodologie, BRUGEL veille notamment à émettre certaines balises au niveau des tarifs non périodiques afin, le cas échéant, de mutualiser une partie des coûts et ainsi de ne pas porter le coût réel de la prestation (par exemple, le tarif d'ouverture ou de fermeture des compteurs) à charge des utilisateurs. Par ailleurs, BRUGEL veillera à donner des balises à la structure tarifaire afin d'adopter des tarifs qui répondront au mieux aux défis liés à la transition énergétique.

L'approche environnementale et sociale sera un pan d'analyse lors du processus de fixation des tarifs.

Dans le cadre du *tarif design*, l'objectif visé par l'adoption d'une tarification adaptée est de réfléchir à une structure tarifaire qui permet d'inciter le déplacement de charge à des moments où le réseau n'est pas saturé ou lorsque le prix de la *commodity* est relativement faible.

6.1.2 Cadre légal et réglementaire européen et bruxellois

Il importe que les objectifs choisis pour la nouvelle période réglementaire tiennent également compte du cadre légal et réglementaire européen et bruxellois en vigueur.

Le tableau ci-dessous reprend l'ensemble des lignes directrices provenant de la Directive 2009/72/EC, du *Clean Energy Package*²² ainsi que des ordonnances électricité et gaz. Globalement, nous observons que les dispositions prévues par les ordonnances précitées couvrent l'ensemble des objectifs défini au sein de la Directive 2009/72/EC et du *Clean Energy Package*.

²² Ce document n'étant pas encore adopté au moment de la rédaction de la présente méthodologie, il a un caractère non contraignant. Seuls les principes inspirants ont été retenus.

	Directive 2009/72/CE	Clean Energy Package	Ordonnance du 8 mai 2014
<i>Objectifs transversaux</i>	Les règles sont objectives, transparentes et non discriminatoires	Le régulateur doit rendre disponible à toutes les parties du marché la méthodologie tarifaire détaillée qui reprend notamment les coûts utilisés pour calculer les tarifs	La méthodologie tarifaire doit être exhaustive et transparente La méthodologie tarifaire fixe le nombre d'années de la période régulatoire
<i>Investissements</i>	-	-	La méthodologie tarifaire permet le développement équilibré des réseaux de distribution
<i>Rémunération du capital</i>	La rémunération du ou des propriétaires du réseau permet de financer de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les nouveaux investissements effectués	-	La rémunération normale des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions
<i>Gestion des coûts</i>	-	Les coûts du réseau doivent être transparents et tenir compte de la sécurité et de la flexibilité du réseau. Ils doivent refléter les coûts réels et correspondre aux coûts qu'un GRD raisonnable et comparable aurait fait. Le GRD a le droit d'être rémunéré pour l'achat des services de flexibilité de manière à couvrir au moins les couts liés à ces services.	La méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires Les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non discriminatoires et transparents

	Directive 2009/72/CE	Clean Energy Package	Ordonnance du 8 mai 2014
<i>Cadre incitatif</i>	Mesures incitatives appropriées	Le régulateur doit donner des incentives au GRD pour acheter des services nécessaires pour la gestion/maintenance de son réseau et pour y intégrer des solutions innovantes.	Les tarifs encouragent le gestionnaire GRD à améliorer les performances et la qualité des services.
<i>Tarif design</i>	<p>Tarifs transparents et non discriminatoires</p> <p>Il est nécessaire d'avoir des formules tarifaires novatrices en vue de promouvoir l'efficacité énergétique</p> <p>Les tarifs incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau</p>	Les tarifs de distribution : il faut une couverture des coûts; les coûts peuvent être différents en fonction du profil de consommation/production de l'utilisateur; mes coûts doivent être définis de manière à ne pas créer d'obstacle à la flexibilité dans le système; les coûts doivent être basés sur le prélèvement du réseau et l'injection. La discrimination est interdite.	<p>Les tarifs sont non discriminatoires et proportionnés. Ils respectent une allocation transparente des coûts</p> <p>La structure des tarifs favorise l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures</p> <p>Les différents tarifs sont uniformes sur le territoire desservi par le GRD</p> <p>Les tarifs permettent GRD, dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché, de recouvrir la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux</p> <p>Les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals.</p>

6.1.3 Lignes directrices formulées par le CEER

Dans sa publication de janvier 2017²³, le CEER définit des lignes directrices stratégiques à suivre dans le cadre du développement d'une méthodologie tarifaire. Il s'agit notamment des éléments suivants :

