

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

Etude (BRUGEL-ETUDE 44-20230113)

**relative au risque d'actifs échoués du réseau de distribution
gaz à l'horizon 2050**

Etablie sur base de l'article 10ter, de l'ordonnance « gaz »

**VERSION pour CONSULTATION du 20 janvier 2023 au
20 mars 2023**

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Positionnement de BRUGEL.....	4
2.1	Contexte.....	4
2.2	Contexte réglementaire européen.....	4
2.3	La position de BRUGEL.....	6
2.4	Le cadre général proposé : une classification des actifs dans la RAB.....	7
2.5	Les mesures proposées.....	8
2.6	Le traitement des investissements 2020-2024.....	9
2.7	Le traitement des investissements pré-2020.....	9
2.8	Conclusion.....	12
3	Annexe.....	13

I Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis, §2, ce qui suit :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

...

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz;

... »

Par ailleurs, l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 10bis §2, , que :

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

La présente étude est réalisée dans le cadre des missions tarifaires de BRUGEL.

2 Positionnement de BRUGEL

2.1 Contexte

Les objectifs politiques relatifs au gaz naturel dans le cadre de la transition énergétique laissent apparaître des risques pour les réseaux de gaz. En effet, étant donné les durées d'amortissement longues des actifs, la volonté européenne et bruxelloise de sortir du gaz naturel à l'horizon 2050 présente un risque réel de coûts échoués sur le réseau de distribution de gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale. De manière plus générale, les comportements et consommations des utilisateurs du réseau (URD) sont amenés à évoluer, ce qui créera de nouvelles conditions pour l'exercice de la mission de service public par le gestionnaire du réseau de distribution (Sibelga, GRD).

Le plan et la vision stratégiques de BRUGEL comprennent des axes liés à l'accélération de la transition énergétique et à l'établissement d'une tarification juste de la distribution d'énergie. Ainsi, si BRUGEL souhaite introduire des mesures liées au risque de coûts échoués, celles-ci doivent être conçues de telle sorte à ne pas ralentir le rythme de la transition énergétique et à trouver un équilibre entre le niveau de risque porté par le GRD et, via les tarifs, par les URD actuels et futurs.

2.2 Contexte réglementaire européen

La problématique liée aux *stranded assets* est récente. Le CEER¹ a publié une étude² spécifique sur la thématique en 2020. Il constatait que pour la majorité des régulateurs sondés, les *stranded assets* ne constituent pas un problème à l'heure actuelle et n'ont pas d'expérience avec une telle problématique. Le CEER relève encore que *“there is no clear and uniform regulatory definition for stranded assets. Similarly, no regulatory treatment or measures for those assets have been developed at a European level”*.

Le CEER adopte la définition suivante d'un actif échoué: *“regulated gas or electricity assets can be considered to be stranded when it is expected that regulated companies, as owners of those assets, cannot recover their efficient investment costs under the conditions for allowed revenues given the changes between the current and expected environment”*.

Enfin, le CEER relève l'absence de mécanisme spécifique mentionné par la plupart des régulateurs pour faire face à ce risque, mais pointe toutefois certains mécanismes et approches réglementaires identifiés, de façon non limitative, pour permettre d'appréhender le risque d'actifs échoués. Il s'agit des mécanismes suivants :

- Incentives for efficient investment;
- Development and utilisation of grids, creating alternative uses for assets (e.g. hydrogen and renewable gases);
- Changes in depreciation policies (accelerated depreciation);
- Adjustments to the cost of capital.

Actuellement, il peut être constaté qu'il n'y a pas d'approche *« one fits all »*, chaque régulateur adaptant son cadre réglementaire en fonction de son contexte global.

¹ Conseil des régulateurs européens de l'énergie

² <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbe00257-ab09-c1b2-91bf-b6081032f322>

Le projet de gas Package³ prévoit de limiter le risque de *stranded asset* par le biais de mesures touchant aux plans de développement du réseau.

Ces mesures visent à :

- améliorer l'information et la visibilité sur l'infrastructure existante, permettant de mieux appréhender ce qui devrait être nouvellement construit, désaffecté, ou affecté à un autre usage,
- fournir de l'information sur l'infrastructure qui peut être déclassée au sein du réseau pour permettre d'apprécier si elle sera laissée inutilisée, démantelée, ou réaffectée à d'autres usages,
- et enfin, les informations figurant dans le plan de développement du réseau devraient permettre de prévoir les effets sur les tarifs de la planification et du déclassement de la base d'actifs régulés.

Le gas package prévoit aussi une plus forte coopération entre gestionnaires de réseau de transport (GRT) et GRD, notamment pour augmenter le dialogue autour de l'infrastructure existante et le meilleur potentiel à en tirer.

En effet, l'article 51 du projet de directive gaz⁴ prévoit :

« Tous les deux ans au moins, tous les gestionnaires de réseau de transport soumettent à l'autorité de régulation concernée un plan décennal de développement du réseau fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les prévisions en la matière, après consultation de toutes les parties intéressées.

Chaque État membre dispose d'au moins un plan unique de développement du réseau. Les gestionnaires d'infrastructure, y compris les gestionnaires de terminaux de GNL, les gestionnaires d'installations de stockage, les gestionnaires de réseau de distribution ainsi que les gestionnaires d'infrastructures d'hydrogène, de réseau de chaleur et d'électricité sont tenus de fournir aux gestionnaires de réseaux de transport et d'échanger avec eux toute information pertinente requise pour développer le plan unique. (...)

Ce plan doit notamment :

- o contenir des informations sur les infrastructures qui peuvent ou vont être déclassées;
- o fournir un calendrier pour tous les projets d'investissement et de déclassement; »

Pour les GRT, le gas package va plus loin concernant le risque de *stranded assets*.

³ Le "Gas package", aussi nommé "the [hydrogen and gas markets decarbonisation package](#)" renvoie à une série de propositions législatives initiées par la Commission européenne pour décarboner les marchés du gaz, promouvoir l'hydrogène et réduire les émissions de méthane. Ces propositions réexaminent et révisent la directive gaz 2009/73/EC et le règlement (CE) 715/2009.

⁴ [Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène, COM \(2021\) 803 final, 2021/0425 \(COD\).](#)

Le projet de règlement⁵ prévoit en effet :

« (36) Les dépenses des gestionnaires de réseau de transport sont principalement des coûts fixes. Leur modèle économique et les cadres réglementaires nationaux actuels reposent sur l'hypothèse d'une utilisation à long terme de leurs réseaux impliquant de longues périodes d'amortissement (de 30 à 60 ans). Dans le contexte de la transition énergétique, les autorités de régulation devraient donc être en mesure d'anticiper les diminutions de la demande de gaz afin de modifier les dispositions réglementaires en temps utile et d'éviter que le recouvrement des coûts par les tarifs des gestionnaires de réseau de transport ne menace l'accessibilité financière pour les consommateurs en raison d'un accroissement du ratio des coûts fixes par rapport à la demande de gaz. Le cas échéant, le profil d'amortissement ou la rémunération des actifs de transport pourraient, par exemple, être modifiés . »

Une disposition est également introduite concernant les recettes des gestionnaires de réseau de transport. Elle prévoit notamment que :

« L'autorité de régulation compétente assure la transparence des méthodes, des paramètres et des valeurs utilisés pour déterminer les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport.(...) Les coûts du gestionnaire de réseau de transport font l'objet d'une comparaison quant à leur efficacité entre les gestionnaires de réseau de transport de l'Union (...) Les autorités de régulation compétentes tiennent compte des résultats de cette comparaison, ainsi que des circonstances nationales, lorsqu'elles fixent périodiquement les recettes autorisées ou prévisionnelles des gestionnaires de réseau de transport.(...) » et

« Les autorités de régulation compétentes évaluent l'évolution à long terme des tarifs de transport sur la base des variations attendues de leurs recettes autorisées ou prévisionnelles et de la demande de gaz jusqu'en 2050. Aux fins de cette évaluation, l'autorité de régulation inclut les informations relatives à la stratégie décrite dans les plans nationaux en matière d'énergie et de climat de l'État membre concerné et les scénarios qui sous-tendent le plan de développement du réseau intégré tel qu'il a été élaboré conformément à l'article 51 de la [refonte de la directive sur le gaz telle que proposée dans le document COM (2021) xxx]. »

Ces mesures ne visent que les GRT. Cependant, il peut être noté que la préoccupation est l'accessibilité financière pour les consommateurs. Par ailleurs, aucune mesure spécifique n'est imposée, des voies possibles pour atteindre l'objectif d'accessibilité financière sont mentionnées, sans qu'il soit imposé d'y recourir, ni même de privilégier l'une ou l'autre de ces options. De plus, cette disposition ne détermine rien quant aux moments auxquels les investissements visés doivent avoir été réalisés. Il est imposé au régulateur d'anticiper, et le cas échéant, de prendre des mesures pour veiller à l'accessibilité financière.

2.3 La position de BRUGEL

Les principes suivants sous-tendent la proposition de mesures à introduire dès la méthodologie tarifaire 2025-2029 :

- Des simulations menées par le cabinet Haulogy dans le cadre d'une étude commanditée par BRUGEL en 2022 démontrent que l'ampleur de la problématique reste maîtrisable et acceptable, dans la mesure où 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

⁵[Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène \(refonte\), COM\(2021\) 804 final, 2021/0424\(COD\).](#)

prévoit ni un report total des coûts⁶ potentiellement échoués sur les tarifs de réseau, ni l'utilisation d'une partie majeure des sommes composant le Fonds de régulation⁷, ni la mise en place d'une réserve financière dédiée au risque de stranded assets à l'horizon 2050 ;

- Toute solution doit viser à atteindre un partage du risque équilibré entre le GRD et les URD. D'une part, il n'est pas légitime de reporter sur les URD des coûts qui ne peuvent raisonnablement être supportés et qui sortent du cadre des « coûts GRD normaux ». D'autre part, il convient de contrer le risque de sous-investissement par le GRD et de stimuler les investissements pouvant atténuer le risque de *stranding* (possible notamment en redéployant des actifs pour suivre la transition énergétique) ;
- 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. BRUGEL souhaite :

- 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 régulatoire de contrôle du risque de stranded assets dépend du cadre en vigueur au moment de l'investissement visé. Dès lors, cette approche sera 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 consommateurs⁸.

2.4 Le cadre général proposé : une classification des actifs dans la RAB⁹

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*. BRUGEL est favorable à l'introduction de quatre catégories d'actifs dans la méthodologie tarifaire 2025-2029, qui s'appliqueraient aux futurs investissements :

- I. [Catégorie I] : Investissements pouvant être amortis à l'horizon 2050 (aux taux d'amortissement actuels) ;

⁶ Les coûts visés dans la présente étude sont principalement des coûts d'investissement

⁷ Composé des soldes tarifaires historiques cumulés

⁸ La répercussion des coûts opérationnels sur les tarifs n'étant pas l'objet de la présente étude.

⁹ RAB : Base d'actif régulé (valeur des immobilisations corporelles régulées) servant notamment au calcul de la rémunération du GRD

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 ;

Nous pouvons nous attendre à ce que les plans politiques se concrétisent de plus en plus sur les années à venir, facilitant, au fur et à mesure, la prise de décisions quant aux investissements stratégiques liés à la transition ;

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.

Il est à noter que ce cadre crée un nouveau lien entre les investissements et les tarifs, en attachant des mesures tarifaires spécifiques à des investissements de différentes natures. En effet, le système de classification exige que la même logique soit appliquée aux plans d'investissements, aux classifications des actifs et à la méthodologie tarifaire. BRUGEL souhaite que les approches adoptées à l'établissement et l'évaluation de chacun de ces éléments soient cohérentes et transparentes. Pour cette raison, BRUGEL propose que les acteurs concernés mettent en place des critères de classification. Ceux-ci permettront au GRD d'établir ses plans d'investissement en toute connaissance de l'évaluation qui sera faite à la fois de ces plans d'investissement et des classifications qui en découlent dans le cadre de la mise en œuvre de la méthodologie tarifaire.

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 décrites ci-après. 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.

2.5 Les mesures proposées

BRUGEL propose d'introduire les 5 mesures suivantes à partir de 2025, sans application rétroactive :

1. La non-activation de l'ensemble des surcharges actuellement reportées sur la RAB, afin de :
 - Limiter l'incitation au surinvestissement ;
 - Renforcer la décroissance de la RAB ;
 - Limiter l'impact tarifaire pour les futurs URD.
2. L'application d'une forme spécifique d'amortissement accéléré pour les actifs amortis à 2 ou à 3% et relevant de la catégorie 3 (cf. ci-dessus). Il s'agit plus précisément de (i) l'application d'un taux d'amortissement « normal » à la valeur d'acquisition nette d'un actif (hors interventions des URD) suivi par (ii) l'application annuelle d'un taux d'amortissement « complémentaire » à la valeur comptable de l'actif après amortissement « normal », afin de :

- Permettre au GRD de récupérer ses coûts plus rapidement et de limiter les risques financiers liés au *stranding* à long terme ;
 - Accélérer la décroissance de la RAB ;
 - Minimiser les risques d'augmentation tarifaire importante pour les URD futurs.
3. La non-entrée dans la RAB des actifs relevant de la catégorie 4 (cf. ci-dessus), afin de :
 - Inciter le GRD à réduire au strict minimum les coûts échoués...
 - ...sans augmenter le niveau de risque porté par le GRD.
 4. L'utilisation partielle du Fonds de régulation si et quand cela s'avère pertinent, afin de :
 - Atténuer l'impact tarifaire pour les URD des mesures 1 et 2 ;
 - Rendre aux URD les montants payés et alloués au Fonds.
 5. La non-rémunération des investissements financés via le Fonds de régulation, afin de :
 - Désinciter le recours au Fonds par le GRD.

Prises ensemble, ces mesures permettent alors de :

- Renforcer la décroissance de la RAB à l'horizon 2050, c'est-à-dire poursuivre/accroître la baisse de la RAB en cours depuis 2018 ;
- Rendre au GRD les coûts qu'il est légitime qu'il récupère ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD actuels ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD futurs ;
- Inciter le GRD à optimiser sa stratégie d'investissement.

Il résulte des simulations menées dans le cadre de l'étude précitée que les mesures proposées permettent effectivement de répondre aux objectifs visés, de limiter les impacts pour les parties prenantes et de lisser les impacts sur toute la période 2025-2050.

2.6 Le traitement des investissements 2020-2024

BRUGEL propose d'inscrire dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 la possibilité d'affecter, de manière ad hoc, des sommes issues du Fonds de régulation aux coûts échoués liés aux investissements 2020-2024. Néanmoins, une affectation ne peut être demandée qu'en cas de *stranding* avéré (plutôt qu'anticipé) dont il peut être démontré qu'il est le résultat des impacts de la transition énergétique sur le réseau de distribution du gaz. L'affectation ou non et, le cas échéant, la hauteur de la somme à affecter seront soumis à approbation de BRUGEL.

2.7 Le traitement des investissements pré-2020

Aucun dispositif ne sera prévu pour les investissements pré-2020. En effet, selon le régulateur, l'absence de dispositif spécifique pour les investissements historiques ne pourrait empiéter sur le principe de recouvrement des coûts par le GRD et au principe de prévisibilité.

S'agissant des investissements historiques, au moment où ils ont été réalisés, le risque n'était pas connu. Et à ce titre, ces investissements ont fait l'objet d'une rémunération pour le risque qu'ils présentaient et ce, dès le moment où ils ont été engagés. On peut donc considérer qu'avant 2020, ce qui existait était un risque, qui était rémunéré par le biais de la prime de risque prévue dans la méthodologie tarifaire sur l'ensemble de la RAB.

Depuis 2020, l'évaluation du risque a évolué pour devenir moins incertain, et cela justifie que pour les investissements futurs, le régulateur prenne toutes les mesures pour le mitiger, indépendamment de la prime de risque qui continue de bénéficier au GRD, tant pour les investissements passés que futurs.

Une telle approche est conforme au principe du recouvrement des coûts par le GRD.

En effet ce recouvrement des coûts n'est pas un principe absolu : il s'effectue sous réserve du contrôle de conformité de BRUGEL. Tout coût engagé n'est dès lors pas couvert de façon automatique.

L'ordonnance gaz¹⁰ prévoit en effet :

Article 10ter

(...)

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

(...)

14° sous réserve du contrôle de conformité de Brugel, **les tarifs permettent au gestionnaire du réseau de distribution dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrir la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux**. Le contrôle de ces coûts repose sur des critères considérés comme pertinents par Brugel(...)

Or BRUGEL est également responsable de veiller à la protection des consommateurs, et d'éviter un double financement.

A cet égard, BRUGEL doit tenir compte du fait que la **méthodologie tarifaire 2020-2024** prévoit un pourcentage de rendement à appliquer à l'actif régulé. La formule applicable pour le calcul du pourcentage de rendement comprend, entre autres paramètres, une prime de risque :

« La prime de risque de marché est le facteur qui reflète le supplément de rendement attendu par les investisseurs dans d'autres entreprises sur le marché par rapport au taux d'intérêt sans risque. Sans préjudice de ce qui est dit au point 1.2.5, la prime de risque est fixée à 4,50 % »¹¹

BRUGEL est d'avis que prévoir une rémunération de l'investissement par le biais d'une prime de risque et en même temps assurer anticipativement la couverture du risque de stranding de l'investissement quand le risque évolue revient à consentir un double financement.

BRUGEL souligne également que SIBELGA avait connaissance du risque lié aux stranded assets déjà en 2019. Cette année-là, le GRD proposait en effet la constitution d'une réserve de fonds régulateur « *stranded assets, destinée à couvrir la valeur résiduelle des réseaux dans l'optique de décarbonisation de la Région bruxelloise en 2050 ; à concurrence de 70 MEUR.* ». A l'époque, BRUGEL informait SIBELGA que « *cette question est à ce jour prématurée vue l'usage possible du réseau gaz et qu'il n'incombe pas forcément aux consommateurs bruxellois de couvrir les coûts générés par des éventuels « stranded assets »*¹². C'est donc

¹⁰ [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.](#)

¹¹ [Méthodo tarifaire gaz 2020-2024](#), p. 18/63, prime de risque actuelle, qui pourrait évoluer.

¹² [Décision 123bis, approbation nouveaux tarifs gaz](#), p. 29

dans un contexte où ce risque était connu que SIBELGA a sollicité la certification GRD pour la période 2021-2041¹³.

BRUGEL est d'avis qu'un GRD normalement prudent et diligent aurait pu utiliser la prime de risque (et/ou tout autre élément participant au résultat du GRD) afin de constituer une réserve pour le risque de *stranded assets*. Il faut d'ailleurs souligner à cet égard que le comportement de SIBELGA par rapport à la constitution de réserves diffère du comportement des autres GRD : SIBELGA a pour pratique de redistribuer l'ensemble de la rémunération perçue, également au titre de prime de risque, sans prévoir de constitution de réserve¹⁴.

Au vu de ces éléments, l'utilisation du principe de couverture des coûts du GRD pour couvrir des coûts nouveaux apparus en raison de la matérialisation plus probable d'un risque, reviendrait à dénaturer ce principe et à l'utiliser comme une assurance obtenue gratuitement au détriment des URDs, ce qui ne semble pas acceptable pour le régulateur. Permettre une telle approche pour le risque de *stranded assets* créerait également un précédent si un risque futur, inconnu à ce jour, devait se manifester dans le futur : le GRD pourrait à nouveau invoquer qu'il s'agit d'un coût nouveau, là où en réalité il ne s'agirait que de la matérialisation d'un coût lié à la réalisation d'un risque.

Pour ce qui concerne l'affectation des soldes réglementaires, BRUGEL fait application du raisonnement développé ci-dessus, à savoir que le principe de couverture des coûts du GRD ne peut couvrir des possibles coûts nouveaux risquant d'apparaître en raison de la matérialisation d'un risque, au risque de consentir à un double financement. Cependant BRUGEL ajoute que quand bien même le principe de couverture des coûts devait s'appliquer, l'affectation ou non des fonds de régulation pour les couvrir relèverait de sa propre discrétion. En effet, d'une part, l'affectation de ces fonds constitue un élément sur lequel BRUGEL dispose d'une indépendance totale¹⁵, et d'autre part, au vu de la multiplicité des approches réglementaires possibles pour appréhender le risque de coûts échoués, BRUGEL se doit d'apprécier la méthode réglementaire qui conviendrait le mieux à son marché, et n'est dès lors pas tenue de choisir de procéder par une affectation de soldes.

Enfin, BRUGEL relève que le régime souhaité n'empêche pas la couverture des éventuels *stranded costs* par le GRD.

¹³ Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale désignant la SCRL Sibelga comme gestionnaire du réseau de distribution de gaz en Région de Bruxelles-Capitale pour une durée de vingt ans., le terme prend cours le 27 novembre 2021 et prend fin le 26 novembre 2041.

¹⁴ https://2020.sibelga.be/wp-content/uploads/2021/05/SIBELGA_FR_2020_COMPTE_v6.pdf , p.18, point sur les réserves disponibles et dans la presse pour ce qui concerne les autres GRD.

¹⁵ A cet égard, la Cour d'appel de Bruxelles, dans un arrêt du 27 février 2019 (2018/AR/1676), a notamment rappelé que les autorités de régulation devaient pouvoir déterminer de manière autonome l'affectation des soldes relatifs aux tarifs de distribution :

« Sinds de inwerkingtreding van de Derde Elektriciteits- en Gasrichtlijnen op 3 maart 2011, is de tarifaire controle een exclusieve en discretionaire bevoegdheid van de regulator, die autonoom van de politieke overheden moet handelen. Er bestaan dus geen regels over de bestemming van de saldi, en er mogen er ook geen bestaan. Het hof stelt vast dat de wetgever geen model voor de bestemming van de saldi heeft opgelegd en dat de VREG als opdracht heeft om soeverein te oordelen over de bestemming van de saldi »¹⁵

2.8 Conclusion

BRUGEL constate l'absence d'uniformité des pratiques au niveau européen et la multiplicité des approches réglementaires possibles pour appréhender le risque de coûts échoués.

Au vu du risque réel de coûts échoués sur le réseau de distribution de gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL souhaite anticiper et inscrire dans la future méthodologie tarifaire des mesures pour tenir compte de ce risque, à présent connu.

Sur la base de l'étude réalisée par le cabinet Haulogy, BRUGEL souhaite adopter la position détaillée dans la présente note et consistant à proposer une approche différenciée selon le moment auquel les investissements ont été réalisés : investissements réalisés à partir de 2025, investissements réalisés entre 2020 et 2024, et les investissements pré-2020.

BRUGEL veut veiller à la soutenabilité juridique de sa position, avec une attention particulière pour les investissements pré-2020, pour lesquels le choix a été posé de ne prévoir aucun dispositif spécifique. Après analyse, la position adoptée nous semble cohérente au regard du principe de couverture des coûts en combinaison avec l'interdiction de double financement pour un même actif.

La position tenue par BRUGEL se veut cependant flexible et adaptative, pour pouvoir s'adapter à des phénomènes réellement observés et à l'annonce de feuilles de route politiques concrètes entre 2025 et 2050.

Aussi, si BRUGEL devait constater l'émergence d'une ligne de conduite au niveau des autres régulateurs par rapport à la problématique des stranded assets historiques (pré-2020), sa position pourrait évoluer lors d'une prochaine méthode tarifaire. De plus, l'entrée en vigueur du gas package amènera plus de clarté sur les possibilités de revalorisation du réseau de distribution de gaz pour d'autres usages, mitigeant peut-être par là-même le risque de stranded assets.

3 Annexe

Le rapport complet réalisé par Haulogy est annexé à la présente note du positionnement actuel de BRUGEL.

BRUGEL

Missions de consultance portant principalement sur la mise en place de nouvelles méthodologies tarifaires applicables au gestionnaire du réseau de distribution bruxellois d'électricité et de gaz pour la période 2025-2029



Lot 2 : Financement et rémunération du gestionnaire de réseaux et « stranded assets » (coûts échoués)

RAPPORT FINAL v1.0

29/11/2022

Table des matières

Synthèse	5
Objectifs.....	5
Recommandations	5
Principaux impacts	7
<hr/>	
Terminologie utile	8
Liste des figures	11
Contexte	13
Evolution du modèle de régulation.....	13
Evolution de l'activité de distribution du gaz naturel à l'horizon 2050	13
Question des « stranded assets »	14
<hr/>	
Approche méthodologique	16
Développement de la proposition	16
Prise en compte de la documentation existante	16
Entretiens avec les régulateurs belges.....	17
Itérations avec les parties prenantes	18
Simulations	18
Méthode stochastique de Monte-Carlo	19
Simulations, modèles et scénarii développés	20
Les 2 simulations	21
Les 4 modèles	21
Les 6 scénarii.....	22
Hypothèses clés	23
Règles fixées.....	25
« <i>Stranding rule</i> » et le principe de « <i>payabilité</i> »	25
« <i>Investment rule</i> ».....	26
Fonds de régulation tarifaire	27

Recommandations et motivations	29
Principes directeurs	29
Contexte d'incertitude.....	29
Partage équilibré du risque entre le GRD et les URD	30
Définition de la cible	32
Cadre général : la classification des actifs	32
Point relatif à la création d'un lien entre tarifs et investissements	35
Synthèse du schéma d'optimisation dynamique	37
Recommandations de mesures à appliquer aux différentes catégories d'actifs dès 2025	37
1. Non-activation des surcharges	38
2. Amortissement accéléré pour les actifs de la catégorie 3	39
3. Non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4.....	42
4. Utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire	42
5. Non-rémunération des investissements financés via le Fonds de régulation tarifaire	44
6. Suppression complète du tarif préférentiel pour le raccordement de petites installations	44
Synthèse des recommandations	46
Point relatif au risque de stranding des investissements 2020-2024	46
Investissements pré-2020	48
Point relatif à l'adaptation de la prime de risque	49
Mise en œuvre	50
Monitoring et adaptations futures	51
Simulations d'impact	53
Mesures simulées.....	53
Objectifs.....	53
Rappel des simulations, modèles et scénarii.....	54
Choix méthodologiques	56
Clé de lecture des résultats.....	56

Présentation de résultats clés.....	58
Modèle 2 : trajectoires d'évolution du nombre de clients	59
Scénarii 1, 4 et 6 : analyse comparative.....	59
Résultats disponibles en annexes	61
.....	
Conclusions de l'analyse comparative	61
Implications pour le Fonds de régulation tarifaire	62
<hr/>	
Annexe 1 : Projets de textes à intégrer dans la méthodologie tarifaire	67
Annexe 2 : Simulations – résultats intégraux	72
.....	
Modèles d'évolution du nombre de clients.....	72
Simulation 1 : Investissements endogènes	74
Simulation 2 : Investissements Sibelga	76
<hr/>	
Annexe 3 : Simulations – note méthodologique (anglais).....	78

Synthèse

Objectifs

Les déclarations politiques bruxelloises¹ et européennes relatives à la sortie progressive du gaz naturel à l'horizon 2050 présentent un risque de coûts échoués pour le gestionnaire du réseau de distribution du gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale (Sibelga), dû notamment aux durées d'amortissement longues des actifs du réseau. A titre d'indication de l'ampleur des enjeux potentiels, il s'agit d'un réseau de gaz naturel consistant en presque 3 000 km de réseaux (moyenne et basse pression) répartis sur 19 communes, pour un volume de 10 TWh d'énergie distribuée. Plus de 400 000 clients sont desservis par le réseau de gaz de Sibelga. Sur les actifs qui composent le réseau, 96% est amorti sur une période d'au moins 30 ans.

La présente étude, menée par haulogy pour le compte de BRUGEL, concerne le financement et la rémunération des coûts (potentiellement) échoués pour le GRD en raison du remplacement progressif du gaz naturel lié à la transition énergétique et de la diminution de la consommation du gaz qui en résulte. Il existe, par extension et en cas de report de la totalité des coûts associés au *stranding* d'actifs sur les factures, un risque d'augmentation tarifaire pour les utilisateurs du réseau de distribution.

Ce rapport présente les mesures proposées pour faire face aux risques évoqués ci-avant. Elles ont vocation à être intégrées à la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Recommandations

La proposition retenue consiste à mettre en place un système de classification de la base d'actifs régulés (RAB pour *Regulated Asset Base*) en ce qui concerne les investissements à partir de 2025.

Le système préconisé (*i*) incite les investissements qui permettent de réduire le risque de coûts échoués : les investissements pouvant être amortis avant 2050 et les investissements stratégiques consistant notamment à déployer un

¹ Il est à noter que le Plan Energie Climat (PNEC) de la Région de Bruxelles-Capitale prévoit des études et a établi des *Task Force*, notamment par rapport à la feuille de route pour l'atteinte des objectifs climatiques fixés, par rapport aux impacts socio-économiques et par rapport à la décarbonation de la chaleur et du froid, qui peuvent impacter les analyses de cette étude.

actif pour un nouvel usage qui est cohérent avec les objectifs de la transition énergétique.

Il permet simultanément (ii) de désinciter les investissements sous-optimaux, dispensables et inutiles dans un contexte de transition énergétique.

De plus, le système proposé tient compte (iii) du fait que certains investissements soient indispensables et utiles, notamment pour des raisons de sécurité et de qualité de l'alimentation, même s'ils ne sont pas alignés avec les objectifs de la transition énergétique. Dans le système de classification, les coûts liés à ces investissements peuvent être récupérés par le GRD, via les tarifs, car il semble légitime de les couvrir.

Enfin, la classification préconisée permet (iv) de limiter l'impact tarifaire et de lisser toute hausse des tarifs sur l'intégralité de la période 2025-2050 pour assurer une équité intergénérationnelle.

Selon ce système, chaque actif associé aux investissements à partir de 2025 serait classé dans l'une des quatre catégories suivantes :

1. Actifs amortis avant 2050 ;
2. Investissements stratégiques ;
3. Coûts échoués récupérés par le GRD ;
4. Coûts échoués non récupérés par le GRD.

Des mesures spécifiques sont associées à chaque catégorie afin d'envoyer les bons signaux (dés)incitatifs et d'atteindre les objectifs énoncés ci-dessus. Des mesures globales sont également incluses, notamment par rapport à l'utilisation du Fonds de régulation tarifaire, ce qui permettra de mieux répartir l'impact tarifaire sur la période 2025-2050 et de limiter l'ampleur de la hausse à court et à long terme.

Les 6 mesures préconisées sont les suivantes² :

- Non-activation des surcharges (OPEX) ;
- Amortissement accéléré pour les actifs de la catégorie 3 ;
- Non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4 ;
- Utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire ;
- Non-rémunération des investissements financés par le Fonds de régulation tarifaire ;

² Nous invitons le lecteur à consulter « Terminologie utile » à partir de la page 8 pour des précisions sur les termes utilisés (notamment l'amortissement accéléré et les surcharges).

-
- Suppression complète du tarif préférentiel pour le raccordement de petites installations.

La classification a en outre vocation à être intégrée aux plans d'investissement de Sibelga, pour cohérence entre ces plans – désormais instruits par les mesures appliquées à des investissements catégorisés différemment – et le cadre utilisé pour déterminer les tarifs.

Principaux impacts

Il est démontré, sur base de simulations d'impact stochastiques, que les mesures proposées permettent de :

- Renforcer la décroissance de la RAB entre 2025 et 2050 ;
- Recouvrir les coûts qu'il est légitime que le GRD récupère ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD actuels ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD futurs ;
- Inciter le GRD à optimiser sa stratégie d'investissement.

En réorientant les investissements du GRD, minimisant le risque de coûts échoués et limitant l'augmentation tarifaire, les recommandations permettent d'assurer un partage du risque équitable entre le GRD et les URD, entre différents segments d'URD et entre les URD actuels et futurs.

Terminologie utile

Il convient de noter que la liste de termes ci-dessous représente les définitions telles qu'utilisées par le consultant dans le présent rapport. Ainsi, les usages de ces termes peuvent diverger d'usages que l'on peut trouver ailleurs, y compris dans des textes de BRUGEL ou du gouvernement régional ou fédéral.

- **Actif amorti**

Un actif étant arrivé à terme de sa durée de vie comptable et dont la valeur nette comptable est nulle.

- **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 (cf. également « Coûts échoués » ci-dessous).

- **Amortissement / Amortissement classique à un taux plus élevé / Amortissement accéléré**

Utilisation de ces termes dans le présent rapport :

Le terme « **amortissement** » réfère à la méthode d'amortissement appliquée aujourd'hui, soit sur base de la valeur initiale d'un actif sans prise en compte de quelque valeur résiduelle. Ce rapport ne traite que des actifs amortis à 2 ou 3%.

Le terme « **amortissement classique à un taux plus élevé** » réfère également à un taux d'amortissement appliqué à la valeur initiale d'un actif sans prise en compte d'une valeur résiduelle, mais à des taux plus élevés : 3 et 4%.

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.

- **Business-as-usual**

Ici, *business-as-usual* réfère au scénario représentant les mesures pertinentes à cette étude qui sont inscrites dans la méthodologie tarifaire 2020-2024 et appliquées dans la période tarifaire en cours.

- **CAPEX**

Capital expenditure pour les dépenses d'investissement.

- **Coûts échoués**

Les coûts déjà payés qui, en cas d'inaction, ne sont ni remboursables, ni récupérables (cf. également « Coûts récupérés par le GRD » ci-dessous). Dans le présent rapport, il s'agit de coûts échoués suite au *stranding* d'un actif qui n'est plus utilisable ou utilisé en raison de la sortie progressive du gaz naturel ou dont les coûts ne peuvent pas être récupérés faute de clients ou parce que les clients restants ne peuvent pas raisonnablement supporter les coûts en cas de report sur les factures.

- **Coûts récupérés (par le GRD)**

Le terme « coûts récupérés » indique que les coûts en question seraient récupérés via les tarifs.

- **Fonds de régulation (tarifaire)**

La somme des soldes réglementaires (cf. ci-dessous).

- **GRD**

Dans le présent rapport, « le GRD » réfère à Sibelga en tant que gestionnaire du réseau de distribution du gaz naturel en Région de Bruxelles-Capitale.

- **OPEX**

Operational expenditure pour les dépenses d'exploitation.

- **PACE**

Plan Air-Climat-Energie. Dans le présent rapport, « PACE » réfère au PACE bruxellois de 2016.

- **PNEC**

Plan Energie-Climat. Dans le présent rapport, « PNEC » réfère au Plan Energie-Climat 2030 pour la Région de Bruxelles-Capitale.

- **RAB (*Regulated Asset Base* pour Base d'actifs régulés)**

La somme de la valeur comptable des actifs du réseau de distribution du gaz naturel possédés par le GRD.

- **RBC**

Région de Bruxelles-Capitale.

- **Soldes (régulateurs)**

L'écart observé, pour chacune des années de la période tarifaire, entre, d'une part, les coûts prévisionnels repris dans le budget approuvé du GRD et les coûts réels rapportés et, d'autre part, les revenus prévisionnels repris dans le budget approuvé et les revenus enregistrés.

Les soldes régulatoires (dont la somme est appelée le Fonds de régulation tarifaire) représentent des sommes pouvant être affectés par le régulateur au lissage des tarifs des utilisateurs du réseau, notamment.

- ***Stranded costs***

Cf. coûts échoués.

- ***Stranding***

Le fait d'échouer.

- **Surcharges**

Dans le présent rapport, certaines dépenses d'exploitation (OPEX) pouvant être intégrées à la valeur de la RAB au même titre que des CAPEX, tel que prévu dans la méthodologie tarifaire 2020-2024 (point 1.1.2, « les charges à transférer aux comptes du bilan (frais transférés aux immobilisés) »).

- **URD**

Utilisateurs du réseau de distribution.

Liste des figures

Figure 1. Hypothèses de simulation principales	page 23
Figure 2. Groupes d'actifs pris en compte	page 24
Figure 3. Catégories d'actifs proposées	page 33
Figure 4. Catégories d'actifs et incitations et traitement tarifaire associés	page 33
Figure 5. Exemples de critères de classification	page 36
Figure 6. Résumé du schéma d'optimisation dynamique proposé	page 37
Figure 7. Exemple illustratif de l'amortissement accéléré	page 41
Figure 8. Résumé des mesures proposées et des objectifs visés	page 46
Figure 9. Vue d'ensemble des sets de résultats des simulations	page 56
Figure 10. Exemple illustratif des résultats des simulations	page 57
Figure 11. Clé de lecture des résultats des simulations	page 58
Figure 12. Trajectoire d'évolution du nombre de clients – modèle 2	page 59
Figure 13. Résultats de simulation	page 60
Figure 14. Résultats de simulation	page 60

Figure 15. Résultats de simulation	page 61
Figure 16. Impact global par an des augmentations tarifaires	page 63
Figure 17. Impact global par an des augmentations tarifaires	page 63
Figure 18. Comparaison de seuils d'augmentation tarifaire possibles	page 64
Figures 19. Affectation des soldes réglementaires par an	page 65
Figures 20-23. Résultats des simulations intégraux (clients)	page 73
Figures 24-27. Résultats des simulations intégraux (simulation 1)	page 75
Figures 28-31. Résultats des simulations intégraux (simulation 2)	page 77

Contexte

Evolution du modèle de régulation

Le plan stratégique³ de BRUGEL comprend notamment des axes liés à l'accélération de la transition énergétique et à l'établissement d'une tarification juste de la distribution d'énergie par le gestionnaire de réseau de distribution en Région Bruxelles-Capitale (Sibelga).

Suivant l'adoption du plan stratégique 2020-2024, BRUGEL développe un nouveau modèle régulateur, plus incitatif et responsabilisant que le modèle actuellement pratiqué. Le nouveau cadre régulateur devra permettre d'établir une tarification juste et de couvrir les coûts utiles du GRD de manière optimale, tout en incitant les utilisateurs du réseau à une consommation énergétique efficiente et bas carbone.

BRUGEL a commandité deux études en lien avec ces objectifs. La première porte sur l'architecture du modèle régulateur et le mécanisme incitatif à mettre en place. **La deuxième étude, confiée à haulogy pour le compte de BRUGEL et faisant l'objet du présent rapport, concerne le financement et la rémunération des coûts (potentiellement) échoués pour Sibelga en raison du remplacement progressif du gaz naturel lié à la transition énergétique et de la diminution de la consommation du gaz qui en résulte.**

Evolution de l'activité de distribution du gaz naturel à l'horizon 2050

En effet, **le risque de coûts échoués dans le réseau de gaz naturel (fossile) est réel** étant donné les déclarations politiques aux niveaux européen et bruxellois relatives à la transition énergétique.

Le Pacte vert pour l'Europe⁴ stipule qu'il est « *impératif de mettre en place un secteur de l'énergie reposant largement sur les sources renouvelables, tout en abandonnant rapidement le charbon et décarbonant le gaz* », afin d'atteindre les objectifs climatiques fixés pour les horizons 2030 et 2050.

³ Vision et Plan Stratégique 2020-2040, adoptés fin 2020, disponible [sur ce lien](#).

⁴ Le Pacte vert pour l'Europe, communication de la Commission européenne, le 11/12/2019.

Le Plan Energie Climat (PNEC)⁵ de la Région de Bruxelles-Capitale (RBC) prévoit le développement « *d'une stratégie et un plan d'action sur l'évolution du réseau de distribution du gaz naturel à l'horizon 2050* ».

Aujourd'hui, le gaz distribué en Région Bruxelles-Capitale est très carboné⁶. Il en résulte que les vecteurs énergétiques, le volume de gaz naturel distribué, les comportements des utilisateurs du réseau et les conditions de l'exercice de la mission de distribution du gaz naturel évolueront de manière significative d'ici à l'horizon 2050.

Question des « stranded assets »

Les actifs du réseau de distribution du gaz ayant des durées de vie techniques et comptables longues, **la valeur du réseau ne sera pas nulle à l'horizon 2050**. La valeur résiduelle provient du réseau existant, mais également des investissements inévitables à venir pour assurer la continuité du service de distribution du gaz. Cette réalité suscite des questions relatives au financement éventuel de coûts résiduels ou échoués, de manière anticipée et/ou réactive, ainsi qu'à la rémunération des investissements réseau passés et futurs, et au traitement tarifaire correspondant.

BRUGEL a demandé à haulogy de développer, en collaboration avec le pouvoir adjudicataire et le GRD, une proposition de mesures à intégrer à la méthodologie tarifaire dès la période 2025-2029 pour faire face aux risques évoqués ci-dessus, en trouvant un équilibre entre le niveau de risque porté par le GRD et, via les tarifs, par les utilisateurs du réseau actuels et futurs.

⁵ Il est à noter que le Plan Energie Climat (PNEC) de la Région de Bruxelles-Capitale prévoit des études et a établi des *Task Force*, notamment par rapport à la feuille de route pour l'atteinte des objectifs climatiques fixés, par rapport aux impacts socio-économiques et par rapport à la décarbonation de la chaleur et du froid, qui peuvent impacter les analyses de cette étude.

⁶ Région de Bruxelles-Capitale, Plan Energie Climat 2030, p7, accessible [sur ce lien](#).

Méthodologie

Approche méthodologique

L'approche à la présente étude a été divisée en deux grandes parties :

1. **Le développement de la proposition de mesures à appliquer**, en passant notamment par une revue de la littérature, des entretiens avec les autres régulateurs de l'énergie belges et de multiples itérations avec BRUGEL et Sibelga ;
2. **La simulation des impacts de la proposition développée**, en faisant appel à un académique externe, en définissant des hypothèses et règles à prendre en compte et en étudiant les données fournies par Sibelga.

Développement de la proposition

Prise en compte de la documentation existante

Les **travaux précédents** suivants ont servi de base pour les réflexions :

- BRUGEL, Vision et Plan Stratégique 2020-2024 ;
- BRUGEL, « *Stranded Asset* », notes de réunion interne, janvier 2020 ;
- BRUGEL, « Méthodologie tarifaire gaz 2020-2024 » ;
- BRUGEL et Sibelga, « Scénarios investissements gaz – 2050 carbone zéro », septembre 2020 ;
- Sibelga, « Construction du scénario *stranded assets* gaz », décembre 2021 ;
- Sibelga, « *Stranded assets* gaz – RAB 2050 », note, mai 2022 ;
- Méthodologies tarifaires des autres régulateurs belges ;
- De manière générale, nous nous sommes référés aux cadres législatifs et réglementaires européen, belge et bruxellois ;
- Des données chiffrées relatives notamment à la construction et l'évolution de la RAB et aux investissements réseau passés et futurs ont été fournies par Sibelga et BRUGEL au cours de l'étude.

Les résultats des **études précédemment commanditées** par BRUGEL et Sibelga ont été pris en compte :

- Oxera, « Evaluation de la proposition de BRUGEL concernant le risque lié aux *stranded assets* », préparée pour Sibelga, septembre 2020 ;
- PwC, « Sibelga, *Stranded Assets* », note pour BRUGEL, avril 2020 ;
- PwC, « La régulation du gestionnaire de réseau de distribution de gaz dans un contexte transitoire vers une société décarbonée », mai 2020.

Enfin, des documents produits par des institutions académiques ont également été consultés lors de la revue de la littérature pertinente (projections de l'évolution des réseaux de gaz, évolution des RAB gaz dans d'autres pays européens, etc.).

Entretiens avec les régulateurs belges

Nous avons mené des **entretiens avec la CREG, la VREG et la CwaPE⁷** afin de recueillir des feedbacks sur nos premières orientations et d'échanger des éventuelles réflexions au même sujet en cours au sein des autres régulateurs.

Les sujets suivants ont notamment été abordés⁸ :

- Les méthodes de construction de la RAB ;
- Les projections de la valeur et la composition de la RAB en 2050 ;
- Les visions sur les coûts et investissements réseau à l'horizon 2050 (canalisations « *H2-ready* », arrêt de certains investissements dans le cadre de la transition énergétique, etc.) ;
- L'impact des caractéristiques techniques et de l'âge des actifs du réseau sur l'ampleur et la gestion financière du risque de stranding ;
- Les orientations relatives aux différentes options de recouvrement des coûts échoués (amortissement accéléré et autre) ;
- La construction de la prime de risque telle qu'inscrite dans le modèle de rémunération du GRD.

⁷ Le 1er avril, le 6 avril et le 13 avril 2022 respectivement.

⁸ Il ressort des entretiens que la question se pose, à l'heure actuelle, dans une moindre mesure chez les autres régulateurs, à l'exception de la CREG, où un amortissement à un taux plus élevé a été acté afin d'atteindre une valeur nulle du réseau en 2050. Les entretiens ont également mis en exergue que l'ampleur et la nature du risque des coûts échoués dépendent en grande partie des caractéristiques techniques des réseaux et des besoins en investissement sur les décennies à venir. Ainsi, les solutions les plus adaptées dépendent fortement du contexte également.