- *Cost reflectivity* : For efficient use and development of the grid, as far as practicable, tariffs paid by network users should reflect the cost they impose on the system and give appropriate incentives to avoid future costs.
- *Non-distortionary*: Costs should be recovered in ways that avoid distorting decisions around access and use of the network.
- *Cost recovery*: DSOs should be able to recover efficiently incurred costs.
- *Non-discriminatory*: There should be no undue discrimination among network users. The same use of the network should result in the same network tariff under the same circumstances.
- *Transparency*: It is important that network users can effectively estimate the costs of their use of the distribution system, facilitating efficient long-term investment by network users.
- *Simplicity* : As far as possible tariffs should be easy to implement and to understand, particularly at point of use.
- Principalement, le CEER fait référence à des lignes directrices transversales (*transparency, simplicity*) ainsi qu'à des objectifs concernant la gestion des coûts (*cost reflectivity, non-distortionary, cost recovery*) et le tarif design (*non-discriminatory*).

	Publication du CEER (Janvier 2017)
Objectifs transversaux	Transparency ; Simplicity
Investissements	
Rémunération du capital	
Gestion des coûts	Cost Reflectivity ; Non-distortionary ; Cost recovery
Cadre incitatif	
Tarif design	Non-discriminatory ; Cost recovery

²³ CEER (2017)

6.2 Objectifs définis par BRUGEL pour la nouvelle période régulatoire [2020-2024]

Tenant compte tant de la stratégie de BRUGEL, du cadre réglementaire européen et bruxellois ainsi que des lignes directrices publiées par le CEER, les objectifs définis pour la période régulatoire 2020-2024 sont repris ci-après :

<i>1. Objectifs transversaux</i>	
Objectif 1.1 :	Stabilité, transparence et simplicité du cadre méthodologique (système hybride basé sur un Cost+ avec régulation incitative).
Objectif 1.2 :	Permettre un accès durable à l'énergie tout en incitant la promotion d'énergies renouvelables et l'effacement de la demande.
Objectif 1.3 :	Permettre d'assurer la gestion des activités du GRD en toute transparence et de manière efficiente.
<i>2. Investissements & Rémunération du capital</i>	
Objectif 2.1 :	La méthodologie tarifaire assure une rémunération juste des capitaux investis tout en permettant au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions (développement et amélioration de la qualité des réseaux de distribution).
<i>3. Gestion des coûts</i>	
Objectif 3.1 :	La méthodologie tarifaire permet de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires.
Objectif 3.2 :	La méthodologie définit des critères de rejet de certains coûts non discriminatoires et transparents.
<i>4. Cadre incitatif</i>	
Objectif 4.1 :	La méthodologie prévoit un cadre visant à inciter le GRD à améliorer ses performances et la qualité de ses services.
<i>5. Tarif design</i>	
Objectif 5.1 :	La méthodologie assure la définition de tarifs non discriminatoires et proportionnés.
Objectif 5.2 :	Les tarifs permettent au GRD de couvrir ses coûts et une rémunération juste du capital.
Objectif 5.3 :	La structure des tarifs incite à une consommation adaptée de l'énergie.

6.3 Comparaison des objectifs choisis par BRUGEL

Le tableau ci-dessous reprend les objectifs définis et explicités par les deux autres Régions pour les périodes tarifaires suivantes :2019-2023 pour la Région wallonne et 2017-2020 pour la Région flamande. Ces objectifs ont été classés par thématique de façon identique au objectifs bruxellois.

		Objectifs transver- saux	Investisse- ments	Rémunéra- -tion du capital	Gestion des coûts	Cadre incitatif	Tarif design
CWAPE	Maîtrise des coûts pour les utilisateurs du réseau				✓		
	Amélioration de la qualité des réseaux		✓				
	Stimulation de l'innovation						
	Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables		✓				
	Encouragement d'un déploiement optimal du gaz naturel		✓				✓
	Rémunération juste des capitaux investis			✓			
VREG	Stimuler une gestion efficace des affaires				✓		
	Soutenir les investissements		✓				
	Efficacité administrative	✓					
	Eviter les chocs tarifaires	✓					
	Reconnaissance du principe d'asymétrie d'information	✓					
	Cadre réglementaire stable	✓					

Les observations principales sont les suivantes :

- a. Le soutien des investissements apparait comme un objectif commun aux deux autres Régions ;
- b. Pour la Région wallonne : « *Amélioration de la qualité des réseaux* » ; « *Promotion des économies d'énergie et des productions décentralisées renouvelables* » ; « *Encouragement d'un déploiement du gaz naturel* » ;
- c. Pour la Région flamande : « *Soutenir les investissements* » ;
- d. La CWaPE met l'accent sur les options de politique énergétique, tels que le développement du gaz naturel et celui des sources de production renouvelables décentralisées. Elle met aussi en exergue la maîtrise des coûts, l'amélioration des réseaux et la rentabilité des capitaux engagés ;
- e. La VREG met davantage l'accent sur les objectifs transversaux (efficacité administrative, éviter les chocs tarifaires, une reconnaissance du principe d'asymétrie d'information, un cadre réglementaire stable). Elle définit également un objectif visant à « stimuler une gestion efficace des affaires ».