Itérations avec les parties prenantes

Les fonctionnaires pilotant l'étude du côté du pouvoir adjudicateur ont assuré un suivi actif de son avancement, par le biais d'itérations écrites et de discussions en réunion.

Plus précisément, 8 réunions ont eu lieu avec **BRUGEL** entre mars et août 2022. Quand il s'agissait d'une réunion du Comité de suivi, **Bruxelles-Environnement** et/ou la **CwaPE** étaient également présents. Un point d'étape a en outre été présenté au **Conseil d'administration de BRUGEL** le 10 mai 2022.

Deux réunions ont été organisées avec **Sibelga**, en mars et juin 2022. Ces réunions ont été l'occasion de présenter un état des lieux de l'étude, de prendre en compte les considérations de Sibelga et de poser des questions permettant d'affiner la compréhension de la vision de Sibelga.

Une **note de synthèse** de la proposition a circulé entre avril et juin. BRUGEL, Sibelga et Bruxelles-Environnement ont chacun fourni une réponse écrite à cette note. Leurs remarques ont été prises en compte dans la finalisation de la proposition des mesures à introduire.

Simulations

Un académique externe a été impliqué au stade des simulations d'impact de la proposition développée : **Prof. Frank Venmans**, Professeur adjoint chargé de recherche en théorie économique environnementale avec une expertise, entre autres, en modélisation stochastique. **Les éléments méthodologiques décrits ci-dessous ont été convenus en collaboration étroite avec haulogy**, qui a dirigé, suivi et analysé la conduite et les résultats des simulations.

Il est à noter que **seuls les actifs actuellement amortis à 2 et 3%** ont été pris en compte, car il s'agit des actifs avec les durées de vie les plus longues et ainsi des actifs présentant le plus grand risque de génération de coûts échoués. Pris ensemble, ces actifs représentent plus de 96 % de la RAB actuelle.

Il convient d'ailleurs de préciser que les simulations portent sur les mesures tarifaires « de base » relatives à l'amortissement et aux charges prises en compte dans la RAB, et qu'elles **ne tiennent pas compte de mesures pouvant ensuite atténuer les impacts** pour le GRD (investissements stratégiques permettant d'éviter du *stranding*) ou les utilisateurs (utilisation

du Fonds de régulation). En effet, les décisions relatives à ces dernières mesures peuvent, dans un deuxième temps, être informées par les outputs des simulations. Les impacts simulés des mesures de base sur les tarifs permettent par exemple d'estimer l'ordre de grandeur de la problématique du *stranding* du point de vue du Fonds de régulation tarifaire.

Enfin, les simulations portent **uniquement sur le réseau de gaz naturel**, sans prise en compte d'investissements dans de nouvelles technologies telles que l'hydrogène ou le biogaz. En effet, l'ampleur d'investissements de ce type à l'avenir ne peut pas être déterminée d'une manière raisonnable et dépendront de l'évolution de la transition énergétique et de décisions prises par les gouvernements régional⁹ et fédéral, ainsi que de décisions à prendre par Sibelga.

Méthode stochastique de Monte-Carlo

Nous avons opté de mener une modélisation stochastique en déployant la méthode de Monte-Carlo.

La « méthode de Monte-Carlo » réfère à une famille d'algorithmes qui permettent d'estimer des résultats en simulant un grand nombre de **trajectoires aléatoires** des variables utilisées comme input et en créant une distribution des probabilités de ces trajectoires. Le principe directeur repose sur le concept du **hasard**.

Ce type de modélisation, dit **stochastique**, est particulièrement utile dans un contexte d'incertitude¹⁰ car il permet d'estimer la probabilité de divers résultats dans différentes conditions. **La méthode de Monte-Carlo peut servir à comprendre les impacts possibles d'un risque donné dans un contexte qui est difficile à prédire.**

Aux fins de la présente étude, nous avons appliqué un **mouvement brownien** comme formule. Ce mouvement est adapté à des questions qui concernent l'avenir : il permet d'estimer le « comportement » d'une variable dans la durée. Le mouvement brownien étant stochastique, la formule est basée sur de nombreux *runs* de simulation en parallèle, qui indiquent la probabilité que des situations plus ou moins désirables se produiront en présentant les résultats des *runs* sous forme de distribution normale. Pour chaque scénario (cf. « Simulations, modèles et scénarii développés » ci-

⁹ Les résultats de la *Task Force 2050* « Décarbonation du chaud et du froid en RBC » de Bruxelles-Environnement, qui sont attendus pour fin 2023, en constituent un exemple.

¹⁰ Cf. également « Principes directeurs », page 29.

dessous), **5000 runs aléatoires** sont calculés pour obtenir la distribution normale des probabilités d'output pour chaque variable. Cinq mille est un chiffre suffisamment élevé pour obtenir des résultats fiables et similaires à chaque fois, tout en préservant le caractère aléatoire des possibilités.

Autrement dit, la méthode choisie permet d'obtenir des **résultats probabilistes plutôt que des résultats déterministes**. Une approche déterministe suppose que des moyennes sans écart-type sont représentatives d'une grande population sur un temps long. L'approche probabiliste permet de refléter les nombreuses trajectoires potentielles et de les distribuer normalement tout en introduisant du « bruit » autour de la moyenne, avec une probabilité d'occurrence par output.

L'approche probabiliste semble la plus appropriée pour une question relative à la transition énergétique et aux coûts échoués à l'horizon 2050, étant donné que la situation réelle en 2050 ainsi que la trajectoire pour y arriver sont intrinsèquement difficiles à prédire.

Simulations, modèles et scénarii développés

Il convient de clarifier la terminologie utilisée par rapport aux travaux de simulation d'impacts :

- **Deux simulations** : terme utilisé pour différencier entre deux manières de traiter les futurs investissements (endogènes ou fixés en amont). Chaque simulation est divisée en 4 modèles ;
- **Quatre modèles** : terme utilisé pour différencier entre 4 trajectoires d'évolution du nombre d'utilisateurs du réseau de distribution du gaz. Chaque modèle est divisé en 6 scénarii ;
- **Six scénarii** : terme utilisé pour référer à l'application de différentes mesures tarifaires, isolées ou en combinaison, afin de tester leur impact sur le GRD et sur les utilisateurs de réseau d'ici à 2050 et afin de comparer l'efficacité des différentes mesures entre elles.

Au total, nous arrivons à 48 sets de résultats (24 pour chaque simulation).

Les 2 simulations

1. Futurs investissements endogènes :

- Les données réelles de Sibelga¹¹ par an et par catégorie d'actifs ont été utilisées pour les investissements nets passés (<2023) ;
- Les investissements futurs sont endogènes à la simulation et évoluent avec le nombre de clients restants (≥2023).

2. Futurs investissements Sibelga :

- Les données réelles de Sibelga par an et par catégorie d'actifs ont été utilisées pour les investissements nets passés (<2023) ;
- Des estimations chiffrées fournies par Sibelga¹² ont été utilisées pour les investissements futurs (≥2023), par an et par catégorie d'actifs.

La première simulation a été retenue et privilégiée dans la présentation des résultats en raison du **caractère dynamique des investissements** qui découle des mesures que nous proposons d'introduire pour la gestion du risque de coûts échoués. En effet, ne connaissant pas la trajectoire de la transition énergétique, il convient selon nous de traiter les investissements réseau comme l'un des facteurs inconnus et imprévisibles également. La première simulation permet d'estimer ce qui pourrait se produire à l'avenir sous différentes conditions, plutôt que de simuler ce qui se passerait en cas d'application d'une vision plus « statique » (déterminée en amont) des investissements à l'horizon 2050. Il est à noter que les résultats finaux entre les deux simulations ne divergent pas de manière significative, c'est-à-dire que les mesures proposées sont pertinentes pour les deux outputs.

Les 4 modèles

Pour chacune des deux simulations ci-dessus, quatre **trajectoires d'évolution de la base de clients** ont été prises en compte, avec l'objectif de comparer l'impact de nos propositions sur différentes situations possibles.

1. Base clients actuelle +5% jusqu'en 2030 puis -100% à l'horizon 2050¹³ ;
2. Base clients actuelle -100% à l'horizon 2050 ;
3. Base clients actuelle -85% à l'horizon 2050 ;
4. Base clients actuelle -60% à l'horizon 2050.

¹¹ Données reçues le 05/04/2022.

¹² Données reçues le 12/05/2022.

¹³ Scénario développé par Sibelga, « Construction du scénario *stranded assets* gaz », le 08/12/2021.

Le deuxième modèle nous semble le plus pertinent car il est aligné avec les objectifs politiques de la Région. Celui-ci a alors été privilégié dans la présentation des résultats.

Les 6 scénarii

Pour chacun des quatre modèles, six scénarii de mesures ont été testés (cf. également « Recommandations de mesures à appliquer dès 2025 » à partir de la page 37) :

1. **Business-as-usual (BAU)** : amortissement des actifs aux taux actuellement en vigueur, soit 2 et 3%, appliqués à la valeur initiale ;
2. **Amortissement classique à un taux plus élevé¹⁴** : amortissement des actifs à des taux plus élevés qu'aujourd'hui, soit 3 et 4% ;
3. **Non-activation des surcharges¹⁵** : suppression des surcharges sur les investissements, soit les coûts OPEX qui sont actuellement transférés aux CAPEX (à hauteur de 36% de la RAB¹⁶) et pris en compte dans l'amortissement. Cette mesure ne s'applique pas aux interventions qui ont lieu sur demande du client ;
4. **Amortissement classique à un taux plus élevé + Non-activation des surcharges** : combinaison des mesures des scénarii 2 et 3 ;
5. **Amortissement accéléré¹⁷** : l'amortissement à 2 et 3% appliqué à la valeur initiale d'un actif est maintenu mais complété d'un taux d'amortissement de 2% appliqué à la valeur comptable résiduelle ;
6. **Amortissement accéléré + Non-activation des surcharges** : combinaison des mesures des scénarii 5 et 3.

¹⁴ Dans ce qui suit, « l'amortissement » et « l'amortissement classique à un taux plus élevé » réfèrent à la méthode d'amortissement appliquée aujourd'hui, soit un amortissement sur base de la valeur initiale d'un actif sans prise en compte de quelconque valeur résiduelle.

¹⁵ Cf. « Terminologie utile », page 8.

¹⁶ La valeur de 36%, fournie par BRUGEL le 14/04/2022, a été calculée sur base de la valeur totale de la RAB fin 2021 en isolant les surcharges sur les actifs amortis à 2 et 3%. Les impacts de la prise en compte, par exemple, des valeurs annuelles récentes seraient faibles et la tendance d'évolution de la RAB sur la période 2025-2050 resterait la même.

¹⁷ Dans ce qui suit et à la différence des termes « amortissement classique » ou « amortissement » seul, « l'amortissement accéléré » réfère à une méthode d'amortissement consistant à l'application d'un pourcentage à la valeur initiale et d'un deuxième pourcentage à la valeur résiduelle courante de l'actif.

Hypothèses clés

Les hypothèses suivantes sont basées sur des chiffres réels :

	Valeur	Remarques
RAB 2022	406 M€	Limité aux actifs auxquels un pourcentage d'amortissement de 2 ou 3% est appliqué
Clients 2022	450 000 ¹⁸	Tous segments de clients confondus
Amortissement BAU	2% 3%	Cf. figure 2
Amortissement à un taux plus élevé	3% 4%	Appliqué aux investissements futurs (2% devient 3% et 3% devient 4%)
Amortissement accéléré	2%	Ajouté aux taux BAU et appliqué à la valeur comptable résiduelle des actifs non amortis plutôt qu'à la valeur initiale
Proportion des surcharges	36% ¹⁹	En cas de suppression des surcharges de la valeur de la RAB, cette suppression est appliquée aux investissements à l'exclusion des interventions sur demande du client

Figure 1 : Hypothèses de simulation principales.

¹⁸ La simulation n'étant pas déterministe mais stochastique, un écart-type (σ) a été fixé à 20 000. Ce chiffre permet d'obtenir des résultats dans lesquels il y a relativement peu de chances d'avoir 0 clients en 2040 et une probabilité plus grande d'avoir 0 à 50 000 clients en 2050.

¹⁹ Cf. note de bas de page n°16 sur la page 22.

Sur base des informations fournies par Sibelga, les catégories suivantes d'actifs ont été prises en compte. Les taux d'amortissement listés ci-dessous sont applicables au scénario 1 « BAU » :

	Amortissement
Branchements BP ²⁰	3%
Branchements MP ²¹	3%
Cabines client	3%
Cabines réseau – bâtiments	3%
Cabines réseau – équipement	3%
Canalisations BP	2%
Canalisations MP	2%
Compteurs mécaniques	3%
Stations réception – bâtiments	3%
Stations réception – équipement	3%

Figure 2 : Groupes d'actifs pris en compte.

²⁰ Basse pression.

²¹ Moyenne pression.

Règles fixées

« *Stranding rule* » et le principe de « *payabilité* »

Pour les besoins des simulations, il a fallu fixer une « règle » permettant de définir le « *stranding* », de mesurer les outputs qui nous intéressent en termes d'impacts sur le GRD et sur les utilisateurs du réseau, et d'obtenir une clé de lecture pouvant être facilement comparée entre simulations, modèles et scénarii.

Il est à noter que la règle fixée aux fins de la simulation est une nécessité méthodologique qui ne correspond pas à une recommandation de définir le *stranding* comme tel dans la méthodologie tarifaire.

Il est estimé que les clients actuels contribuent environ 40 €/an à l'amortissement²² des actifs de la RAB (à un taux d'amortissement d'environ 2,2%²³). Ce chiffre est dérivé d'une variable « **RAB/client** » qui correspond à 902 €²⁴ en 2022. Il est à noter qu'aucune distinction entre différents segments de clients n'a été appliqué.

La « *stranding rule* » intégrée dans les simulations stipule que **tout euro qui dépasse 1666 € de RAB/client est potentiellement échoué** (« potentiellement », car les simulations ne tiennent pas compte de mesures pouvant être prises par le GRD afin de diminuer le niveau de *stranding* réel). Dans le scénario *business-as-usual*, 1666 € de RAB/client correspond à environ 73 €/an, soit environ 6 €/mois en contribution à l'amortissement sur la facture, comparé à 3,30 €/mois aujourd'hui.

Cette valeur a été définie sur base du **principe de « *payabilité* »** pour les consommateurs²⁵, en fixant une limite raisonnable sur la contribution à l'amortissement pouvant être reportée sur les factures (sans distinction entre segments de clients). En effet, les coûts échoués peuvent être le résultat d'un

²² La contribution à l'amortissement est calculée comme suit : $[RAB/client]*2*taux_amortissement$. Le facteur 2 a été introduit parce que les investissements passés ont une valeur résiduelle basse mais sont amortis à un pourcentage appliqué à leur valeur initiale. La valeur de 40 € est valable dans la situation actuelle (scénario *business-as-usual*). Les chiffres varient en fonction du scénario.

²³ Le taux d'amortissement pris en compte représente une moyenne pondérée dérivée de données réelles de Sibelga relatives aux valeurs des actifs amortis à 2 et à 3% respectivement. Les actifs depuis 1981 qui ne sont pas encore amortis en 2022 ont été pris en compte.

²⁴ Valeur de la RAB fixée à 406 M€ et nombre de clients fixés à 450 000 pour 2022 (cf. « Hypothèses clés », page 23).

²⁵ La question du *payabilité* et des seuils ou critères correspondants est une question politique et n'est pas du ressort de BRUGEL. Nous avons pris hypothèse dans le cadre de cette étude, en considérant la *payabilité* au sens commun, mais il serait en réalité au gouvernement de définir le terme et de prendre des mesures.

actif devenu inutilisable, de l'impossibilité de récupérer les coûts faute de clients, ou de l'impossibilité de reporter les coûts sur les clients pour des raisons de *payabilité* (« *affordability* »). Nous avons choisi d'intégrer la *payabilité*²⁶ comme un critère de *stranding* potentiel²⁷, dans le but de trouver un équilibre dans le partage du risque entre le GRD et les URD (cf. également « Principes directeurs » à partir de la page 29).

Nous avons opté de fixer une seule valeur de « RAB/client maximale », plutôt que de fixer une valeur maximale de contribution à l'amortissement par consommateur. En effet, la RAB/client étant endogène (car elle dépend du taux d'amortissement), elle rend les scénarii identiques en ce qui concerne la simulation des conséquences de différentes options pour les factures des consommateurs restants. Ceci facilite la comparaison directe entre scénarii.

« *Investment rule* »

Pour la simulation 1, soit la simulation dans laquelle les futurs investissements sont endogènes, l'évolution des investissements est basée sur une règle fixée en amont : en fonction du nombre de clients restants, 1 ou 1,5 ou 2% de la valeur de la RAB restante est investi. Les clients représentant les consommateurs de tous segments confondus dans la présente étude, le nombre de clients est utilisé comme proxy pour des indicateurs de type consommation ou volume de gaz transité.

Ces valeurs visent à refléter qu'une base de clients en diminution requiert à terme moins d'investissement mais qu'un certain niveau d'investissement sera nécessaire pour maintenir un réseau sûr et une alimentation de qualité pour les consommateurs restants. A titre d'indication, 1,5% de la RAB actuelle correspond à environ 6 M€.

Comme indiqué précédemment, **ces investissements ne portent que sur les chantiers d'entretien du réseau de distribution de gaz naturel indispensables** et n'incluent pas de R&D, des adaptations majeures des infrastructures, le déploiement de nouveaux vecteurs énergétiques, etc.

²⁶ La question du *payabilité* et des seuils ou critères correspondants est une question politique et n'est pas du ressort de BRUGEL. Nous avons pris hypothèse dans le cadre de cette étude, en considérant la *payabilité* au sens commun, mais il serait en réalité au gouvernement de définir le terme et de prendre des mesures.

²⁷ Cette étude portant sur les actifs échoués, le critère de *payabilité* se limite aux coûts d'investissement, soient les CAPEX. L'impact tarifaire est mesuré en termes de contribution à l'amortissement sur la facture du client. Les calculs ne s'étendent pas au tarif réseau global. Ainsi, les coûts opérationnels (OPEX) ne sont pas pris en compte dans le critère de *stranding* ou dans les simulations.

Fonds de régulation tarifaire

Dans un premier temps, les simulations ont servi à **estimer l'impact financier des mesures proposées et leurs alternatives** sur le GRD et sur les utilisateurs actuels et futurs du réseau de gaz naturel, à l'horizon 2050.

Dans un second temps, les résultats ont été utilisés pour **estimer l'ordre de grandeur de la problématique d'un point de vue du Fonds de régulation tarifaire**²⁸ (les soldes régulateurs) sur la période 2025-2050, dans l'optique d'atténuer les éventuels impacts attendus pour les utilisateurs.

Pour ce faire, le calcul de l'impact global du scénario retenu a permis de comparer l'ampleur des impacts aux soldes totaux (125 M€ en octobre 2022²⁹). Une analyse des résultats annuels a ensuite permis de voir comment ces soldes s'étaleraient dans le temps si l'on tient compte d'un critère de *payabilité* pour les consommateurs.

²⁸ Cf. « Terminologie utile », page 8.

²⁹ Il est à noter que ces soldes seront a priori plus faibles à la fin de la période tarifaire en cours, car ils ont permis de couvrir les effets de l'inflation et de la diminution probable des volumes de gaz consommés dans un contexte de prix élevés.

Recommandations et motivations

Recommandations et motivations

Principes directeurs

Un certain nombre de considérations de départ ont été transformées en principes directeurs servant de base et de fil rouge pour les premières orientations jusqu'à la formulation des recommandations finales.

Ces principes concernent :

- **Le contexte** dans lequel la question des coûts échoués sur le réseau de distribution du gaz naturel se pose ;
- **Le partage équilibré du risque** entre Sibelga en tant que GRD et les utilisateurs futurs du réseau de distribution (URD) ;
- **Les objectifs à atteindre** par le biais des recommandations émises.

De manière générale et sauf contre-indication, il est à noter que les recommandations présentées dans le présent rapport **n'ont pas vocation à être appliquées rétroactivement**. Ainsi, elles concernent la méthodologie tarifaire, les tarifs et les investissements à partir de 2025.

Contexte d'incertitude

D'un côté, il y a une ambition politique du gouvernement bruxellois de sortir du gaz naturel et des autres combustibles fossiles dans la Région de Bruxelles-Capitale (RBC) à l'horizon 2050³⁰, dans la continuité notamment des orientations européennes sur le gaz fossile. Les modalités de mise en œuvre sont en cours d'étude et de définition³¹. Néanmoins, la simple déclaration de cette ambition indique qu'il y a un **risque de coûts échoués sur le réseau de gaz**, étant donné les durées d'amortissement longues des actifs du réseau.

De l'autre côté, la trajectoire réelle de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau de gaz sont complexes à prévoir. L'impact sur des variables telles que la courbe d'évolution de la consommation du gaz, les changements de comportements des URD gaz au fil des années et notamment les taux respectifs de l'électrification, du déploiement du biogaz

³⁰ Nous renvoyons le lecteur vers le [Plan Energie-Climat](#) (PNEC) et le [Plan Air Climat Energie](#) (PACE).

³¹ Valable au 19 septembre 2022.

et du développement de l'hydrogène sont inconnus. Autrement dit, **on bénéficie de la possibilité d'anticiper une évolution significative, sans pouvoir se projeter vers l'avenir de manière précise et fiable.**

Le régulateur et le GRD disposent tout de même de leviers de contrôle des impacts sur le réseau de gaz. En effet, deux grands types de « **mutations** », définies comme des changements structurels dans la consommation du gaz et/ou les usages du réseau, sont possibles. L'électrification et l'efficacité énergétique sont des exemples de « **mutations de terminaison** », pouvant entraîner l'obsolescence d'actifs. Le déploiement de gaz décarbonés et/ou de l'hydrogène représentent une « **mutation de redéploiement** », offrant la possibilité d'adapter un actif existant pour en faire un nouvel usage. La problématique des coûts échoués porte avant tout sur les mutations de terminaison entraînant une obsolescence d'actifs. Les mutations de redéploiement représentent une **opportunité d'éviter le *stranding* d'actifs.**

Deux principes parallèles découlent de ce constat :

- Etant donné la connaissance, dès aujourd'hui, des grandes orientations politiques pour 2050, **un actif non amorti à cet horizon ne sera pas par définition échoué**³² : un certain niveau de *stranding* peut potentiellement être évité par des choix stratégiques quant aux investissements et à l'adaptation du réseau ;
- Etant donné les incertitudes qui persistent³³ sur la trajectoire exacte de la transition énergétique, toute solution de gestion du risque de coûts échoués doit être **robuste mais également dynamique**, afin de pouvoir l'adapter aisément en réponse à des phénomènes réels observés entre 2025 et 2050.