Pour la période régulatoire 2020-2024, BRUGEL définit des objectifs répondant aux différentes thématiques pertinentes dans le cadre de l'élaboration d'une méthodologie tarifaire. Ces derniers sont repris de manière synthétique²⁴ dans le tableau ci-dessous.

²⁴ Il s'agit d'un exercice purement qualitatif ayant pour but d'objectiver les orientations de BRUGEL.

	Objectifs transver- saux	Investisse- ments	Rémuné- ration du capital	Gestion des coûts	Cadre incitatif	Tarif design
Stabilité, transparence et simplicité du cadre méthodologique	✓			✓		
Permettre un accès durable à l'énergie tout en incitant la promotion d'énergies renouvelables et l'effacement de la demande	✓					
Permettre d'assurer la gestion de ses activités en toute transparence et de manière efficiente	✓					
La méthodologie tarifaire assure une rémunération juste des capitaux investis tout en permettant au GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions		✓	✓			
La méthodologie tarifaire permet de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires				✓		
La méthodologie définit des critères de rejet de certains coûts non discriminatoires et transparents.				✓		
La méthodologie prévoit un cadre visant à inciter le GRD à améliorer ses performances et la qualité de ses services					✓	
La méthodologie assure la définition de tarifs non discriminatoires et proportionnés.						✓
Les tarifs permettent au GRD de couvrir ses coûts et une rémunération juste du capital.						✓
La structure des tarifs incite une consommation adaptée de l'énergie.		✓				✓

7 Principaux changements

Ce point synthétise les principaux changements entre la période régulatoire 2015-2019 et 2020-2024.

Projets informatiques

Jusqu'à présent, la majorité des coûts des projets informatiques liés aux marchés de l'énergie étaient considérés comme non gérables. Dès 2020, l'ensemble des charges liées aux projets informatiques seront considérées comme gérables. Ces coûts entrent comme l'ensemble des autres coûts gérables dans le mécanisme de régulation incitative existant. Ce modèle permet une responsabilisation plus importante du GRDet s'inscrit dans la transition vers un modèle de régulation de type *Revenue cap* souhaité pour la période 2025-2029.

Par ailleurs, afin de disposer d'une vue claire sur les projets à caractère informatique du GRD, une feuille de route IT (« *roadmap* ») sera mise en œuvre. Cette roadmap permettra à BRUGEL de disposer d'information tant sur l'avancement de certains projets que sur les budgets y relatifs.

Simplification progressive du tarif design

BRUGEL souhaite qu'au terme des deux prochaines périodes, la structure tarifaire évolue et joue un rôle dans le cadre de la transition énergétique. Dès 2020, certaines modifications seront apportées au niveau de la structure tarifaire. Pour les clients moyenne tension notons notamment la suppression du prix plafond ou la disparition étalée du coefficient de dégressivité. Pour les clients « basses tensions », une facturation basée en partie sur la puissance du raccordement sera instaurée.

Concernant la rationalisation de la structure tarifaire, BRUGEL ambitionne que pour fin 2024, des tarifs identiques entre les différentes catégories TMT/MT et TBT/BT soient pratiqués.

Au niveau des tarifs non périodiques, Les tarifs en cas de consommation hors contrat, de fraude, ou de bris de scellés feront l'objet d'une fiche tarifaire distincte.

Par ailleurs, dans l'intérêt du marché, BRUGEL a souhaité mutualiser en partie les charges liées aux coupures suite à l'arrivée à terme du contrat de fourniture ou à la demande du fournisseur d'énergie.

Incentive Regulation sur les objectifs

En plus d'une régulation incitative sur les coûts gérables, la méthodologie 2020-2024 met en œuvre une régulation incitative sur la performance. Un ensemble d'indicateur ont été définis et construits afin de monitorer et d'inciter financièrement le gestionnaire de réseau à offrir une qualité de meilleure qualité service aux consommateurs bruxellois et aux acteurs du marché.

Soutien aux projets innovants

La méthodologie soutient également l'innovation en permettant au GRD d'utiliser une partie des soldes tarifaires aux développements de projets innovants comme par exemple pour des projets liés à l'autoconsommation collective ou au partage de production.