Partage équilibré du risque entre le GRD et les URD

Il convient de rappeler ici quelques définitions clés :

- Nous définissons les **coûts échoués** comme étant des coûts déjà payés et devenus irrécupérables suite au *stranding* de l'actif qui n'est plus utilisable ou dont les coûts ne peuvent pas être récupérés, faute de clients ou parce qu'ils ne peuvent pas raisonnablement être supportés par les utilisateurs du réseau (principe de *payabilité*) ;

³² Sauf pour des considérations liées aux impératifs de sécurité et de qualité de service, le cas échéant.

³³ Ceci est vrai également quand un plan politique de mise en œuvre de l'objectif de sortir du gaz fossile aura été adopté, vu les incertitudes inhérentes à un horizon aussi lointain et les facteurs économiques et géopolitiques externes susceptibles d'impacter l'usage fait du réseau de distribution du gaz.

-
- Un **actif échoué** représente une dépréciation irrécupérable et l'impossibilité de (ré)utiliser l'actif, ce qui peut intervenir avant la fin de la durée de vie de l'actif, du fait de facteurs imprévus ;
 - Un **actif amorti** est un actif dont la valeur nette comptable est nulle à la fin de la durée de vie pré-estimée de l'actif et à l'issue de l'application d'un taux d'usure ou d'obsolescence et la perte de valeur comptable annuelle correspondante.

Il s'ensuit qu'**un actif non amorti en 2050 n'est pas par définition un actif échoué et ne représente à ce titre pas par définition un coût échoué**. Plus précisément, un actif avec une valeur comptable non-nulle n'a pas échoué s'il est toujours utilisable, éventuellement en adaptant l'usage qui en est fait. Ceci est une considération particulièrement pertinente si le risque de *stranding* d'un actif non amorti est connu longtemps en avance, car il peut dans ce cas être **possible d'éviter ou de minimiser les coûts échoués** en adaptant de manière anticipée l'usage qui est fait de l'actif.

Pour les URD, la question du risque ne se pose pas (directement) en termes de *stranding*, mais en termes de « *payabilité* » : d'un point de vue social et économique, jusque quel point un impact tarifaire peut-il raisonnablement être supporté par un URD ? Ce seuil doit être défini³⁴ afin de protéger l'URD contre des augmentations trop importantes ou soudaines, contre une distribution inégale des coûts entre clients actuels et clients futurs et contre un déséquilibre avec le risque porté par le GRD.

Ces constats nous mènent aux principes directeurs suivants :

- Pour des raisons de « *payabilité* », il ne serait **pas justifiable de reporter l'ensemble de la valeur résiduelle estimée des actifs non amortis à l'horizon 2050 sur les utilisateurs du réseau** en appliquant, dès 2025, une mesure allant dans ce sens. **Ceci inclut notamment quelconque forme d'amortissement accéléré définie sur base d'un objectif d'atteindre une valeur nette comptable nulle pour l'ensemble de la RAB en 2050 ;**
- Les coûts échoués représentant en outre des **coûts qui sortent du cadre des coûts GRD « normaux »**³⁵, il ne semble pas évident que ces coûts seraient d'office entièrement reportés sur les URD, d'autant plus que **le risque est connu longtemps en avance ;**

³⁴ La définition d'une limite de *payabilité* pour les consommateurs est une question politique et n'est à ce titre pas du ressort de BRUGEL. Des hypothèses ont été prises aux fins de simulations dans le cadre de cette étude.

³⁵ Cf. également « Investissements pré-2020 », page 48.

- Néanmoins, il n'est pas légitime non plus de faire porter le risque de *stranding* entièrement par le GRD, surtout si celui-ci mène des actions stratégiques visant à réduire les impacts de la transition énergétique sur le risque d'obsolescence des actifs. Autrement dit, **un certain niveau d'impact tarifaire pour les URD ne peut être évité** ;
- Ainsi, la solution doit viser à atteindre un **équilibre dans le partage du risque**. Ceci peut prendre la forme de « **mesures d'atténuation** » des impacts pour chaque partie et/ou d'un **paramétrage fin** de mesures relatives à l'amortissement et l'évolution de la RAB.

Définition de la cible

Nous avons partagé plusieurs constats à ce stade : (i) la trajectoire de la transition énergétique en RBC est inévitablement incertaine, (ii) certaines mutations en cours et à venir offrent néanmoins le potentiel de prévenir le *stranding* d'actifs à risque et (iii) il convient de répartir le risque de *stranding* sur le GRD et les URD de manière justifiable et équilibrée. Forts de ces constats, nous pouvons fixer les objectifs de la solution à retenir. La solution mise en œuvre doit permettre de :

- **Minimiser** à la fois les coûts échoués et les impacts tarifaires ;
- **Optimiser** la gestion des actifs et les investissements dans le réseau par le GRD ;
- **Adapter** le schéma mis en place quand la trajectoire de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau du gaz le demandent.

Cadre général : la classification des actifs

Afin d'atteindre les objectifs énoncés ci-dessus, **il convient d'établir un cadre pour les choix de l'avenir et pour les mesures appliquées à différents actifs, tout en permettant de déterminer qui supporte quels coûts, de minimiser les risques pour le GRD et d'activer des leviers d'atténuation des impacts tarifaires pour les URD.**

Dans notre proposition, ce cadre prend la forme d'une **classification des actifs dans la RAB**. La division des actifs en catégories, avec des mesures incitatives ou désincitatives par catégorie, permet de réorienter les investissements dans le réseau et de limiter le *stranding*. Plus précisément, la classification invite à prioriser, en fonction de la politique énergétique :

- Les investissements **pouvant être amortis à l'horizon 2050** (sans modification du taux d'amortissement) ;

- Les investissements permettant une **réutilisation** d'actifs du réseau, en lien avec la transition énergétique.

La classification des actifs que nous proposons permet en outre de limiter les investissements qui sont sous-optimaux dans le contexte de transition énergétique à ce qui est réellement nécessaire et utile à court/moyen terme pour les consommateurs de gaz restants. Nous avons défini **4 catégories d'actifs**, dont l'objectif est de maximiser le nombre d'actifs dans la première et de minimiser le nombre d'actifs dans la quatrième :

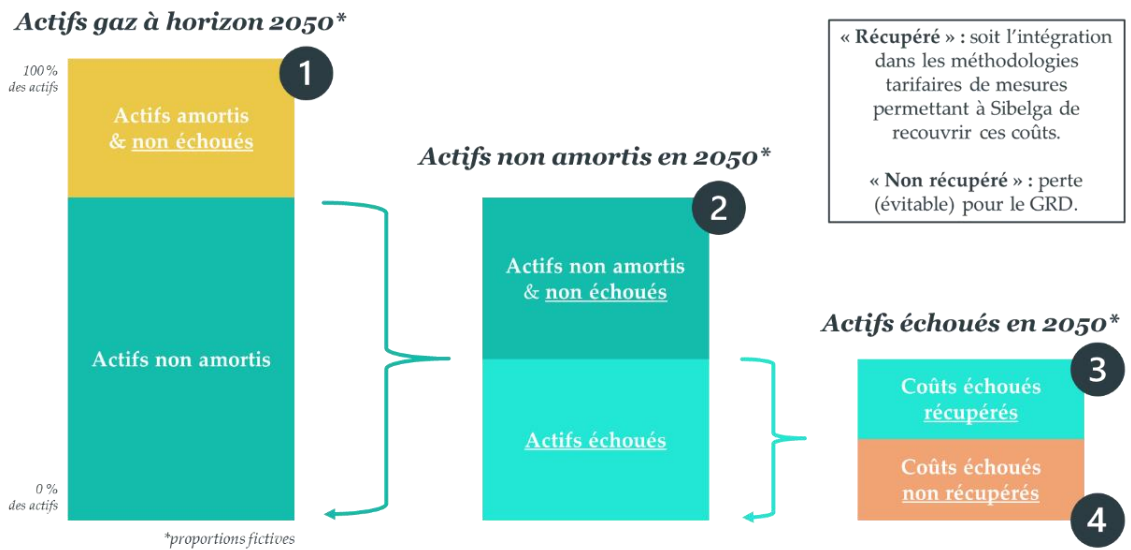


Figure 3 : Catégories d'actifs proposées.

Les catégories peuvent être résumées comme suit :

1. **Amortissement ;**
2. **Investissements stratégiques ;**
3. **Coûts échoués récupérés par le GRD ;**
4. **Coûts échoués non récupérés par le GRD.**

Chaque catégorie peut être associée à un objectif d'incitation ou de désincitation à investir dans le type d'actif concerné. Plus précisément :

Incitation	Nature des actifs	Recouvrement coûts échoués par les tarifs ?	
Maximiser	Actifs amortis en 2050	N/A	1
Maximiser	Actifs redéployés/transférés pour des usages/sources d'énergie en lien avec la transition énergétique	N/A	2
Minimiser	Actifs échoués en raison d'actions indispensables & utiles à court/moyen terme malgré leur caractère sous-optimal vu la politique énergétique	✓	3
Minimiser	Actifs échoués en raison d'actions dispensables & inutiles vu la politique énergétique	✗	4

Figure 4 : Catégories d'actifs et incitations et traitement tarifaire associés.

Il convient de détailler davantage chaque catégorie :

- La **catégorie 1 (« Amortissement »)** concerne les futurs investissements pouvant être amortis aux taux actuels à l'horizon 2050. Ceux-ci sont notamment à privilégier en l'absence d'une orientation politique suffisamment concrète sur les priorités et mesures relatives à la transition énergétique (plus ou moins d'hydrogène, par exemple). Autrement dit, on va privilégier des investissements de cette nature quand les investissements stratégiques à privilégier (catégorie 2) sont particulièrement difficiles à identifier.
- La **catégorie 2 (« Investissements stratégiques »)** couvre des investissements en lien avec la transition énergétique permettant de limiter le volume d'actifs non amortis réellement échoués. Ceci inclut les éventuels démantèlements pour réinvestir ailleurs. Ces investissements peuvent être alignés directement aux grandes orientations politiques, en identifiant au fur et à mesure des opportunités de chantiers allant dans le sens de la feuille de route politique, dès qu'il y en aura une. Les plans politiques sont amenés à se concrétiser de plus en plus sur les années à venir, facilitant la prise de décisions quant aux investissements stratégiques liés à la transition. L'approche préconisée est similaire à ce qui est déjà pratiqué par Sibelga aujourd'hui (investissements dits « Risque/Opportunité »³⁶). La stratégie à adopter vis-à-vis de la catégorie 2 revient à Sibelga.
- La **catégorie 3 (« Coûts échoués récupérés par le GRD »)** permet à Sibelga de recouvrer, par les tarifs, les coûts d'investissement qu'il n'aurait pas privilégiés dans le contexte de transition énergétique mais qui s'avèrent indispensables et utiles à court/moyen terme. Notamment, et indépendamment de la transition énergétique et du nombre de clients restants, les investissements *business-as-usual* doivent être maintenus pour assurer la qualité de l'alimentation et la sécurité des personnes et des biens. Il s'agit également d'investissements qui seraient légalement imposés au GRD.
- La **catégorie 4 (« Coûts échoués non récupérés par le GRD »)** concerne les investissements qui ne sont ni indispensables ni utiles dans le contexte politique et de transition énergétique, comme par exemple le déploiement de compteurs intelligents passé une certaine date.

³⁶ Sibelga, « Scénarios investissements gaz – 2050 carbone zéro », le 30/09/2020.

Point relatif à la création d'un lien entre tarifs et investissements

Il convient d'accorder une attention particulière à la nature du lien entre les investissements du GRD et la méthodologie tarifaire qui est créé par le cadre proposé ci-dessus. **En effet, la classification des actifs sert d'un côté à instruire les choix d'investissement de Sibelga à partir de 2025 et, de l'autre, à permettre à BRUGEL d'appliquer les traitements tarifaires prévus pour les différentes catégories d'actifs.** Sous le mode de fonctionnement actuel, BRUGEL établit un canevas pour le plan d'investissement et émet un avis sur le projet de Sibelga, qui est ensuite validé par le gouvernement. BRUGEL est quant à lui chargé d'établir la méthodologie tarifaire. Ainsi, les décideurs finaux du plan d'investissement d'un côté et de la méthodologie tarifaire de l'autre ne sont pas les mêmes acteurs ; les deux documents ne sont pas *nécessairement* établis sur base des mêmes considérations.

Notre proposition crée le **besoin d'assurer plus de cohérence** dans les critères appliqués à ces documents, notamment en alignant les décisions relatives aux investissements aux décisions tarifaires. Pour assurer cette cohérence, il convient **d'introduire des critères de classification clairs** et transparents à utiliser par les acteurs concernés tout au long du processus d'établissement des plans d'investissement et de définition de la méthodologie tarifaire.

A titre d'illustration de la **pertinence de définir des critères de classification** des investissements et actifs :

- Les catégories 1 et 2 permettent chacune de minimiser le risque de *stranding*. Néanmoins, les proportions optimales entre les deux catégories dépendront fortement de la définition et l'avancement de la mise en œuvre des politiques énergétiques. En effet, dans l'attente d'impulsions politiques détaillées et concrètes, il est préférable de privilégier les investissements de la catégorie 1. Il convient à l'inverse de privilégier les investissements de la catégorie 2 quand il existe une feuille de route politique claire et stable quant à la trajectoire de la transition énergétique. Ceci est d'autant plus vrai étant donné que les coûts risquent d'être plus importants pour la catégorie 2 (CAPEX élevés amortis sur une période plus longue).

Ainsi, l'introduction de critères de classification doit permettre **d'orienter au mieux les investissements selon l'évolution des signaux politiques** bruxellois, nationaux et européens. De cette manière, il est possible d'éviter à la fois le surinvestissement dans la

catégorie 2 à un moment inopportun mais aussi le retard inutile des investissements stratégiques qui composent la même catégorie.

- Pour les catégories 3 et 4, les critères retenus doivent permettre **d'évaluer, au cas par cas, le caractère indispensable et utile ou non d'un investissement**³⁷, notamment en se référant aux spécificités des actifs et utilisateurs concernés. Ceci implique également que les critères doivent permettre d'adopter un niveau de granularité suffisamment fin pour chaque cas (quartier, station de réception, etc.).

Le tableau ci-dessous présente quelques exemples non exhaustifs de critères de classification envisageables, c'est-à-dire de critères pouvant instruire les décisions d'investissement par Sibelga et informer l'évaluation de sa proposition de classification des investissements par BRUGEL. Dans la pratique, **ces critères devront être convenus entre les acteurs concernés**. La section « Mise en œuvre » à partir de la page 49 décrit le mode de fonctionnement proposé pour la définition et l'application des critères.

Exemples de critères quantitatifs	Exemples de critères qualitatifs
Données historiques sur l'évolution de la consommation dans la poche concernée	Alignement avec les mesures de politique énergétique actées
Etat d'avancement/rythme de la transition énergétique en chiffres	Etat d'avancement/rythme de la transition énergétique en termes qualitatifs
Coût moyen de l'investissement par bénéficiaire, le cas échéant avec un plafond prédéfini	Alignement avec la réglementation en vigueur, notamment par rapport à la sécurité et la qualité de service
Nombre d'utilisateurs connectés et volume de consommation associé	Potentiel de réutilisation future de l'actif nouveau ou rénové
...	...

Figure 5 : Exemples de critères de classification.

Les critères peuvent en outre servir d'outil pour la reclassification d'actifs au cours d'une période tarifaire, en fonction de l'évolution de contextes relatifs à certains critères impactant le réseau du gaz naturel. Le cas échéant, nous proposons de **ne pas appliquer le changement de traitement tarifaire qui en résulte de manière rétroactive**. La prévisibilité pour le GRD ne doit en outre pas être mise en péril.

La fréquence de la mise à jour des critères eux-mêmes peut être déterminée par BRUGEL et/ou être évaluée sur demande du GRD. Nous conseillons

³⁷ Au regard du contexte politique et de transition énergétique.

d'évaluer leur pertinence à minima à chaque période tarifaire, sans pour autant revenir sur les décisions du passé en cas d'évolution des critères.

Synthèse du schéma d'optimisation dynamique

En résumé, le schéma suivant est préconisé pour encadrer les mesures de gestion du risque de coûts échoués sur le réseau de distribution du gaz :

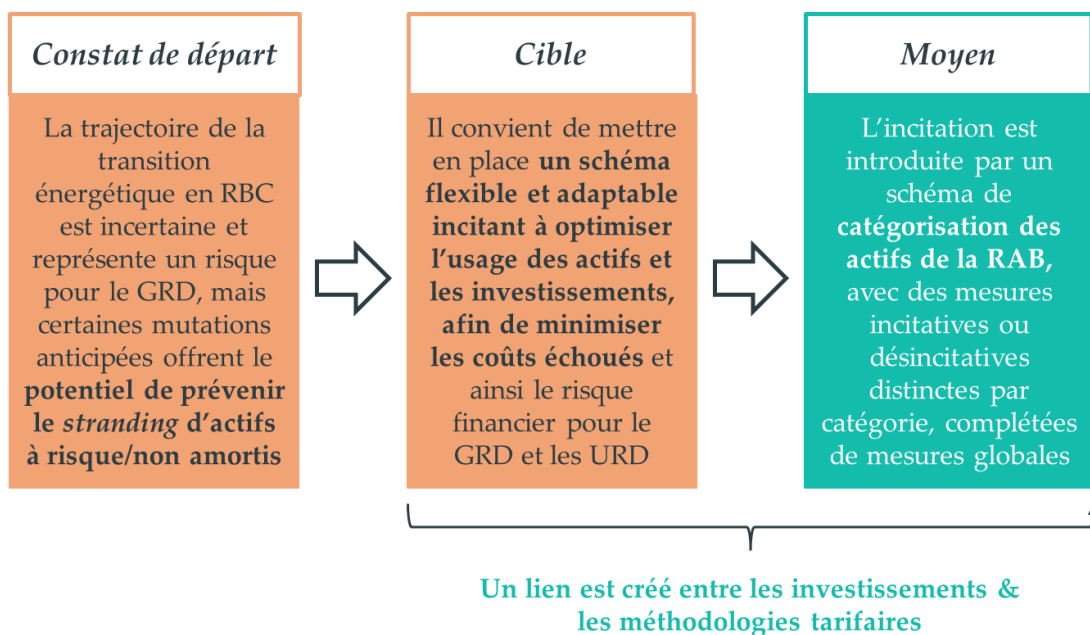


Figure 6 : Résumé du schéma d'optimisation dynamique proposé.

Naturellement, afin que l'approche par classification fonctionne, il est nécessaire d'**associer les bonnes mesures aux bonnes catégories** et, le cas échéant, d'introduire quelques mesures globales (par exemple, par rapport à l'atténuation des impacts tarifaires par un recours au Fonds de régulation). La section suivante, « Recommandations de mesures à appliquer aux différentes catégories d'actifs dès 2025 », fait l'objet de ces mesures.

Recommandations de mesures à appliquer aux différentes catégories d'actifs dès 2025

La cible et les principes directeurs exposés dans les précédentes sections peuvent être traduits en objectifs concrets à atteindre par le biais de la méthodologie tarifaire :

1. **Renforcer la décroissance de la RAB entre 2025 et 2050³⁸** afin de minimiser les pertes financières pour le GRD et les charges financières pour les utilisateurs du réseau restants en 2050 ;

³⁸ En d'autres mots, poursuivre et/ou accentuer la baisse de la RAB gaz en cours depuis 2018.

2. **Permettre à Sibelga de recouvrir les coûts qu'il est légitime qu'il récupère**, à savoir les coûts associés aux actifs de la catégorie 3 ;
3. **Limiter l'impact tarifaire sur les URD actuels**, notamment en atténuant l'éventuel impact tarifaire à court terme des mesures qui porteront leurs fruits à plus long terme ;
4. **Limiter l'impact tarifaire sur les URD futurs** en lissant les impacts du risque de *stranding* sur l'entièreté de la période 2025-2050, notamment parce que les coûts restants à couvrir seront répartis sur une base de clients réduite en 2050 par rapport à aujourd'hui. Les coûts peuvent par conséquent être plus difficiles à supporter par des utilisateurs individuels à l'avenir ;
5. **Inciter Sibelga à optimiser sa stratégie d'investissement**, ce qui est cohérent avec les principes énoncés dans les sections précédentes (cf. « Principes directeurs », page 29, et « Cadre général », page 32).

Il est en outre essentiel de prendre en compte les principes tarifaires et valeurs respectés par BRUGEL en tant que régulateur.

Prises ensemble, les mesures présentées ci-dessous permettent de répondre à ces objectifs. Pour rappel, sauf contre-indication, les mesures proposées ont vocation à être inscrites dans la méthodologie tarifaire à **partir de 2025**, sans application rétroactive.

1. Non-activation des surcharges

La méthodologie tarifaire 2020-2024 permet d'entrer dans la RAB, au même titre que les CAPEX, des OPEX tels que les coûts de personnel et les travaux d'étude associés à l'investissement. De cette manière, la RAB ne reflète pas uniquement l'infrastructure et les pièces qui composent le réseau physique, mais également la valeur des moyens que le GRD a dû mettre en œuvre pour le bon dimensionnement et fonctionnement du réseau. L'amortissement s'applique à la somme des CAPEX et surcharges qui entrent dans la RAB.

En termes d'impact tarifaire, les effets sont les suivants :

- Diminution des OPEX à court terme. L'étalement des OPEX sur la durée de vie de l'actif entraîne un déplacement temporel de la charge financière : les coûts d'utilisation du réseau et de l'amortissement diminuent aujourd'hui et augmentent demain ;

- Augmentation des CAPEX à court terme. En traitant certains OPEX comme des CAPEX, la valeur de la RAB augmente dans l'immédiat. Les surcharges représentent actuellement environ 36% de la RAB³⁹.

Nous proposons de mettre un terme à la pratique de l'activation des surcharges pour l'ensemble des actifs dès la méthodologie tarifaire 2025-2029.

Avantages principaux

- **La mesure limite l'incitation au surinvestissement.** Par ailleurs, elle n'impacte pas la possibilité de recouvrir les coûts principaux des investissements, car l'intégralité des CAPEX continueront d'entrer dans la RAB ;
- **La mesure permet également de renforcer la décroissance la RAB et de limiter l'impact tarifaire pour les futurs utilisateurs de réseau (2050).** Il y aura un déplacement temporel dans l'autre sens, de l'avenir au court terme, ce qui peut entraîner une augmentation tarifaire au début de la période 2025-2050. Néanmoins, la charge des OPEX à court terme pourra être répartie sur une base de clients plus importante qu'en 2050, limitant ainsi l'impact tarifaire par utilisateur ;
- De plus, comme démontré dans le chapitre « Simulations d'impact » à partir de la page 53, l'impact tarifaire entraîné par cette mesure à court terme paraît faible et maîtrisable.

La non-activation des surcharges pour l'ensemble des investissements à partir de 2025 répond aux **objectifs 1, 4 et 5** tel qu'exposés sur la page 37.

2. Amortissement accéléré pour les actifs de la catégorie 3

L'amortissement⁴⁰ actuellement pratiqué consiste en l'application d'un taux fixe à la valeur comptable initiale d'un investissement, soit la valeur d'acquisition historique.

L'option de pratiquer cette forme d'amortissement à des taux plus élevés a été évoquée par le GRD et considérée sérieusement dans le cadre de la présente étude. Une possibilité serait de fixer l'objectif d'atteindre une valeur nulle pour l'ensemble de la RAB en 2050, et de déterminer les durées

³⁹ La valeur de 36%, fournie par BRUGEL le 14/04/2022, a été calculée sur base de la valeur totale de la RAB fin 2021 en isolant les surcharges sur les actifs amortis à 2 et 3%. Les impacts de la prise en compte, par exemple, des valeurs annuelles récentes seraient faibles et la tendance d'évolution de la RAB sur la période 2025-2050 resterait la même.

⁴⁰ Pour les définitions des différents termes que nous utilisons pour référer à différentes approches à l'amortissement, cf. « Terminologie utile » sur la page 8.

de vie comptables et les taux d'amortissement à appliquer à partir de 2025 sur base de cet objectif. Néanmoins, nous estimons que **cette approche n'est compatible ni avec l'objectif de réorienter les investissements** en fonction de l'avancée de la transition énergétique, **ni avec le principe du partage de risque entre le GRD et les URD**. Ainsi, nous n'avons pas retenu cette option.

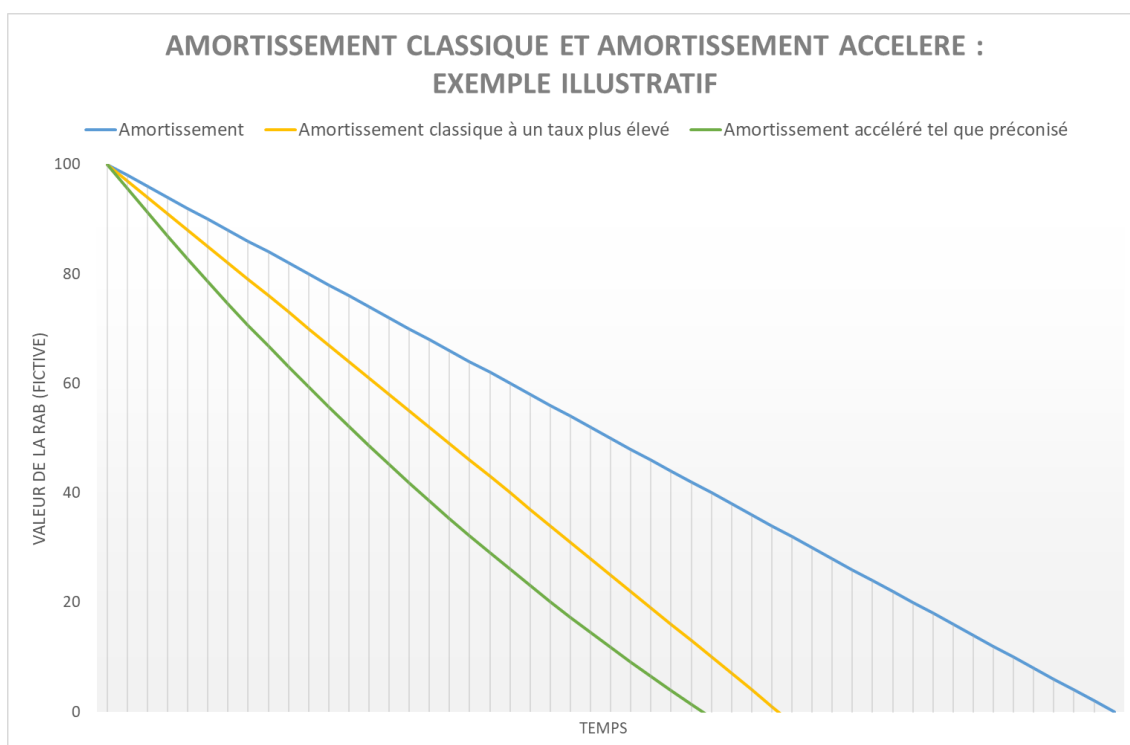
Il semble cependant légitime d'accélérer l'amortissement pour une sous-partie de la RAB, à savoir la catégorie 3 d'actifs (« Coûts récupérés par le GRD »). Cette catégorie représentant les investissements indispensables et utiles malgré leur caractère sous-optimal dans un contexte de transition énergétique, nous considérons qu'elle correspond à la mission de service public du GRD gaz et qu'une mesure permettant d'accroître la visibilité du GRD sur le recouvrement de ces coûts d'investissement est justifiée.

L'amortissement « classique » à un taux plus élevé consisterait à augmenter les taux actuellement appliqués (2 et 3% pour les actifs considérés dans le cadre de la présente étude). **Nous préconisons néanmoins d'opter pour un amortissement accéléré qui permettrait de récupérer les coûts plus tôt.**

Concrètement, la forme d'amortissement accéléré que nous proposons consiste à fixer deux taux d'amortissement, appliqués chaque année :

- **Une dotation d'amortissement « normale »** calculée sur la valeur d'acquisition nette (hors interventions des utilisateurs du réseau) au taux d'amortissement fixé pour ce type d'actif ;
- **Une dotation d'amortissement « complémentaire »** calculée sur la valeur comptable de l'actif après amortissement « normal », à un taux à déterminer par le régulateur (ici, 2% pour tous les actifs).

La figure 7 sur la page suivante illustre cette approche (exemple fictif).



*Figure 7 : Exemple illustratif de l'amortissement accéléré.
(Taux d'amortissement : 2%. Taux plus élevé : 3%. Amortissement accéléré : 2,5 + 2%.)*

Avantages principaux

- La mesure permet au GRD de **limiter les risques** et de recouvrir des coûts plus tôt que dans la situation actuelle ;
- En outre, elle permet d'**accélérer la décroissance de la RAB** ;
- Alors que les points ci-dessus pourraient s'appliquer à l'amortissement classique à un taux plus élevé, **la mesure proposée semble, en moyenne, préférable du point de vue des URD futurs**. De plus, elle n'entraîne pas de conséquences négatives non maîtrisables pour les URD actuels (cf. « Simulations d'impact » à partir de la page 53) ;
- La mesure n'est pas incompatible avec le cadre juridique relatif à la comptabilité ou avec les modalités de mise en œuvre imposées.

L'amortissement accéléré pour les actifs de la catégorie 3 répond aux **objectifs 1, 2 et 4** tel qu'exposés sur la page 37.

3. Non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4

Actuellement, l'ensemble des actifs entrent dans la RAB et sont à ce titre inclus dans le financement et la rémunération pour le GRD. Les actifs de la catégorie 4 représentant cependant des investissements dits dispensables, inutiles *et* sous-optimaux dans le contexte de transition énergétique, il semble légitime de ne pas prévoir de financement pour ceux-ci.

Ainsi, nous proposons de ne pas faire entrer les actifs de la catégorie 4 dans la RAB.

Avantages principaux

- Cette mesure incite le GRD à réduire au strict minimum les coûts échoués (soit les actifs entrant dans la catégorie 4) ;
- Néanmoins, la mesure **n'augmente pas le niveau de risque porté par le GRD** : selon les décisions prises par le GRD, la catégorie 4 pourrait correspondre à une valeur nulle.

La non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4 répond aux **objectifs 3, 4 et 5** tel qu'exposés sur la page 37.

4. Utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire

Les mesures 1 et 2 (cf. ci-dessus) entraînent théoriquement une augmentation des tarifs à court terme pour les utilisateurs du réseau existants. Plus précisément :

- En enlevant la possibilité d'intégrer les surcharges (OPEX) aux CAPEX et ainsi à la valeur de la RAB, la **mesure 1** mène à une augmentation du volume d'OPEX reporté sur les tarifs dans l'immédiat car ces coûts ne seront plus étalés sur la durée de vie comptable des actifs. L'intérêt de cette mesure du point de vue de la problématique des coûts échoués se trouve plutôt dans la désincitation au surinvestissement par le GRD (en diminuant la rémunération du capital), dans la décroissance de la RAB et dans la limitation de l'impact tarifaire à long terme par rapport à la situation actuelle ;
- En accélérant l'amortissement des actifs de la catégorie 3, la **mesure 2** représente un déplacement temporel de la contribution financière à l'amortissement par les utilisateurs futurs aux utilisateurs actuels. Cette mesure a des avantages à court terme pour le GRD (en accélérant la récupération du capital) et à long terme pour les

utilisateurs de réseau restants (en limitant la valeur de la RAB et ainsi des tarifs), au prix d'un impact sur les utilisateurs de réseau actuels.

Pour ces raisons, nous proposons de se réserver l'option de recourir au Fonds de régulation, dont les soldes totaux s'élèvent à 125 M€⁴¹, afin d'atténuer les impacts tarifaires si et quand BRUGEL l'estime pertinent⁴².

La **mesure 5** (cf. ci-dessous) vient soutenir cette proposition, car elle permet d'augmenter les soldes disponibles pour faire face aux impacts tarifaires tout au long de la période 2025-2050.

Il convient de fixer des principes d'affectation des soldes afin de déterminer si et quand d'éventuelles sommes sont à attribuer. Un chiffrage du montant global concerné par la problématique du *stranding* sur la période 2025-2050 se retrouve dans la section « Implications pour le Fonds de régulation tarifaire » à partir de la page 62.

Avantages principaux

- Cette mesure **permet d'atténuer l'impact tarifaire** et ainsi de lisser davantage les impacts globaux pour les utilisateurs du réseau entre 2025 et 2050 ;
- Par l'application de cette mesure, **des montants disponibles dans le Fonds de régulation sont rendus aux utilisateurs**, qui les ont payés ;
- Elle invite également à développer une méthode d'évaluation des conditions appelant à une utilisation des soldes et à **rationnaliser l'utilisation des soldes disponibles**, le cas échéant. Ceci facilite l'atteinte de l'objectif d'une limitation du risque pour les utilisateurs à chaque instant T ;
 - Les simulations d'impact des mesures, dont les résultats sont présentés à partir de la page 53, offrent une vue d'ensemble des impacts globaux et ainsi de l'ordre de grandeur de la problématique du point de vue du Fonds entre 2025 et 2050.

L'utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire pour atténuer les impacts associés avec le risque de coûts échoués répond à l'**objectif 3** tel qu'exposé sur la page 37.

⁴¹ Valable en octobre 2022.

⁴² Il est cependant à noter que ces soldes seront a priori plus faibles à la fin de la période tarifaire en cours, car ils ont permis de couvrir les effets de l'inflation et de la diminution probable des volumes de gaz consommés dans un contexte de prix élevés.

5. Non-rémunération des investissements financés via le Fonds de régulation tarifaire

La présente mesure repose sur le principe qu'aucun recours ne devrait être fait à une source de financement constituée via les tarifs par les utilisateurs de réseau.

La possibilité de recourir au Fonds de régulation pour rendre des sommes aux utilisateurs peut être assurée, entre autres, en désincitant le recours au Fonds pour financer les investissements du GRD. Aujourd'hui, un taux de rémunération est appliqué à l'ensemble des investissements du GRD. **Nous proposons de fixer un taux de rémunération de 0% pour les éventuels investissements financés par le Fonds de régulation.**

Avantages principaux

- Cette mesure désincite le recours au Fonds de régulation par le GRD, et permet ainsi de **soutenir directement les utilisateurs du réseau** en cas d'augmentation tarifaire dépassant une limite de la « *payabilité* » à fixer ;
- Ceci est d'autant plus justifié que les montants disponibles dans le Fonds ont été payés par les utilisateurs.

La non-rémunération d'investissements financés par le Fonds de régulation répond aux **objectifs 3, 4 et 5** tels qu'exposés sur la page 37.

6. Suppression complète du tarif préférentiel pour le raccordement de petites installations

Les petites installations⁴³ bénéficient historiquement d'un tarif préférentiel pour le raccordement au réseau de distribution du gaz naturel. Ce tarif n'est plus justifié au regard de la politique régionale et européenne. Il semble alors légitime d'arrêter d'encourager le raccordement d'installations de gaz en appliquant le principe de réfectivité des coûts de raccordement. Ceci allège en outre la charge supportée par les utilisateurs non concernés par le raccordement (car cette charge est répartie sur la base de clients).

Ainsi, **nous avons proposé, dans les divers échanges relatifs à la présente étude, de supprimer le tarif préférentiel pour le raccordement de nouvelles installations de petite taille.**

⁴³ Branchements gaz avec un débit inférieur ou égal à 40 m³/h.

Il est à noter que le régulateur a **acté la suppression de tout tarif préférentiel** le 4 octobre 2022⁴⁴. La mesure entrera en vigueur pendant la période tarifaire en cours (pré-2025).

Avantages principaux

- La mesure cesse d'inciter au raccordement au réseau de gaz naturel, et **s'inscrit ainsi dans la politique énergétique** relative à la sortie du gaz naturel ;
- La mesure permet à Sibelga de continuer à **recouvrir l'intégralité des coûts** de raccordement de petites installations ;
- La mesure mène à une **diminution des tarifs périodiques** pour les clients non concernés par le raccordement.

La suppression du tarif préférentiel pour le raccordement d'installations de petite taille répond aux **objectifs 2, 3 et 4** tels qu'exposés sur la page 37.

⁴⁴ Cf. la décision 210 portant abrogation et remplaçant la décision 205 relative aux modifications tarifaires au cours de la période 2022-2024 et portant principalement sur les tarifs de distribution applicables pour le partage d'énergie.

Synthèse des recommandations

Pour rappel, les mesures doivent permettre de répondre aux objectifs suivants (cf. page 37) :

- Renforcer la décroissance de la RAB entre 2025 et 2050 ;
- Permettre à Sibelga de recouvrir les coûts qu'il est légitime qu'il récupère ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD actuels ;
- Limiter l'impact tarifaire sur les URD futurs ;
- Inciter Sibelga à optimiser sa stratégie d'investissement.

Le tableau suivant résume les mesures proposées et les lie aux objectifs visés :

	Mesure	Mesure connexe	Objectif(s)
1°	Non-activation des surcharges, appliquée aux investissements hors interventions sur demande du client	4°	1 4 5
2°	Actifs de la catégorie 3 : Amortissement accéléré par l'application d'un taux d'amortissement linéaire à la valeur initiale de l'actif et un taux d'amortissement appliqué à la valeur résiduelle non amortie	4°	1 2 4
3°	Actifs de la catégorie 4 : Non-entrée dans la RAB des actifs concernés	-	3 4 5
4°	Utilisation partielle des Fonds de régulation pour diminuer les tarifs	1° - 2° - 5°	3
5°	Taux de rémunération à 0% pour les investissements financés par le Fonds de régulation	4°	3 4 5
6°	Suppression du tarif préférentiel pour le raccordement	-	2 3 4

Figure 8 : Résumé des mesures proposées et des objectifs visés.

Point relatif au risque de stranding des investissements 2020-2024

La question s'est posée de savoir si les investissements de la période 2020-2024 devraient être intégrés au cadre de classification prévu. Selon les estimations de Sibelga, la valeur résiduelle du réseau s'élèverait à 46 M€ en 2050 sur base de l'ensemble des investissements passés⁴⁵. On peut considérer que la grande majorité des investissements 2020-2024 relèveraient de la catégorie 3 : indispensables et utiles, mais avec un risque de *stranding* en cas de sortie totale du gaz fossile en 2050.

Nous proposons de ne pas appliquer la classification de manière rétroactive à des investissements déjà approuvés, l'intérêt du schéma étant

⁴⁵ Données reçues le 05/04/2022.

d'influencer les décisions d'investissement futures via les (dés)incitations inscrites dans la proposition. Nous rappelons également que l'imprévisibilité de la trajectoire de la transition énergétique et la possibilité, le cas échéant, de redéployer certains actifs mèneront potentiellement à une situation dans laquelle les 46 M€ ne seront pas échoués (dans leur intégralité).

Il convient néanmoins de trouver un **équilibre entre l'acceptation d'un certain niveau de *stranding* potentiel lié à ces investissements et la mise en place d'un mécanisme de compensation à activer *si et quand* cela s'avère nécessaire**, c'est-à-dire quand la transition énergétique aura induit des développements observables cristallisant le risque de *stranding*.

Nous proposons **un traitement distinct** des investissements 2020-2024, en inscrivant l'option d'affecter, de manière ad hoc et en cas de besoin avéré et justifié, des sommes du Fonds de régulation tarifaire à la couverture des coûts échoués liés à ces investissements :

- **Point de départ** : on peut considérer qu'une compensation d'au moins une partie de ces coûts est justifiable si du *stranding* est observé et démontrable par le GRD (i.e. pas de *stranding* anticipé) ;
- **Moyen de compensation** :
 - Nous préconisons d'inscrire dans la méthodologie tarifaire la possibilité de libérer un montant du Fonds de régulation de manière ad hoc en cas de *stranding* des actifs liés aux investissements 2020-2024 ;
 - L'affectation de cette somme peut être traitée comme les « coûts non gérables » dans le cadre actuel ;
 - Il est à préciser qu'une telle affectation ne devrait être prévue qu'en cas de *stranding* avéré induit par une baisse réelle de la consommation du gaz⁴⁶ liée à la transition énergétique. En effet, nous considérons que la couverture des coûts des investissements à partir de 2025 et l'atténuation d'augmentations tarifaires sont prioritaires sur le recouvrement anticipé des investissements 2020-2024 ;
- **Monitoring** : la hauteur des sommes éventuellement attribuées est à déterminer par BRUGEL en fonction de la hauteur des coûts réellement échoués en conséquence de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau. En d'autres mots :

⁴⁶ Un autre indicateur peut être choisi, par exemple le nombre de clients.

- Si l'on constate que le risque de coûts échoués liés à la transition énergétique ne s'est pas (encore) matérialisé pour les investissements 2020-2024, il n'y aura pas de libération de fonds. De cette manière, les impacts tarifaires sont nuls ;
- L'évaluation de la légitimité ou non d'affecter une somme à un moment donné pourra être menée sur demande du GRD comme à l'initiative de BRUGEL. La décision finale sur l'affectation et la hauteur de la somme reviendra à BRUGEL ;
- Les indicateurs utilisés lors de l'évaluation seront à définir en collaboration entre le régulateur et le GRD.

Investissements pré-2020

Il convient de préciser pourquoi les investissements pré-2020 sont exclus des dispositifs proposés dans la présente étude. En effet, il est considéré que les coûts échoués ne sont pas des coûts GRD « classiques » et qu'il y a eu un changement de paradigme avant et après 2020.

Avant 2020, on pouvait considérer que les coûts échoués étaient un **risque industriel comme tout autre risque** (prise en compte de manière « *business-as-usual* »). Dans un contexte de traitement « BAU », ces risques sont par nature imprévisibles et ne peuvent généralement pas être récupérés si une situation de *stranding* soudain arrive. Les décisions opérationnelles et d'investissement ont été prises sur base et en toute connaissance de ces principes.

Depuis 2020, il y a une visibilité sur les objectifs politiques relatifs au futur du gaz naturel qui n'existait pas auparavant. Ainsi, le risque de coûts échoués est devenu une réalité concrète et distinct d'autres risques industriels, **créant une circonstance exceptionnelle pour laquelle il convient de réfléchir à des mesures dédiées** à mettre en place. Il est désormais logique de chercher à minimiser ce risque devenu *spécifique* et à trouver le juste équilibre dans le partage de ce risque entre le GRD et les utilisateurs du réseau, d'autant plus que l'on bénéficie d'un « préavis » de 30 ans avant la cristallisation (attendue) du risque.

Considérant qu'il y a eu une véritable rupture avant et après 2020 s'agissant de la problématique de *stranding* relative au réseau de gaz naturel, **nous ne prévoyons pas d'application rétroactive pré-2020 des mesures**, qu'il s'agisse du cadre proposé à partir de 2025 ou du traitement spécifique des investissements 2020-2024.

Point relatif à l'adaptation de la prime de risque

Nous avons étudié l'intérêt soit d'augmenter la prime de risque prise en compte dans la rémunération du GRD de manière générale, soit de diminuer la prime de risque pour les catégories 1 et 2 (cf. « Cadre général », page 32).

Une augmentation de la prime de risque permettrait au GRD de se couvrir davantage contre le risque particulier du *stranding* et d'avoir plus de visibilité sur le recouvrement de ses coûts. Une diminution de la prime de risque pour les actifs des catégories 1 et 2 serait basée sur l'argument que le risque de *stranding* n'existe plus pour ces catégories (car les actifs seront soit amortis en 2050, soit redéployés pour un nouvel usage), et qu'il peut être justifié de réduire l'étendue de la couverture des risques dans ces cas.

Nous n'avons pas retenu ces deux pistes, pour les raisons suivantes. Concernant l'augmentation de la prime de risque :

- Cette mesure peut inciter au surinvestissement sans forcément inciter à investir de manière à limiter les actifs non amortis / échoués à l'horizon 2050 ;
- Elle bénéficie avant tout aux actionnaires du GRD, sans enlever le risque d'un report des coûts réellement échoués sur les tarifs des utilisateurs à moyen/long terme ;
- La composition de la prime de risque couvrant l'entièreté des risques – juridiques, opérationnels, technologiques, marché... – sans détail de la nature précise de ceux-ci⁴⁷, il serait très difficile d'établir une méthodologie adaptée pour fixer la nouvelle prime ;
- Il paraît en outre complexe de justifier une prime supplémentaire pour un risque connu longtemps à l'avance.

Concernant la diminution de la prime de risque pour les catégories 1 et 2 :

- La même difficulté méthodologique relative à la construction et le calcul de la hauteur de la prime diminuée s'applique ;
- Bien que le risque de *stranding* lié à la transition énergétique soit connu longtemps en avance et peut être réduit, les risques « habituels » auxquels le GRD est exposé persistent en parallèle et justifient le maintien de la prime actuelle ;
- Une rémunération plus basse pour les catégories 1 et 2 risque d'aller à l'encontre de l'objectif d'incitation à ces investissements.

⁴⁷ Méthodologie tarifaire 2020-2024, point 1.2.3.2.

Mise en œuvre

En plus de l'intégration du système de classification des actifs et des mesures correspondantes à la méthodologie tarifaire 2025-2029, **plusieurs étapes** sont à prévoir :

- La définition des critères de classification ;
- L'intégration du principe de classification à l'établissement des plans d'investissement ;
- La proposition et validation des classifications pour l'établissement des tarifs.

Plusieurs parties prenantes sont impliquées dans le processus. Nous proposons de mettre en place le mode de fonctionnement suivant :

1. **La définition de critères de classification**⁴⁸ : les critères seront à convenir entre les acteurs concernés en raison du lien entre les plans d'investissement (validés par le gouvernement) et la méthodologie tarifaire (compétence de BRUGEL). L'objectif est d'appliquer la même logique aux deux documents ;
2. **L'intégration du principe de classification à l'établissement des plans d'investissement** : comme aujourd'hui, Sibelga établira un plan d'investissement à chaque période tarifaire. Dans l'idéal, ce plan serait désormais instruit par les classifications qui découlent des décisions d'investissement. Le plan d'investissement serait accompagné d'une première classification des actifs concernés. Également comme aujourd'hui, BRUGEL établit un canevas pour le plan et émet un avis avant validation par le gouvernement ;
3. **La proposition et validation des classifications pour l'établissement des tarifs**⁴⁹ : suite à la validation du plan d'investissement, Sibelga remettrait à BRUGEL une proposition de classification détaillée, éventuellement mise à jour sur base de l'avis émis sur le plan d'investissement, et cette fois à la fin spécifique d'établir des tarifs corrects. Cette proposition serait accompagnée de données et justifications permettant à BRUGEL d'évaluer la proposition de classification. BRUGEL disposerait du pouvoir de valider ou non la proposition de Sibelga ;

⁴⁸ Pour des exemples de critères de catégorisation, nous invitons le lecteur à consulter « Point relatif à la création d'un lien entre tarifs et investissements », page 35.

⁴⁹ Uniquement pour le plan d'investissement 2025-2029.

-
- **La charge de la preuve reviendra ainsi à Sibelga**, qui devra démontrer, sur base des critères de classification⁵⁰, qu'une tentative a été menée de transformer un actif placé dans la catégorie 3 en un investissement de la nature des catégories 1 et 2, pourquoi un actif ne relève pas de la catégorie 4, etc. ;
 - **La « classification tarifaire » pourrait diverger de la classification proposée dans le cadre du plan d'investissement.** En effet, alors que le gouvernement bénéficie du pouvoir de décision finale par rapport aux plans d'investissement, BRUGEL bénéficie de ce pouvoir en matière de tarification et, par extension, devrait bénéficier de ce pouvoir s'agissant de la classification des actifs dans ce cadre.

Monitoring et adaptations futures

L'un de nos points de départ étant que la trajectoire exacte de la transition énergétique est peu prévisible, **notre proposition a été construite pour être flexible et adaptable.** En effet, elle permet de revoir, au fil de l'eau, la classification des actifs et/ou les paramètres des mesures, telles que les taux d'amortissement appliqués à la catégorie 3.

Ceci induit également la nécessité de prévoir un *monitoring* des impacts de la transition énergétique sur le réseau de distribution du gaz en région bruxelloise. **Ce monitoring peut prendre la forme d'un suivi des critères de classification⁵¹ des actifs en les traitant, en parallèle, comme des indicateurs de suivi.** En d'autres mots, il y aurait (i) des critères pour évaluer la pertinence de la classification des actifs par Sibelga, qui sont également utilisés (ii) comme des indicateurs de suivi de la trajectoire de la transition énergétique et ses impacts sur le réseau de gaz.

Comme indiqué précédemment, la pertinence des critères/indicateurs peut être revue à une fréquence désirée par BRUGEL ou sur demande du GRD.

⁵⁰ Cf. page 36 pour des exemples de critères de classification.

⁵¹ Pour des exemples de critères de catégorisation, nous invitons le lecteur à consulter « Point relatif à la création d'un lien entre tarifs et investissements », page 35.

Simulations d'impact

Simulations d'impact

Mesures simulées

L'impact des recommandations sur le risque de *stranding* pour le GRD et sur les tarifs pour les URD a été simulé en faisant appel à l'expertise du **Professeur Frank Venmans (LSE)** pour le développement d'un outil de simulation. Plus spécifiquement, l'impact des mesures suivantes a été simulé :

- **Mesure 1 : Non-activation des surcharges ;**
- **Mesure 2 : Amortissement accéléré⁵².**

La mesure 3 – non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4 – étant purement désincitative et servant à encourager d'autres types d'investissements, nous partons du principe que la valeur de la catégorie 4 sera nulle. Le même principe s'applique à la mesure 5 (non-rémunération des investissements financés à l'aide du Fonds de régulation). La mesure 6 – suppression du tarif préférentiel pour les petites installations – n'entraînant ni d'augmentation du risque de coûts échoués pour le GRD ni d'augmentation tarifaire pour les URD et ayant d'ores et déjà été actée, aucune simulation ne semble nécessaire.

Enfin, la mesure 4 – utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire – intervient *après* les simulations. Il s'agit d'une mesure pouvant atténuer les impacts attendus selon les simulations.

Objectifs

Les simulations poursuivent les objectifs suivants :

- Comparer l'impact de l'inaction, de l'application de mesures isolées et de l'application d'une combinaison de mesures ;
- Obtenir un ordre de grandeur des impacts financiers *potentiels* pour le GRD des différentes combinaisons de mesures, afin de déterminer si l'application des mesures 1 et 2 est justifiable par rapport aux alternatives ;

⁵² Pour la définition de « l'amortissement accéléré » utilisée dans le présent rapport, cf. « Terminologie utile », page 8.

- Obtenir un ordre de grandeur des impacts financiers *potentiels* pour les URD, individuellement et au niveau global, à court terme et à long terme ;
- Définir des principes d'affectation du Fonds de régulation à la réduction de l'augmentation tarifaire résultant de la gestion du risque de coûts échoués ;
- Estimer la hauteur des fonds concernés par an sur la période 2025-2050.

Rappel des simulations, modèles et scénarii

Afin de comparer l'impact de mesures isolées et de mesures combinées, ainsi que de l'inaction, six scénarii ont été développés :

1. **Business-as-usual (BAU)** : amortissement des actifs aux taux actuellement en vigueur, soit 2 et 3%, appliqués à la valeur initiale ;
2. **Amortissement classique à un taux plus élevé⁵³** : amortissement des actifs à des taux plus élevés qu'aujourd'hui, soit 3 et 4% ;
3. **Non-activation des surcharges⁵⁴** : suppression des surcharges sur les investissements, soit les coûts OPEX qui sont actuellement transférés aux CAPEX (à hauteur de 36% de la RAB⁵⁵) et pris en compte dans l'amortissement. Cette mesure ne s'applique pas aux interventions qui ont lieu sur demande du client ;
4. **Amortissement classique à un taux plus élevé + Non-activation des surcharges** : combinaison des mesures des scénarii 2 et 3 ;
5. **Amortissement accéléré⁵⁶** : l'amortissement à 2 et 3% appliqué à la valeur initiale d'un actif est maintenu mais complété d'un taux d'amortissement de 2% appliqué à la valeur comptable résiduelle ;
6. **Amortissement accéléré + Non-activation des surcharges** : combinaison des mesures des scénarii 5 et 3.

⁵³ Dans ce qui suit, « l'amortissement » et « l'amortissement classique à un taux plus élevé » réfèrent à la méthode d'amortissement appliquée aujourd'hui, soit un amortissement sur base de la valeur initiale d'un actif sans prise en compte de quelconque valeur résiduelle.

⁵⁴ Cf. « Terminologie utile », page 8.

⁵⁵ La valeur de 36%, fournie par BRUGEL le 14/04/2022, a été calculée sur base de la valeur totale de la RAB fin 2021 en isolant les surcharges sur les actifs amortis à 2 et 3%. Les impacts de la prise en compte, par exemple, des valeurs annuelles récentes seraient faibles et la tendance d'évolution de la RAB sur la période 2025-2050 resterait la même.

⁵⁶ Dans ce qui suit et à la différence des termes « amortissement classique » ou « amortissement » seul, « l'amortissement accéléré » réfère à une méthode d'amortissement consistant à l'application d'un pourcentage à la valeur initiale et d'un deuxième pourcentage à la valeur résiduelle courante de l'actif.

Chaque scénario a été simulé dans le cadre de quatre **modèles** différents, qui sont caractérisés par différentes trajectoires d'évolution du nombre d'utilisateurs du réseau de gaz dans le temps :

1. Base clients actuelle +5% jusqu'en 2030 puis -100% à l'horizon 2050⁵⁷ ;
2. Base clients actuelle -100% à l'horizon 2050 ;
3. Base clients actuelle -85% à l'horizon 2050 ;
4. Base clients actuelle -60% à l'horizon 2050.

Enfin, chaque modèle et chaque scénario ont été testés dans le cadre de deux grandes simulations distinctes :

1. **Futurs investissements endogènes**⁵⁸ :
 - Les données réelles de Sibelga⁵⁹ par an et par catégorie d'actifs ont été utilisées pour les investissements nets passés (<2023) ;
 - Les investissements futurs sont endogènes à la simulation et évoluent avec le nombre de clients restants (≥2023).
2. **Futurs investissements Sibelga** :
 - Les données réelles de Sibelga par an et par catégorie d'actifs ont été utilisées pour les investissements nets passés (<2023) ;
 - Des estimations chiffrées fournies par Sibelga⁶⁰ ont été utilisées pour les investissements futurs (≥2023), par an et par catégorie d'actifs.

⁵⁷ Scénario développé par Sibelga, « Construction du scénario *stranded assets* gaz », 08/12/2021.

⁵⁸ La première simulation a été retenue et privilégiée en raison du caractère dynamique des investissements qui nous semble souhaitable et qui découle des mesures que nous proposons pour la gestion du risque de coûts échoués. Elle permet ainsi de mieux tester l'effet de notre approche sur les investissements et, par extension, sur le risque de stranding.

⁵⁹ Données reçues le 04/02/2022.

⁶⁰ Données reçues le 12/05/2022.

En résumé, nous avons obtenu **48 sets de résultats** :

<u>Simulation 1 :</u> Futurs investissements endogènes	<u>Simulation 2 :</u> Futurs investissements Sibelga
<p><u>Modèle 1 :</u> Base clients +5% jusqu'en 2030 puis -100% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>	<p><u>Modèle 1 :</u> Base clients +5% jusqu'en 2030 puis -100% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>
<p><u>Modèle 2 :</u> Base clients -100% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>	<p><u>Modèle 2 :</u> Base clients -100% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>
<p><u>Modèle 3 :</u> Base clients -85% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>	<p><u>Modèle 3 :</u> Base clients -85% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>
<p><u>Modèle 4 :</u> Base clients -60% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>	<p><u>Modèle 4 :</u> Base clients -60% à l'horizon 2050</p> <p>→ 6 scénarii (cf. ci-dessus)</p>

Figure 9 : Vue d'ensemble des sets de résultats des simulations.

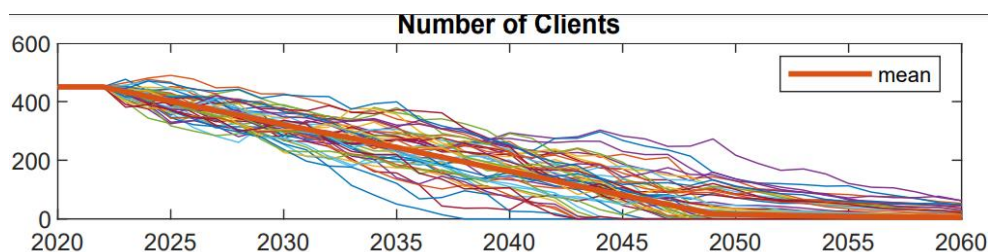
Choix méthodologiques

Pour une description détaillée de la méthodologie appliquée, veuillez-vous référer à la section « Simulations » dans le chapitre « Approche méthodologique », à partir de la page 16.

Clé de lecture des résultats

Comme indiqué à la description de la méthodologie, 5000 *runs* (trajectoires aléatoires des variables) ont été menés lors de chaque simulation Monte-Carlo. Ceux-ci permettent d'identifier des moyennes et médianes sur base d'une distribution normale de l'ensemble des possibilités représentées par les 5000 résultats.

Les images ci-dessous fournissent des exemples graphiques de ce principe :



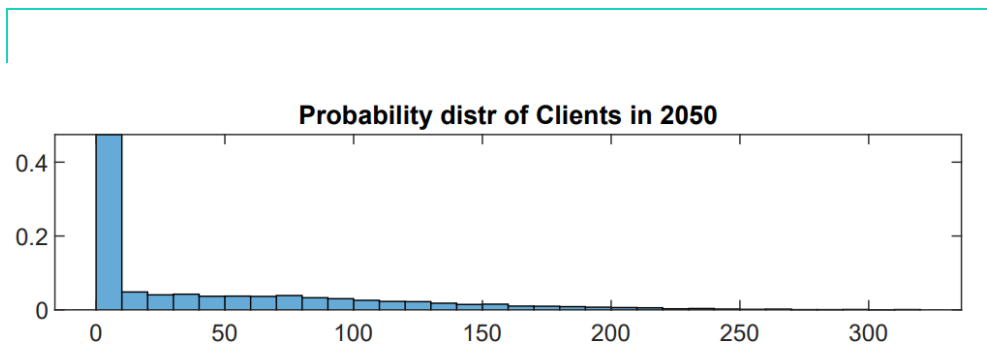


Figure 10 : Exemple illustratif des résultats des simulations (évolution du nombre de clients).

Ici, on voit que la trajectoire la plus probable et fréquente contient 0 clients en 2050, mais ce n'est pas le cas de toutes les trajectoires aléatoires. Ceci semble plus réaliste et utile qu'un output déterministe, selon lequel la seule possibilité à l'horizon 2050 serait un scénario de 0 clients.

Les résultats des trajectoires d'évolution du nombre de clients sont présentés sous forme des images ci-dessus.

Les résultats des coûts potentiellement échoués et des impacts tarifaires sont quant à eux présentés sous forme de tableau :

- La RAB projetée aux horizons 2050 et 2060 est indiquée ;
- S'agissant des coûts échoués, nous présentons la moyenne en 2050, la médiane étant de 0 dans chaque scénario. Nous présentons également les percentiles 90, 95 et 99 : il s'agit de coûts potentiellement échoués **uniquement dans les cas où la RAB/client maximale de 1666 € est atteinte** (cf. « Règles fixées » sous « Simulations », page 25). Dans ces cas, les coûts potentiellement échoués dépassent les chiffres indiqués dans le tableau dans 10, 5 ou 1% des trajectoires concernées seulement. Il convient de rappeler que ces coûts ne sont pas *nécessairement* échoués ; la hauteur réelle dépendra de l'évolution de la transition énergétique et des choix d'investissement par le GRD ;
- L'impact tarifaire annuel par client représente la part de la facture correspondant à la contribution financière de l'URD à l'amortissement (soit moins que le tarif d'utilisation du réseau total). Les chiffres présentés incluent le montant reporté sur les URD en 2022 dans le scénario *business-as-usual* (il s'agit d'environ 40 €). Ils ne portent que sur les scénarii dans lesquels il reste des clients et les coûts sont répartis sur la base de clients restante.

Scénario	RAB (M€)		Coûts potentiellement échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	X1	X2	Y1	Y2	Y3	Y4	Z1	Z2	Z2	Z4

La moyenne des 5000 trajectoires modélisées pour chaque scénario.

Y2 / Y3 / Y4 = la hauteur des coûts échoués au percentile donné si la RAB maximum/client (1666 €) est atteinte.

Dans seulement 10, 5 ou 1% des trajectoires respectivement, les coûts échoués dépassent Y2 / Y3 / Y4.

La moyenne des trajectoires, sur les 5000, dans lesquelles il y a encore des clients.

La médiane des 5000 trajectoires modélisées par scénario.

Figure 11 : Clé de lecture des résultats des simulations (coûts échoués et impact tarifaire).

Présentation de résultats clés

Les résultats présentés ici portent sur **les scénarii 1, 4 et 6 du modèle 2 de la simulation 1** (cf. « Rappel des simulations, modèles et scénarii », page 54).

Il s'agit plus précisément de la simulation dans laquelle les **futurs investissements sont endogènes**, car celle-ci représente au mieux l'approche dynamique aux investissements que nous préconisons. Elle permet d'estimer ce qui pourrait se produire à l'avenir sous différentes conditions et sur base de différentes adaptations des choix d'investissement.

Le modèle 2 représente la **trajectoire d'évolution du nombre de clients de la base actuelle à 0 en 2050**, suivant une réduction progressive et constante. Nous nous concentrons sur ce modèle car il est aligné aux objectifs politiques actuels.

Le scénario 6 représente notre proposition : non-activation des surcharges et amortissement accéléré⁶¹. **Le scénario 4** intègre les deux mêmes mesures, mais avec un amortissement classique à un taux plus élevé⁶², afin de pouvoir comparer l'efficacité des deux types d'amortissement. Enfin, **le scénario 1** est le scénario « *business-as-usual* », dans lequel les surcharges sont prises en compte dans la RAB et l'amortissement est pratiqué aux taux actuellement en vigueur. Ce dernier scénario nous permettra de comparer la mise en place d'une combinaison de mesures spécifiques (scénarii 4 et 6) avec l'inaction (scénario 1).

⁶¹ Pour la définition de ce terme, cf. « Terminologie utile », page 8.

⁶² Idem.

Modèle 2 : trajectoires d'évolution du nombre de clients

Comme indiqué, le modèle 2 représente une évolution de -100% du nombre de clients à l'horizon 2050 par rapport à la base de clients actuelle, sans périodes de croissance temporaire ou circonstancielle.

Les images ci-dessous indiquent la distribution de probabilités aux horizons 2040 et 2050. Utilisant une méthode de simulation stochastique, la probabilité d'avoir aucun URD en 2050 n'atteint pas 100%. Il s'agit néanmoins du scénario le plus fréquent et probable.

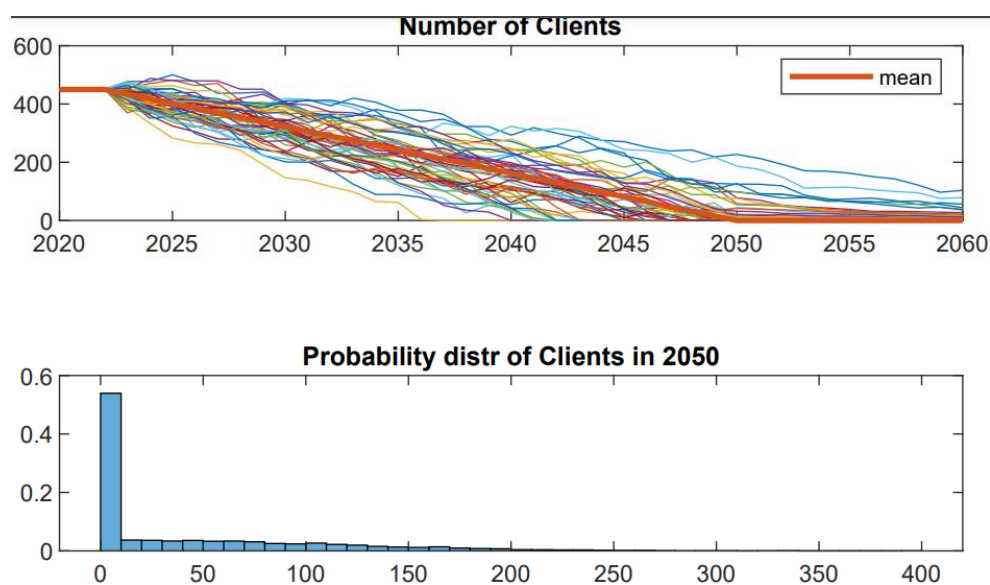


Figure 12 : Trajectoire d'évolution du nombre de clients – modèle 2.
(Nombre de clients en milliers.)

Scénarii 1, 4 et 6 : analyse comparative

Suivant la clé de lecture exposée ci-dessus, le tableau suivant permet de comparer les trois scénarii de manière directe.

Il convient de rappeler que les « coûts échoués » indiquent un ordre de grandeur du risque, mais que ceux-ci peuvent être limités en raison de facteurs externes et/ou de décisions d'investissement du GRD. **Il s'agit en outre uniquement des trajectoires, sur les 5000, dans lesquelles la RAB/client maximale est atteinte** (cf. « Règles fixées », page 25).

Pour rappel également, « l'impact tarifaire annuel par client » comprend la part de contribution à l'amortissement sur la facture, de l'ordre d'environ 40 €/an en 2022.

Scénario	RAB (M€)		Coûts potentiellement échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	115	60	95	167	183	210	44	44	73	73
4°	56	11	52	114	136	168	68	68	118	102
6°	58	12	53	116	137	169	69	68	102	103

1° Business-as-usual
4° Amortissement à un taux plus élevé & non-activation surcharges
6° Amortissement accéléré & non-activation surcharges

Figure 13 : Résultats de simulation – RAB, coûts échoués et impact tarifaire (scénarii 1, 4, 6).

Les figures 14 et 15 ci-dessous indiquent, respectivement, l'impact tarifaire par année sur la période 2025-2050 et l'impact de chaque scénario sur le *stranding* potentiel. (NB : dans le premier graphique, l'impact tarifaire est mesuré en **augmentation annuelle** par rapport à 2022.)

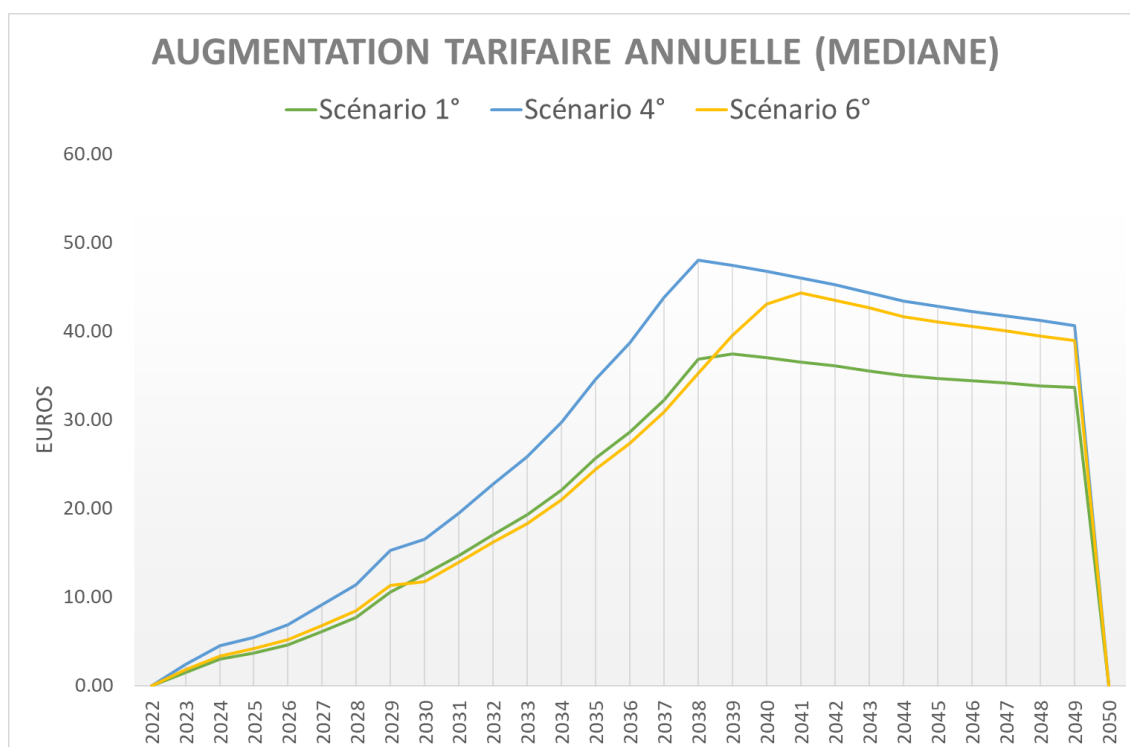


Figure 14 : Résultats de simulation – augmentation tarifaire annuelle (scénarii 1, 4, 6).

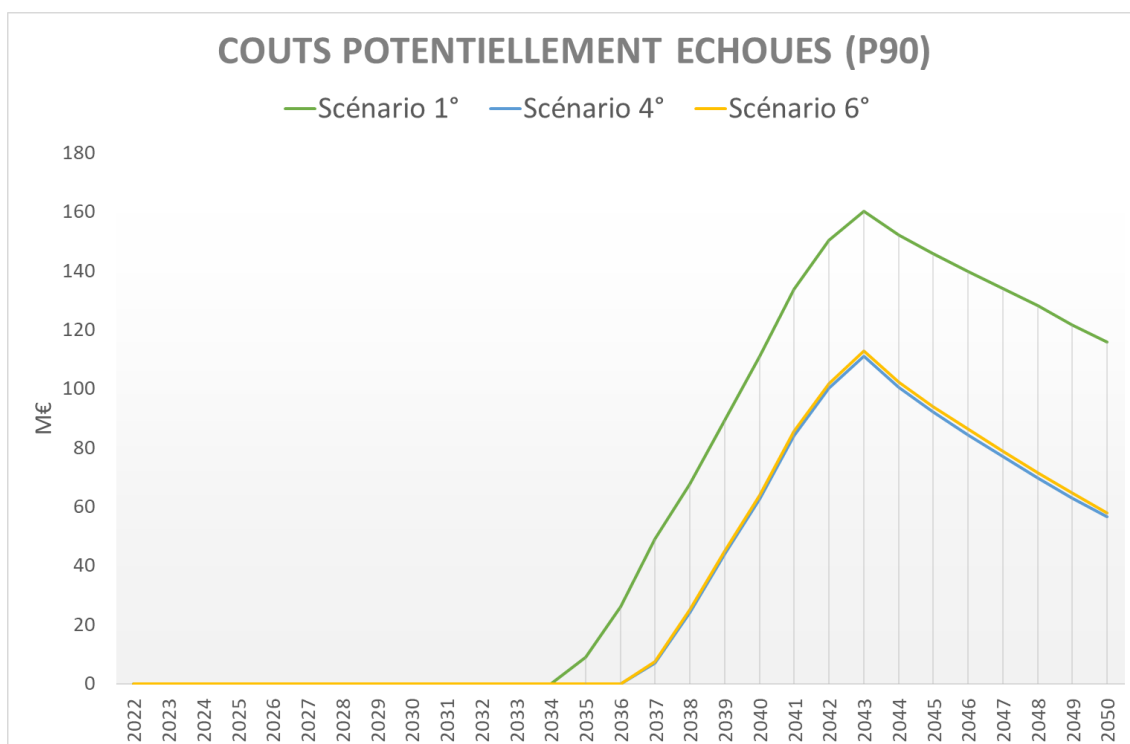


Figure 15 : Résultats de simulation – coûts potentiellement échoués (scénarii 1, 4, 6).

Résultats disponibles en annexes

L'ensemble des résultats des simulations peut être retrouvé en **Annexe 2**.

Conclusions de l'analyse comparative

Nous déduisons plusieurs points importants des résultats obtenus :

- L'amortissement accéléré permet de **modérer plus rapidement l'évolution de la RAB** par rapport à l'inaction ;
- Les mesures proposées **réduisent le risque de stranding** porté par Sibelga par rapport au scénario *business-as-usual* ;
 - Si le risque de coûts échoués et la valeur de la RAB semblent potentiellement plus importants dans le scénario 6 que dans le scénario 4, la différence est négligeable, surtout par rapport à **la différence entre ces deux scénarios en termes d'impact tarifaire moyen pour les URD en 2050** ;
- Les mesures proposées limitent les augmentations tarifaires sur l'ensemble de la période 2025-2050 et en font **une situation plus équitable et plus facilement maîtrisable** que le scénario prévoyant un amortissement classique à un taux plus élevé plutôt que l'amortissement accéléré que nous préconisons ;

-
- Alors que le scénario 1 entraîne le moins d'impact sur les URD, ce scénario est également associé aux coûts potentiellement échoués les plus élevés.

Pris ensemble, ces constats permettent de conclure que **les mesures proposées répondent bien aux principes directeurs et aux 5 objectifs fixés dans le cadre de la présente étude** (cf. pages 29 et 37 respectivement).

Implications pour le Fonds de régulation tarifaire

La mesure 4 – l'utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire – nécessite d'avoir une vision sur l'impact tarifaire global attendu sur l'ensemble de la période 2025-2050 et le rapport avec les soldes régulateurs. Pour rappel, les soldes s'élèvent actuellement à **125 M€** (valable en octobre 2022)⁶³.

Le graphique à la page suivante compare **l'impact global, soit l'augmentation tarifaire par facture multipliée par le nombre d'URD restants** dans l'année en question, des scénarii 1, 4 et 6. Il permet de conclure que **le scénario 6 arrive au mieux à limiter l'impact tarifaire global**, tout en limitant le risque de coûts échoués pour le GRD (cf. section précédente). Ceci fait de la problématique des *stranded assets* un enjeu maîtrisable par rapport aux fonds actuellement disponibles.

Le graphique indique en outre que **l'ampleur globale du risque de *stranding* est relativement faible**.

⁶³ Il est cependant à noter que ces soldes seront a priori plus faibles à la fin de la période tarifaire en cours, car ils ont permis de couvrir les effets de l'inflation et de la diminution probable des volumes de gaz consommés dans un contexte de prix élevés.

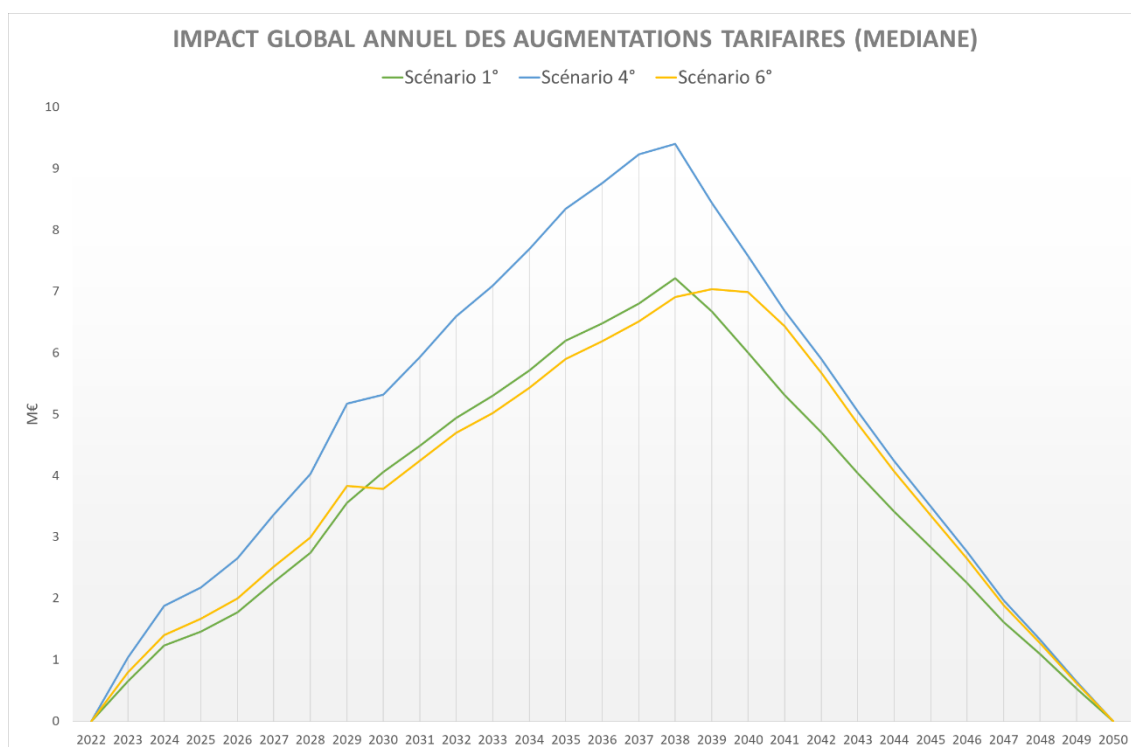


Figure 16 : Impact global par an des augmentations tarifaires (scénario 6) – graphique.

Ayant retenu le scénario 6 à l'issue des analyses comparatives et confortés dans cette décision par le graphique ci-avant, les données annuelles ci-après relèvent de ce scénario seulement :

Unités	Scenario 6	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
K	Clients	450	433	418	401	385	369	354	338	322
€	Clients restants : augmentation tarifaire annuelle par rapport à 2022	0	1.84	3.35	4.16	5.19	6.80	8.44	11.31	11.76
M€	Impact global : augmentation tarifaire agrégée	0.0	0.8	1.4	1.7	2.0	2.5	3.0	3.8	3.8

Unités	Scenario 6	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
K	Clients	305	290	275	259	241	227	211	196	178	162
€	Clients restants : augmentation tarifaire annuelle par rapport à 2022	13.90	16.19	18.25	20.99	24.43	27.31	30.90	35.27	39.53	43.10
M€	Impact global : augmentation tarifaire agrégée	4.2	4.7	5.0	5.4	5.9	6.2	6.5	6.9	7.0	7.0

Unités	Scenario 6	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
K	Clients	145	130	114	98	82	65	47	32	16	0
€	Clients restants : augmentation tarifaire annuelle par rapport à 2022	44.29	43.49	42.62	41.63	41.04	40.52	40.00	39.44	38.91	0
M€	Impact global : augmentation tarifaire agrégée	6.4	5.7	4.8	4.1	3.3	2.6	1.9	1.3	0.6	0.0

Figure 17 : Impact global par an des augmentations tarifaires (scénario 6) – tableaux.

Sur base de ces chiffres annuels, nous proposons de **fixer les principes d'affectation suivants** afin de faciliter la prise de décisions par rapport au Fonds de régulation tarifaire et la problématique des coûts échoués :

- **Ne pas viser une couverture à 100% de l'impact tarifaire**, vu les impacts relativement faibles au niveau d'un URD comme au niveau global ;
- **Limiter l'impact tarifaire à un niveau raisonnable et absorbable ;**
 - Au pic, l'augmentation par URD atteint 44 €/an dans le scénario 6, soit une hausse de 3,66 €/mois par rapport à 2022 ;
 - Implication : fixer un **seuil d'augmentation annuelle raisonnable, au-delà duquel il serait approprié d'affecter des soldes pour diminuer les tarifs et respecter le seuil ;**
- Suivre approximativement la courbe de l'augmentation tarifaire par an résultant du scénario 6 (cf. figure 14 sur la page 60) ;
 - Cette courbe entraîne peu d'impact tarifaire jusqu'en 2029 et un impact relativement limité entre 2031 et 2034, suivis par une augmentation menant à un pic en 2041 ;
 - Implication : **ne pas affecter des soldes à la problématique du *stranding* avant 2035 et évaluer le besoin d'une utilisation des soldes après 2041 à une date ultérieure ;**
 - Dans ce qui suit, nous ne prenons pas en considération la période 2042-2050.

La proposition de fixer un seuil d'augmentation, au-delà duquel le régulateur pourrait décider de recourir au Fonds de régulation, nécessite de comparer les impacts de différents seuils possibles :

Option (Scénario 6)	Seuil d'augmentation tarifaire par URD restant	Années de dépassement du seuil (hors 2042-2050)	Augmentation tarifaire maximale supportée par URD avant atteinte du seuil	Augmentation tarifaire moyenne par URD sans affectation des soldes sur la période de dépassement du seuil
Option 1	24 €/an	2035 - 2041	21 €/an	35 €/an
Option 2	20 €/an	2034 - 2041	18 €/an	33 €/an
Option 3	30 €/an	2037 - 2041	27 €/an	39 €/an

Impact tarifaire global sur la période, avant affectation des soldes	Soldes à affecter sur la période de dépassement afin de limiter l'augmentation au seuil fixé
46 M€	13 M€
46 M€	19 M€
46 M€	7 M€

Figure 18 : Comparaison de seuils d'augmentation tarifaire possibles.

L'option 1 correspondant à une augmentation mensuelle maximale de 2 €, nous proposons de **fixer le seuil d'augmentation par URD à 24 €/an.**

Ceci correspondrait à la situation suivante entre 2035 et 2041 :

Unités	Affectation des soldes	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
€	Augmentation tarifaire annuelle	0	1.84	3.35	4.16	5.19	6.80	8.44	11.31	11.76	13.90
M€	Attribution des soldes en euros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	Part des soldes restant à affecter en septembre 2022 (89 M€)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Unités	Affectation des soldes	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
€	Augmentation tarifaire annuelle	16.19	18.25	20.99	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
M€	Attribution des soldes en euros	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	1.5	2.2	2.8	3.1	2.9
%	Part des soldes restant à affecter en septembre 2022 (89 M€)	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	1.6	2.5	3.1	3.5	3.3

Figure 19 : Affectation des soldes réglementaires par an.

Vu le faible montant de soldes nécessaires par rapport au montant total disponible (à l'heure actuelle), les résultats nous mènent à conclure qu'**aucune réserve financière dédiée** liée au risque spécifique de coûts échoués n'est nécessaire.

Autrement dit, les chiffres ci-dessus représentent une indication de l'ordre de grandeur de la problématique d'ici à 2041 mais **ne constituent pas une recommandation de mettre de côté, dès aujourd'hui, la somme correspondante en vue d'une couverture du risque spécifique des *stranded assets*.**

Annexes

Annexe 1 : Projets de textes à intégrer dans la méthodologie tarifaire

Les propositions de rédaction ci-dessous portent sur l'ensemble des mesures qui ont vocation à être intégrées dans la méthodologie tarifaire 2025-2029 en cours d'élaboration. Les chapitres et sections auxquels est fait référence sont issus de la méthodologie tarifaire 2020-2024. Seuls les textes entre guillemets constituent des propositions de rédaction.

La classification des actifs et le dispositif de monitoring

Chapitre(s) concerné(s) : « 2. Régulation incitative sur les coûts » et « 6.1.1. Procédure générale de soumission » et « 6.1.3 Adaptation des tarifs »

Chapitre 2 : Régulation incitative sur les coûts

Insérer une section dédiée à la classification des actifs :

« Les nouveaux investissements sont divisés en quatre catégories associées à des mesures tarifaires distinctes. Les mesures servent à minimiser le risque de coûts échoués et d'augmentations tarifaires liés à la diminution progressive de la consommation du gaz naturel attendue dans le contexte de transition énergétique. Le système de classification des actifs décrit à la présente section tient compte, d'un côté, du besoin de continuer à investir aussi longtemps qu'un utilisateur est raccordé et, de l'autre, des longues durées d'amortissement des actifs du réseau. Il s'applique à partir de 2025, sans application rétroactive aux investissements passés.

Les actifs sont classés dans l'une des catégories suivantes :

1. « Actifs amortis avant 2050 » : il s'agit des futurs investissements qui seront amortis à l'horizon 2050 ;
2. « Investissements stratégiques » : il s'agit d'investissements pour lesquels il existe un lien clair et démontrable avec la transition énergétique. Par la création ou l'adaptation stratégiques d'actifs qui ne seront pas amortis à l'horizon 2050, les investissements de la catégorie 2 doivent permettre d'utiliser les actifs concernés d'une manière qui est compatible avec l'objectif de décarboner le secteur de l'énergie et/ou d'optimiser la consommation de l'énergie, et ainsi d'éviter ou de minimiser le risque de coûts échoués ;
3. « Coûts échoués récupérés par le GRD » : il s'agit d'investissements qui n'entrent pas dans les catégories 1 ou 2, mais dont le GRD peut démontrer qu'ils sont indispensables et utiles à l'exercice des activités visées à l'art. 5 de l'ordonnance gaz. Les critères d'indispensabilité et d'utilité sont cumulatifs ;

4. « Coûts échoués non récupérés par le GRD » : il s'agit d'investissements qui n'entrent pas dans les catégories 1 ou 2 et dont le caractère indispensable et utile ne peut être démontré. Ces investissements sont considérés comme sous-optimaux dans le contexte de la transition énergétique et présentent un risque réel de coûts échoués.

La classification des actifs se fait sur base de critères quantitatifs et/ou qualitatifs convenus entre BRUGEL et le GRD et validés par le Gouvernement. Il s'agit pour la période tarifaire 2025-2029 des critères suivants : *[à insérer après validation des critères]*.

Le GRD est tenu d'accompagner sa proposition tarifaire d'une proposition de classification dûment justifiée sur base des critères ci-avant. Les mesures associées à chaque catégorie seront appliquées aux actifs concernés après validation argumentée de la proposition de classification par BRUGEL, qui dispose de *[délai à insérer]* pour prendre sa décision. Lors de l'évaluation de la proposition, BRUGEL se réserve le droit de demander des renseignements supplémentaires concernant la proposition initiale du GRD ou d'effectuer des contrôles. En cas de désaccord, toute recatégorisation d'un actif est notifiée au GRD, qui disposera d'un délai de *[à insérer]* pour la contester, le cas échéant. La décision ultime revient à BRUGEL.

Les critères de classification servent également d'indicateurs de suivi. La pertinence de la classification appliquée peut être revue au cours de la période tarifaire, sur demande de BRUGEL ou à l'initiative du GRD. Le GRD peut, à tout moment, soumettre pour validation une proposition argumentée de reclassification des actifs. Le cas échéant, BRUGEL dispose d'un délai de *[à insérer]* pour y répondre. Aucun changement de traitement tarifaire d'un investissement suite à une reclassification ne sera appliqué rétroactivement. »

Insérer un tableau résumant les catégories d'actifs, les mesures associées à chacune et une référence aux sections couvrant chaque mesure :

Catégorie	Mesure spécifique	Référence
1. Actifs amortis avant 2050	N/A	N/A
2. Investissements stratégiques	N/A	N/A
3. Coûts échoués récupérés par le GRD	Amortissement accéléré	<i>A insérer (numéro de section)</i>
4. Coûts échoués non récupérés par le GRD	Non-entrée dans la RAB des actifs concernés	<i>A insérer (numéro de section)</i>

Point 6.1.1. Procédure générale de soumission

Intégrer l'exigence de soumettre une proposition de classification des actifs :

Citation partielle de la méthodologie tarifaire 2020-2024 : Au plus tard 6 mois après la publication des méthodologies tarifaires, le GRD transmet à BRUGEL la proposition tarifaire portant sur la période

régulatoire accompagnée du budget « et de la proposition de classification des actifs conformément au point [à insérer : référence au texte proposé pour le chapitre 2 ci-dessus] ».

Point 6.1.3. Adaptation des tarifs

Intégrer la possibilité de revoir la classification des actifs :

Citation partielle de la méthodologie tarifaire 2020-2024 : Une proposition tarifaire actualisée peut également être introduite dans le cas particulier prévu au point 5.2 « ou suite à la validation d'une proposition actualisée de classification des actifs tel que prévue au point [à insérer : référence au texte proposé pour le chapitre 2 ci-dessus] ».

La non-activation des surcharges

Chapitre(s) concerné(s) : « 1.1.2. Coûts gérables »

Supprimer les mentions des charges concernées

L'amortissement accéléré

Chapitre(s) concerné(s) : « 1.2.2. Pourcentage d'amortissement »

Supprimer la mention suivante : « ...sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle ».

Dans le chapitre 1.2.2 comme ailleurs dans la méthodologie tarifaire, modifier la terminologie :

- Remplacer « amortissement accéléré » tel qu'utilisé dans la méthodologie tarifaire 2020-2024 par « amortissement classique à un taux plus élevé », pour référer à l'amortissement tel qu'actuellement pratiqué (i.e. : un pourcentage appliqué à la valeur initiale de l'actif) ;
- Utiliser le terme « amortissement accéléré » pour référer à la forme d'amortissement préconisée ici, soit un premier taux appliqué à la valeur initiale de l'actif et un deuxième taux appliqué à la valeur résiduelle courante.

Insérer un paragraphe décrivant l'amortissement accéléré pour les actifs concernés :

« L'amortissement et, le cas échéant, l'amortissement classique à des taux plus élevés ne tiennent pas compte d'une valeur résiduelle courante, à l'exception des actifs amortis à 2 ou à 3% et classés dans la catégorie 3 tel que décrit à la section [à insérer]. Les actifs classés dans la catégorie 3 font l'objet d'un amortissement accéléré qui consiste à appliquer :

- Une dotation d'amortissement « normale » calculée sur la valeur d'acquisition nette (hors interventions des utilisateurs du réseau) au taux d'amortissement fixé pour ce type d'actif, et

- Une dotation d’amortissement « complémentaire » calculée sur la valeur comptable de l’actif après amortissement « normal », à un taux à déterminer par le régulateur (ici, 2% pour tous les actifs). »

Compléter le tableau existant présentant les pourcentages et durées d’amortissement par actif :

Ajouter une colonne indiquant le taux d’amortissement appliqué, le cas échéant, aux actifs concernés par l’amortissement accéléré (actifs de la catégorie 3 qui sont actuellement amortis à 2 ou 3% sur base de la valeur initiale).

Nous recommandons de fixer un taux de 2% pour l’amortissement sur base de la valeur résiduelle courante.

La non-entrée dans la RAB des actifs de la catégorie 4

Chapitre(s) concerné(s) : « 1.1.1. Composition du revenu total »

Insérer une section portant sur les coûts exclus du revenu total :

« A partir de 2025, la valeur des actifs liés aux investissements classés dans la catégorie 4 tel que décrit à la section [à insérer] n’est pas prise en compte dans la base d’actifs régulés (RAB). A ce titre, les charges afférentes ne sont pas prises en compte dans le calcul du revenu total du GRD. »

L’utilisation partielle du Fonds de régulation tarifaire

Chapitre(s) concerné(s) : N/A

N/A : Il n’est pas recommandé d’affecter des fonds à la problématique des coûts échoués lors de la période tarifaire 2025-2029.

La non-rémunération des investissements financés par le Fonds de régulation tarifaire

Chapitre(s) concerné(s) : « 1.1.2. Coûts gérables »

Au point i. de la section, préciser l’exclusion des investissements concernés :

Citation partielle de la méthodologie tarifaire 2020-2024 : Les coûts gérables représentent notamment les charges et produits liés à l’exercice des activités visés à l’art. 5 de l’ordonnance gaz, « à l’exception de charges liées à quelconque investissement financé par le Fonds de régulation tarifaire ».

La suppression du tarif préférentiel pour le raccordement des petites installations

Chapitre(s) concerné(s) : N/A

N/A : Cette mesure a été actée et a vocation à entrer en vigueur avant 2025.

Les investissements 2020-2024

Chapitre(s) concerné(s) : « 5.2. Gestion et affectation des soldes »

Insérer un paragraphe créant l'option d'utiliser le Fonds de régulation pour compenser les coûts échoués liés aux investissements 2020-2024 :

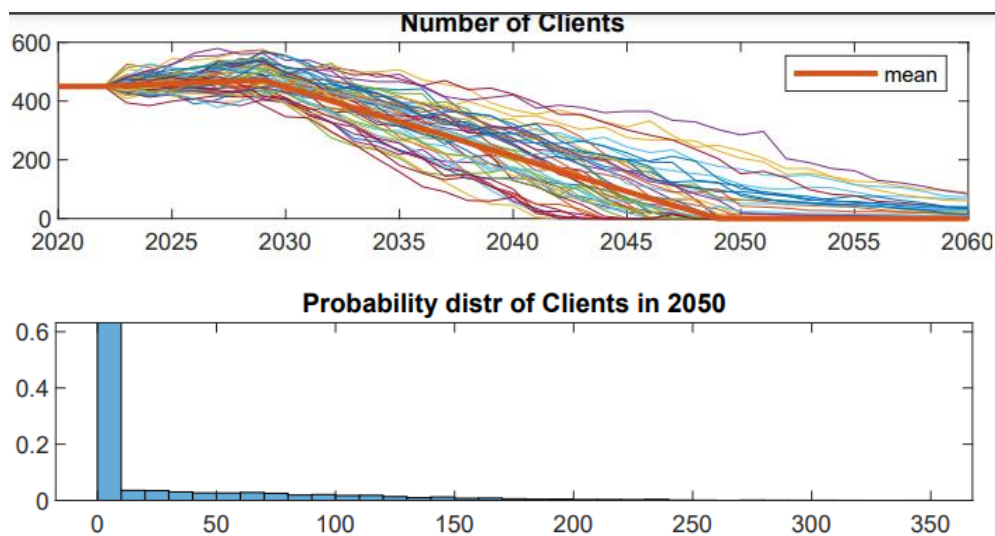
« Sur demande du GRD ou à sa propre initiative, BRUGEL peut évaluer la pertinence d'affecter une somme issue du Fonds de régulation afin de couvrir des coûts échoués liés aux investissements de la période 2020-2024. L'affectation d'une somme à cette fin peut être prévue uniquement si les pertes sont avérées plutôt qu'anticipées et le résultat direct de la diminution de la consommation du gaz [ou un autre indicateur] en raison de la transition énergétique. Ces critères sont cumulatifs. L'évaluation est basée sur des justificatifs apportés par le GRD quant aux coûts réellement échoués et au lien avec les impacts de la transition énergétique sur le réseau de distribution du gaz. BRUGEL se réserve le droit d'effectuer des contrôles avant et/ou après affectation. Le cas échéant, le montant à affecter est à la discrétion de BRUGEL. »

Annexe 2 : Simulations – résultats intégraux

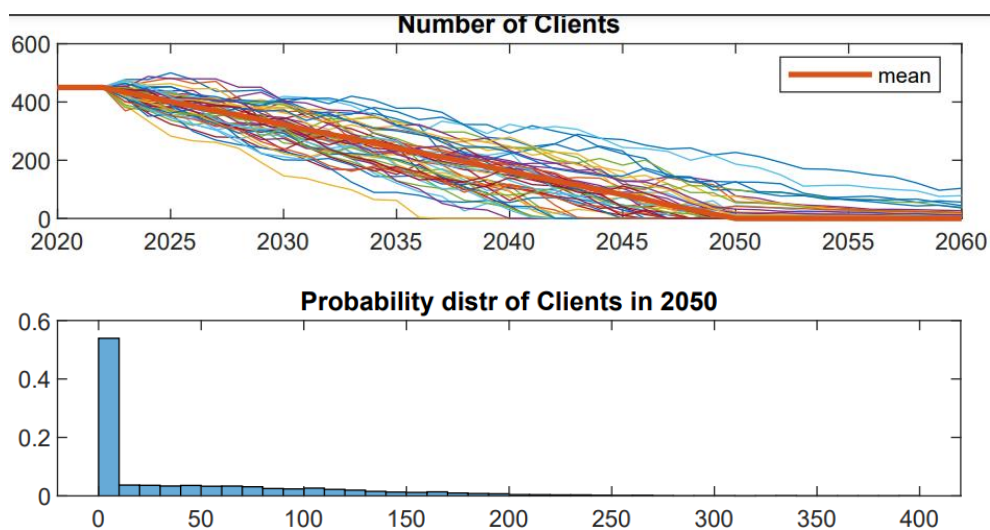
Pour une clé de lecture des résultats, veuillez-vous référer à la section « Clé de lecture des résultats » à partir de la page 56.

Modèles d'évolution du nombre de clients

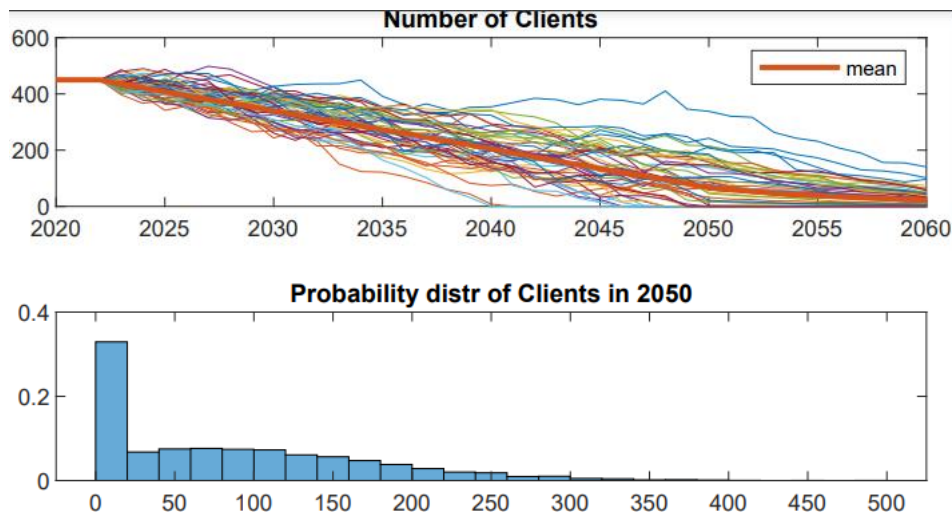
Modèle 1 : Base de clients actuelle +5% d'ici à 2030 et -100% d'ici à 2050



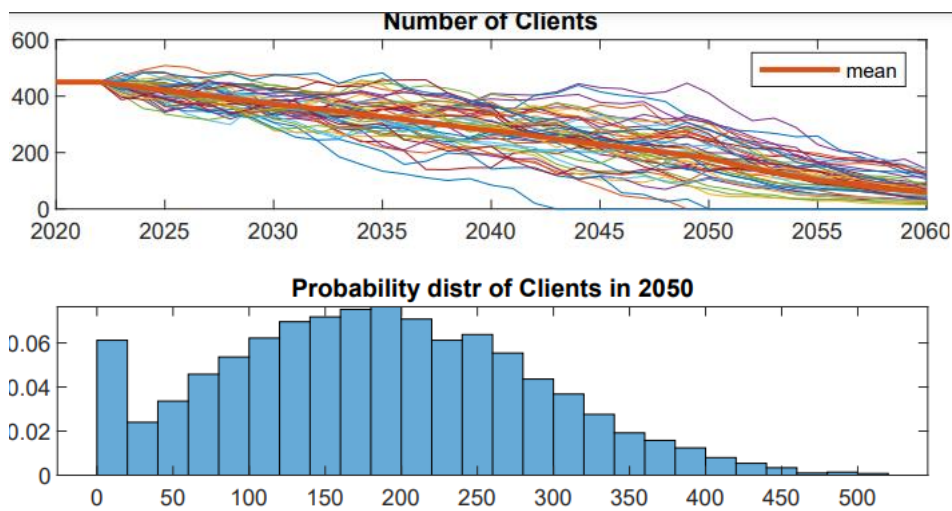
Modèle 2 : Base de clients actuelle -100% d'ici à 2050



Modèle 3 : Base de clients actuelle -85% d'ici à 2050



Modèle 4 : Base de clients actuelle -60% d'ici à 2050



Figures 20-23 : Résultats de simulation intégraux.

Simulation 1 : Investissements endogènes

Pour un rappel des mesures associées à chaque scénario, nous invitons le lecteur à consulter la section « Simulations, modèles et scénarii » à la page 20.

Modèle 1 : Base de clients actuelle +5% d'ici à 2030 et -100% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	113	57	97	154	166	187	38	38	75	73
2°	88	29	79	137	150	174	54	53	113	105
3°	67	17	60	113	125	148	44	44	85	70
4°	55	11	51	101	113	137	59	59	121	102
5°	83	26	74	131	144	168	54	54	104	105
6°	56	11	53	103	114	139	60	60	105	102

Modèle 2 : Base de clients actuelle -100% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	115	60	95	167	183	210	44	44	73	73
2°	91	31	77	152	171	201	62	61	112	105
3°	68	18	60	126	146	177	51	50	84	70
4°	56	11	52	114	136	168	68	68	118	102
5°	85	28	73	146	165	196	62	62	102	105
6°	58	12	53	116	137	169	69	68	102	103

Modèle 3 : Base de clients actuelle -85% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	117	61	59	144	159	190	43	43	68	73
2°	92	32	45	124	143	178	60	60	101	105
3°	69	18	33	98	116	154	50	50	75	70
4°	57	11	28	86	103	144	67	67	103	98
5°	86	28	42	118	137	173	61	61	90	96
6°	58	12	28	88	105	145	68	67	88	82

Modèle 4 : Base de clients actuelle -60% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	119	63	15	56	114	148	42	42	52	46
2°	94	33	10	33	90	131	59	58	74	63
3°	70	19	6	9	67	105	48	48	52	43
4°	57	11	5	0	56	93	65	65	68	54
5°	88	29	9	27	84	125	59	59	64	53
6°	59	12	5	0	57	95	66	65	58	45

Figures 24-27 : Résultats de simulation intégraux.

Simulation 2 : Investissements Sibelga

Pour un rappel des mesures associées à chaque scénario, nous invitons le lecteur à consulter la section « Simulations, modèles et scénarii » à la page 20.

Modèle 1 : Base de clients actuelle +5% d'ici à 2030 et -100% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	85	21	77	142	155	182	39	39	84	76
2°	60	7	60	122	136	165	55	55	130	105
3°	52	7	50	103	115	142	50	50	84	69
4°	45	6	43	90	102	128	66	66	113	102
5°	58	7	57	117	130	159	56	56	111	105
6°	46	7	44	92	104	130	66	66	98	102

Modèle 2 : Base de clients actuelle -100% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	85	21	77	160	182	221	45	45	82	76
2°	60	7	62	145	165	209	63	63	125	105
3°	52	7	51	121	142	182	58	57	81	69
4°	45	6	45	107	128	170	76	75	110	102
5°	58	7	59	139	159	203	64	64	107	105
6°	46	7	46	110	130	171	76	76	96	97

Modèle 3 : Base de clients actuelle -85% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	85	21	44	124	148	196	44	44	75	76
2°	60	7	34	105	132	181	62	61	112	105
3°	52	7	27	85	108	157	57	56	71	66
4°	45	6	24	73	95	142	74	74	93	82
5°	58	7	32	100	125	174	63	63	93	88
6°	46	7	24	75	98	145	75	74	80	69

Modèle 4 : Base de clients actuelle -60% d'ici à 2050

Scénario	RAB (M€)		Coûts échoués (M€)				Impact tarifaire annuel par client (€)			
	Moy2050	Moy2060	Moy2050	P90	P95	P99	Moy2025	Méd2025	Moy2050	Méd2050
1°	85	21	10	35	85	132	43	43	54	45
2°	60	7	7	13	60	111	60	60	75	59
3°	52	7	5	0	52	92	55	55	46	36
4°	45	6	4	0	45	80	72	72	58	44
5°	58	7	6	9	58	106	61	61	61	47
6°	46	7	4	0	46	82	73	72	49	37

Figures 28-31 : Résultats de simulation intégraux.

Annexe 3 : Simulations – note méthodologique (anglais)

The evolution of the number of households connected to the grid

The client base – number of consuming households – starts at 450k in 2022 and its evolution is modelled in several periods. Between 2022 and 2050 it follows a Brownian motion:

$$Y_t = Y_{t-1} - \mu + \sigma_1 \Delta W; \Delta W \sim N(0,1)$$

Where μ is the trend (the expected loss of clients per year) and sigma is the standard deviation. σ is set to 20k and measures the uncertainty around the trend. This figure was chosen in order to minimize chances that there is a high probability of 0 clients in 2040 while ensuring a decent probability that there are 0 to 20k clients in 2050.

The result is a normal distribution with increasing standard deviation over time. The central limit theorem states that any outcome that is the sum of many independent processes will always converge to a normal distribution. For this reason, normal distributions are popular in forecasting exercises. The assumption that there are many processes affecting the future client base seems likely. The assumption is that these processes are not necessarily independent. However, it is unclear how this dependency of process will affect the distribution, so the normal distribution remains the best guess for early periods.

In later periods, whenever equation 1 gives a negative outcome, it is set to zero and the distribution of the number of clients will have a non-negligible likelihood of zero. This will lead to negative skewness and the distribution is no longer normal due to the cut-off. More important than the exact shape of the probability distribution, is the assumption regarding the future trends (the evolution of the mean). To give insight into the effect of the assumptions regarding the trend, we will generate 4 scenarios for the client base.

- 5% increase until 2030 ($\mu = 3.2k$), then a decrease to 0 customers by 2050 ($\mu = -23.6k$)
- Continuous decrease from 2022-2050, leading to a 100% reduction in customer base by 2050 compared to today (0 customers) ($\mu = -16.0k$)
- Continuous decrease from 2022-2050, leading to an 85% reduction in customer base by 2050 compared to today (approximately) ($\mu = -13.6k$)
- Continuous decrease from 2022-2050, leading to a 60% reduction in customer base by 2050 compared to today (approximately) ($\mu = -9.6k$)

If we continue this process with a constant absolute trend further into the future, the client base goes to zero in a very abrupt way. This seems unlikely because some clients will find it

hard to switch to other energy vectors. Therefore, we assume that between 2050 and 2060, the client base reduces by 10% per year on average. The client base follows a geometric Brownian motion, where both the trend and stochastics are proportional to the size of the remaining number of clients. This gives a lognormal distribution following the equation:

$$Y_t = (1 - \tilde{\mu})Y_{t-1} + \tilde{\sigma}Y_{t-1}\Delta W; \Delta W \sim N(0,1)$$

With $\tilde{\mu} = 0.1$ and $\tilde{\sigma} = 0.08$.

In the Monte Carlo analysis, we generate 5000 random trajectories based on equations 1 and 2. The large number of scenarios ensures that our outcomes correspond to the assumed distributions.

The investment rule

The model has the possibility to have exogenous and endogenous investments. In the case of exogenous investments, we use the table below (information provided by Sibelga), where the net investments are equally spread out over the remaining years for the assets in question.

Table 1. Types of assets and total investment from 2022 onwards.

Asset	Investissements nets	Dernière année
Stations de réception	2.855.699	2028
Compteurs de stations de réception	160.542	2026
Canalisations MP	21.077.323	2028
Branchements MP	2.199.492	2029
Postes de détente réseau	4.535.721	2028
Postes de détente clients	701.674	2029
Canalisations BP	16.302.528	2028
Branchements BP	34.485.183	2034
Compteurs mécaniques	28.707.045	2050
Appareils de comptage électroniques	955.337	2044
Télécommande postes	136.588	2028
Total	112.117.132	

In case investments are endogenous to the model (not reported), they depend on the evolution of the client base during the preceding decade, acknowledging that a decreasing client base still requires investment but less than a stable client base. The investment rate is defined as the investment over the remaining Regulatory Assets Base (RAB).

$$(Y_t - Y_{t-10}) > 0 \Rightarrow InvRate = 2\%$$

$$0 > (Y_t - Y_{t-10}) > -200k \Rightarrow InvRate = 1.5\%$$

$$(Y_t - Y_{t-10}) < -200k \Rightarrow InvRate = 1\%$$

At current level of RAB (406M), a 1.5% investment rule implies an investment of about 6M per year.

Regulated Asset Base

We only model the type of assets that currently depreciate at 2% or 3%. We only model assets used for natural gas and assume that other clients (possibly hydrogen) will not pay for the remaining natural gas clients. The initial RAB is 406M. We assume that under current rules, this capital has a linear decreasing age structure.

Stranding rule

The RAB which exceeds 1666€ RAB per client is stranded. Note that depreciation is a percentage of the initial nominal value of the investment, not the residual RAB. So, we need to take into account that the old assets have a residual value that is much lower than their initial nominal value. As such, we consider that the nominal initial capital is double the residual RAB.⁶⁴ Following the formula in the footnote, we use the assumption that the maximum depreciation per year per client at a depreciation rate of 2.2%⁶⁵ is $1666€ \cdot 2 \cdot 0.022 = 73€$ per client per year. This is an approximation, which depends on the scenario. In most scenarios initial capital is more than double the residual capital because investments are not constant but decreasing. Currently, the RAB per client is 902€, depreciated at 2.2% per year that is around 40€ per year (3.30€ per month).

Note that by fixing a maximum RAB per client, the maximum payment per client is endogenous, i.e. it depends on the depreciation rate. It is better to define stranding by a fixed RAB/client for all scenarios, rather than by the depreciation/client, because for a given RAB/client an agreement of how this is further distributed over time can be negotiated once stranding has happened. This makes scenarios identical once stranding takes place. In other words, once there is stranding, Sibelga can still come to an agreement to spread out costs, but it is the RAB/client that will be the most determining factor to decide on how easy this 'spreading out' is.

Scenarios

- Scenario 1: current rules: capital depreciates at 3% and 2%.
- Scenario 2: rapid decay: capital depreciates at 4% and 3% from 2023 onwards.
- Scenario 3: Future investments are reduced by 36% because part of the running costs (*surcharges*) for these investments are remunerated immediately. Depreciation at 3% and 2%.

⁶⁴ Depreciation is $I \cdot \text{lifetime} \cdot \text{depr_rate} = 2 \cdot \text{RAB} \cdot \text{depr_rate}$. The factor 2 comes from the fact that old investments have low residual value but are depreciated as a percentage of their initial value. If investments are decreasing over time, this factor would be slightly larger.

⁶⁵ Figure derived from the proportion between assets depreciating at 2% and 3% based on data received.

- Scenario 4: Future investments are reduced by 36% because part of the running costs (*surcharges*) for these investments are remunerated immediately. Depreciation at 4% and 3%.
- Scenario 5: Alternative depreciation structure. Linear depreciation at 3% and 2% per year and on top of this 2% depreciation of residual non-depreciated capital per year. No reduction for running costs.
- Scenario 6: Alternative depreciation structure. Linear depreciation at 3% and 2% per year and on top of this 2% depreciation of residual non-depreciated capital per year. Plus 36% reduction for removed running costs.

Notes on the presentation of results

When it comes to the potentially stranded assets, the reported stranding corresponds to the outcome in cases where the maximum RAB/client of 1666€ is exceeded. We report the mean, as well as the 90th, 95th and 99th percentiles. For example, results reported under the 90th percentile represent the scenario in which 90% of trajectories have lower stranded assets than the figure in question. In other words, the stranded assets results are the result of 0 stranding in the majority of scenarios and high stranding costs in unlikely bad outcomes. The median is defined as the 50th percentile and is not reported because it is zero for all scenarios.

Depreciation per client represents those scenarios in which the client base is non-zero and concerns only the remaining clients. It takes into account that clients do not pay for assets that are stranded, if applicable. The mean depreciation represents some scenarios in which the maximum is hit and others in which it is very low (mainly because there was little investment and a reasonable amount of clients remaining).

